



Formulação de modelos operacionais para integração dos Sistemas de Armazenamento

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

Preparado para
INSTITUTO CLIMA E SOCIEDADE

JUNHO 2026

Sumário

Lista de Figuras.....	1
Lista de Tabelas.....	3
1 Introdução.....	4
1.1 Objetivos específicos do relatório.....	4
2 Serviços prioritários para habilitação.....	6
3 Diretrizes para operação dos SAEB.....	8
3.1 Modelos operativos.....	8
3.1.1 Coordenado por um operador.....	8
3.1.2 Autodespacho.....	12
3.1.3 Operação mista (parte centralizada, parte autônoma).....	15
3.2 Características da operação.....	17
4 Diretrizes para regulação e mercado por serviço.....	30
4.1 Atendimento à ponta e flexibilidade.....	31
4.2 Controle de tensão.....	39
4.3 Regulação de frequência.....	45
5 Diretrizes para o ciclo de vida dos SAEB.....	51
5.1 Licenciamento ambiental.....	51
5.2 Segurança operacional.....	61
5.3 Gestão de resíduos.....	66
6 Considerações finais.....	75
7 Referências.....	78

Lista de Figuras

Figura 1 Serviços priorizados	6
Figura 2 CMO médio horário em 2025 no Brasil. Fonte: ONS.....	11
Figura 3 CMO da barra 9024 e do subsistema sudeste em 22/09/2025. Fonte: ONS.....	11
Figura 4 Resultado da atuação dos SAEB nas simulações sob despacho centralizado: perfil médio de geração (MWh).	17
Figura 5 Resultado da atuação dos SAEB nas simulações sob autodespacho: perfil médio de geração (MWh).....	19
Figura 6 Operação do SAEB colocalizado sob autodespacho, em dia de PLD flat com um pico.	20
Figura 7 Operação do SAEB colocalizado sob autodespacho, em dia de PLD vale acentuado e um pico.....	20
Figura 8 Exemplo para a otimização na geração e consumo.....	22
Figura 9 Exemplo para o serviço de rampa.....	22
Figura 10 Mix projetado para 2029.....	23
Figura 11 Perfil anual da geração com SAEB livre.....	23
Figura 12 Operação média do SAEB em comparação ao PLD	24
Figura 13 Geração deslocada com a operação do SAEB.....	24
Figura 14 Operação SAEB em horários fixos na geração e carga	25
Figura 15 Geração deslocada com o SAEB em horários fixos na geração e carga.....	25
Figura 16 Operação do SAEB na rampa com comparação ao PLD de uma série.....	26
Figura 17 Geração deslocada com o SAEB operando nas rampas	26
Figura 18 Renda spot em bi. R\$ para as simulações anuais realizadas.....	27
Figura 19 Estrutura de análise por serviço.....	30
Figura 20 Exemplo de requisito de suporte de potência reativa e remuneração. Fonte: Regras de Comercialização da CCEE, 02 - Medição contábil.....	41
Figura 21 Proposta de requisito mínimo de geração e absorção de potência reativa do ONS. Fonte: Consulta Externa ONS nº 0017-2025 [18].....	41
Figura 22 Arquitetura institucional do SISNAMA.....	53
Figura 23 Capacidade global vs. taxa de falhas dos SAEB (2018 – 2023). Fonte: EPRI, 2024.	62

Figura 24 Fluxos de economia circular para baterias. Fonte: adaptado de Helbig & Hillenbrand (2024) [38].....	68
Figura 25 Perspectiva de demanda global de baterias por segmento e cenário climático [38]..	71

Lista de Tabelas

Tabela 1 Evidência sistêmica por serviço priorizado	7
Tabela 2 Diretrizes para a operação dos SAEB.....	28
Tabela 3 Horizontes temporais adotados para as diretrizes do relatório	30
Tabela 4 Diretrizes para atendimento de ponta.....	37
Tabela 5 Diretrizes para controle de tensão.....	44
Tabela 6 Diretrizes para regulação de frequência.....	49
Tabela 7 Diretrizes para licenciamento ambiental	58
Tabela 8 Diretrizes para segurança operacional.....	65
Tabela 9 Diretrizes para gestão de resíduos e ciclo de vida.....	74

1 INTRODUÇÃO

A transição energética em curso no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e seus impactos sobre a operação do SIN, como a variabilidade crescente da oferta, o aumento das rampas de carga líquida e a intensificação de fluxos desbalanceados entre regiões, constituem o pano de fundo já bem estabelecido deste projeto. É a partir desse diagnóstico compartilhado que os relatórios anteriores foram construídos e que o presente relatório avança.

O primeiro relatório, [Contexto e Desafios do SEB do Presente e do Futuro](#), diagnosticou essas necessidades sistêmicas em profundidade, a demanda crescente por flexibilidade operativa, a importância estratégica da reserva de geração e a necessidade de disponibilidade de potência firme no SIN. Com base nessa análise, o relatório também mapeou o universo de aplicações possíveis para os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB), abrangendo sua atuação como ativo de geração, de transmissão, de distribuição e como recurso distribuído, evidenciando a versatilidade da tecnologia frente às múltiplas demandas do sistema.

O segundo relatório, [Experiências Internacionais](#), examinou como sistemas elétricos com elevada penetração renovável vêm integrando os SAEB, identificando as tendências de uso predominantes e os arranjos que têm viabilizado sua inserção em escala, sejam mecanismos de contratação de capacidade, mercados de serviços ancilares, empilhamento de receitas ou modelos regulatórios específicos. Esse panorama oferece referências concretas sobre quais serviços têm demonstrado maior relevância sistêmica e quais condições habilitam sua operação.

O terceiro relatório, [Barreiras e Proposições para Inserção Eficiente dos SAEB](#), analisou o ambiente regulatório brasileiro, sua trajetória, suas lacunas e os instrumentos em construção, mapeando os principais obstáculos à inserção eficiente da tecnologia no país e propondo direcionamentos para sua superação, organizados em cinco eixos: regimes de outorga, acesso e uso da rede, fontes de remuneração, carga tributária e aspectos ambientais e de ciclo de vida.

O presente relatório parte desse conjunto de análises para responder a uma pergunta central: quais serviços os SAEB devem ser prioritariamente habilitados a prestar no SEB e como viabilizar essa habilitação? Para respondê-la, o relatório propõe modelos operacionais para a integração dos SAEB, abordando tanto os aspectos transversais que condicionam qualquer inserção, planejamento, operacionalização e requisitos técnicos gerais, quanto as condições específicas de habilitação de cada serviço identificado como prioritário, à luz de sua maturidade técnica, viabilidade econômica e urgência sistêmica.

Em paralelo, o quinto relatório do projeto voltará sua atenção a uma dimensão que facilmente passa despercebida nesse debate: os impactos socioeconômicos da inserção dos SAEB e o fortalecimento das comunidades locais afetadas por esse processo.

1.1 Objetivos específicos do relatório

Este relatório tem como objetivo propor modelos operacionais para a integração dos SAEB no SEB, a partir de uma leitura integrada dos diagnósticos produzidos nas etapas anteriores do projeto.

O ponto de partida é a identificação dos serviços que os SAEB devem ser prioritariamente habilitados a prestar no sistema elétrico brasileiro, considerando o grau de maturidade técnica de cada aplicação, sua viabilidade econômica no contexto nacional e a urgência sistêmica associada, ou seja, o quanto sua ausência representa um gargalo real para a operação segura e eficiente do SIN.

A partir dessa priorização, o relatório examina as condições necessárias para a habilitação efetiva dos SAEB em duas dimensões complementares. A primeira é técnico-operacional e abrange os fundamentos que condicionam qualquer modelo de inserção, como requisitos mínimos de conexão e operação, sinais locacionais e critérios de planejamento, bem como as condições específicas de cada serviço prioritário, incluindo modelos de despacho compatíveis, mecanismos de remuneração e requisitos técnicos particulares de cada aplicação. A segunda é de política e governança e trata das dimensões que permeiam toda e qualquer inserção e dependem de decisões institucionais mais amplas, como licenciamento ambiental, segurança operacional e gestão do ciclo de vida dos equipamentos.

O resultado esperado é um conjunto coerente de diretrizes que oriente agentes, reguladores e planejadores nas decisões dos próximos ciclos, posicionando os SAEB como componente estruturante da operação do SEB no horizonte da transição energética.

2 SERVIÇOS PRIORITÁRIOS PARA HABILITAÇÃO

O diagnóstico das necessidades sistêmicas do SEB foi desenvolvido em profundidade no [primeiro relatório deste projeto](#). Os dados disponíveis de 2025 e do horizonte imediato reforçam aquelas conclusões e permitem precisar onde os SAEB precisam ser prioritariamente habilitados a atuar. A Figura 1, apresenta tais serviços prioritários que aqui serão trados em eixos de discussão.



Figura 1 Serviços priorizados

No eixo de atendimento à ponta e flexibilidade, o PDE 2034 projeta déficit de 5.500 MW em 2028 e margem de reserva de apenas 2% em 2029 [1]. Quanto à necessidade de flexibilidade operativa, nas projeções do Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS [2], as rampas de carga líquida, que já atingem 6 GW em uma hora e 20 GW em quatro horas, tornam esse desafio agudo: o parque convencional atual progressivamente tem maior dificuldade de acompanhar a velocidade com que a demanda líquida sobe ao entardecer. A realização LRCAP de março de 2026 e a previsão do LRCAP armazenamento explicita a urgência desse problema.

No que diz respeito às necessidades quanto à estabilidade dinâmica da rede, o PAR/PEL 2025 [3] projeta mais de 240 manobras de equipamentos *shunt* por dia em 2030. Em agosto de 2025, um único dia de carga mínima exigiu 26 aberturas de linhas de transmissão para controle de tensão. A NT-ONS DTA 0085/2023 [4] quantifica necessidade adicional de -1.391 Mvar na área MG 500 kV em 2025, necessidade que motivou o primeiro *sandbox* regulatório de controle de tensão.

No eixo de regulação de frequência, o PAR/PEL 2025 documenta a redução progressiva dos níveis de inércia e de curto-circuito do SIN decorrente da expansão das renováveis variáveis e da micro e minigeração distribuída. O LRCAP de Armazenamento já exige, em sua documentação preliminar, inversores *grid-forming* com capacidade de resposta rápida de frequência como condição de habilitação, reconhecimento explícito da necessidade sistêmica, mas sem remuneração específica por esse atributo.

Em todos os casos, o sistema já sinaliza onde os SAEB precisam atuar: os serviços listados na Tabela 1 são exatamente aqueles para os quais há necessidade sistêmica quantificada e urgência de resposta. Com o diagnóstico consolidado, é preciso abordar a operacionalização, definir como cada serviço é prestado, sob quais arranjos e com quais parâmetros técnicos. É essa lacuna que os modelos e diretrizes descritos nos capítulos seguintes buscam preencher.

Tabela 1 Evidência sistêmica por serviço priorizado

Serviço	Evidência sistêmica
Atendimento à ponta e flexibilidade	PDE 2034 projeta déficit 5.500 MW em 2028; margem de reserva 2% em 2029; PMO indica rampas de carga líquida de até 20 GW em quatro horas.
Controle de tensão	ONS indica necessidade de -1.391 Mvar adicionais em MG; 240+ manobras shunt/dia em 2030.
Regulação de frequência	PAR/PEL 2025 aponta o quadro de redução de inércia síncrona.

Os serviços de atendimento à ponta e flexibilidade, controle de tensão e regulação de frequência, a prestação efetiva pelos SAEB depende de modelos operacionais e instrumentos de remuneração ainda a construir, que serão abordados ao longo do relatório.

Nos próximos capítulos, vamos examinar algumas das diretrizes necessárias para que, sob a ótica dos serviços aqui mencionados, haja desenvolvimento da tecnologia de SAEB no Brasil em conformidade com os arcabouços atuais de operação, planejamento, e regulação, além de garantir minimização de custos, suprimento confiável e resiliente aliado ao desenvolvimento social sustentável.

3 DIRETRIZES PARA OPERAÇÃO DOS SAEB

3.1 Modelos operativos

O Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) é hoje operado sob uma filosofia centralizada, em que uma única instituição, o Operador Nacional do Sistema (ONS), é responsável por todo o cronograma de despacho das usinas no nível de transmissão (instalações pertencentes a níveis de tensão superiores a 230 kV, sistema também conhecido como Rede Básica) e pela determinação de manobras operativas de rede. Para tanto, o ONS faz uso de uma série de modelos computacionais capazes de indicar a operação ótima do sistema. Esses modelos operam em horizontes que vão desde o tempo real até cinco anos à frente, integrando critérios de segurança, custo e confiabilidade.

Dessa forma, termelétricas e hidrelétricas não têm autonomia sobre o despacho de sua própria produção, e renováveis variáveis como solares e eólicas centralizadas geram conforme a disponibilidade de recursos primários, sujeitas a cortes comandados pelo operador. Alguns poucos geradores, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e geradores conectados à distribuição (que pouco interferem na operação da Rede Básica), podem informar seu perfil de geração para o dia seguinte no momento do planejamento da operação, etapa que ocorre um dia antes da operação em tempo real e determina o cronograma de geração e o respectivo preço para o dia seguinte.

Esta forma de operação centralizada acaba por impactar diretamente os modelos de negócio e a alocação de riscos no setor. No caso específico do armazenamento, ainda não é claro como sua operação será tratada dentro deste paradigma ao longo do tempo, considerando que esta tecnologia detém propriedades distintas de geradores e consumidores convencionais.

Os diversos atributos dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB) possibilitam a prestação de diferentes serviços ao sistema, bem como aos usuários proprietários desses equipamentos. A depender do objetivo de uso e dos modelos regulatórios e operacionais vigentes em cada mercado, há diferentes formas de operação dos SAEB. Essas formas são descritas a seguir, distinguidas neste relatório pelo tipo de coordenação: operação por um operador externo, autodespacho realizado pelo empreendedor e uma operação mista, que combina as duas modalidades anteriores.

3.1.1 Coordenado por um operador

Nesse arranjo operativo, assim como hoje ocorre no SIN com hidrelétricas e termelétricas, um operador coordena a operação dos SAEB, definindo as referências para a carga e descarga do ativo de forma otimizada com os outros recursos disponíveis e as condições e necessidades do sistema, considerando as restrições e limites operativos, como o limite de potência, energia armazenada, rampeamento, *state of charge* (SoC) etc. Quando falamos do despacho centralizado, onde a operação é coordenada pelo operador do sistema interligado, essa coordenação possibilita também a cootimização da energia com a prestação de serviços ancilares uma vez que o operador do sistema tem a visão das necessidades e recursos. Assim, o despacho centralizado naturalmente está relacionado à prestação de serviços ao sistema,

buscando a maior eficiência para a operação do sistema elétrico, dentro de critérios de segurança e confiabilidade.

Em um modelo de mercado baseado em custos auditados, o operador do sistema de transmissão utiliza métodos de otimização para coordenar a operação, considerando as características e condições do sistema elétrico, bem como custos comprovados de operação das usinas e um custo futuro relacionado ao armazenamento hidráulico. A otimização realizada pelo operador busca minimizar o custo das ofertas dos participantes, atendendo às necessidades e restrições do sistema. Apesar de maior autonomia na submissão de ofertas (com as condições de contorno específicas em cada mercado), a decisão de despacho e consequente impacto na formação de preço é do operador. Em linhas gerais, a decisão do despacho centralizado pode ser representada pelo seguinte problema de otimização:

$$\min_{\mathbf{q}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{J}} C_i(q_{i,t})$$

Sujeito a:

$$\sum_{k \in \mathcal{Q}(a)} q_{k,t} - \sum_{k \in \mathcal{D}(a)} d_{k,t} = 0, \forall a \in \mathcal{A}, t \in \mathcal{T}$$

$$q_{i,t} \in \mathbf{Y}, \forall i \in \mathcal{J}, t \in \mathcal{T}$$

Ou seja, busca-se determinar as quantidades \mathbf{q} para todos os elementos despacháveis que participam deste mercado, contidos no conjunto \mathcal{J} , minimizando os seus respectivos custos de operação $C_i(q_{i,t})$ associados a cada elemento despachado. Considera-se a restrição de atendimento à demanda $d_{k,t}$ a todo instante, no horizonte de análise contido em \mathcal{T} , e em todas as barras do sistema, contidas no conjunto \mathcal{A} , respeitando também todas as demais restrições operacionais representadas por um grupo de equações \mathbf{Y} . No caso dos SAEB, as quantidades despachadas abrangem tanto o carregamento, quanto o descarregamento do ativo.

Como resultado desse procedimento, os SAEB têm a tendência de serem operados sob despacho centralizado realizando o deslocamento temporal da carga – *load shifting*. Nesse contexto, é interessante observar o custo marginal de operação¹ (CMO) como indicador das necessidades sistêmicas aos olhos do operador.

A variação temporal do CMO (picos e vales ao longo das horas) e a variação espacial (diferenças entre barras/áreas) são, portanto, bons indicadores de: (i) escassez/abundância de energia no curto prazo e (ii) congestionamentos/restrições elétricas que tornam o custo marginal

¹ O custo marginal de operação é, por definição, o aumento de custo de operação causado pelo acréscimo de 1 MWh de carga numa determinada barra do sistema e instante de tempo. Quando se refere ao custo marginal de operação de uma região ou submercado, este valor é obtido pela média dos custos marginais de operação por barra ponderada pela carga em cada barra. O Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) no Brasil é derivado do custo marginal de operação sem a representação detalhada da rede, somente com as restrições entre submercados, resultando em valores por submercado, com a aplicação de limites mínimo e máximos (horário e estrutural).

localmente mais alto. Essa lógica é amplamente utilizada como sinal operacional e, no contexto brasileiro, o CMO é referência importante na formação de preços e análises operativas.

Sob despacho liderado pelo operador, o SAEB aparece no problema como um recurso capaz de deslocar energia no tempo e, dependendo do nível de representação da rede, também de mitigar restrições, reduzindo custos totais em situações de maior CMO e absorvendo energia quando o CMO é baixo. Assim, o carregamento tende a ocorrer em períodos em que o CMO está em níveis relativamente baixos (energia “barata” do ponto de vista do custo sistêmico), desde que haja margem de potência e energia no SAEB, enquanto o descarregamento tende a ser despachado nos períodos em que o CMO atinge níveis mais altos, quando o sistema estaria recorrendo a recursos mais caros ou quando restrições elevam o custo marginal local.

Em um caso simplificado (ignorando serviços ancilares e efeitos de rede), a lógica econômica do deslocamento temporal pode ser expressa pela condição de que o benefício marginal de descarregar em um período de alto CMO supere o custo marginal de carregar em um período de baixo CMO, considerando também a eficiência do ciclo do SAEB. Na prática, limites de potência, energia, SoC e a necessidade de reservar SoC para confiabilidade/serviços ancilares influenciam em como o operador programa o ativo ao longo do dia. Por isso, é importante que todas essas características estejam representadas no modelo de SAEB.

A Figura 2 mostra o CMO médio horário por trimestre e subsistema no ano de 2025, conforme dados oficiais do ONS. Pode-se observar diferenças significativas de custos marginais ao longo do dia, dos meses e por região, o que ilustra as oportunidades para a operação de SAEB no sistema. O 3º trimestre do ano é especialmente interessante, onde há patamares altos de CMO antes das 6 horas e após 17 horas, enquanto há vales acentuados de CMO no período da manhã, de 7 às 13 horas. Destaca-se a região nordeste, com valores mínimo e máximo de R\$ 51,57/MWh e R\$ 333,12/MWh, resultando numa amplitude de R\$ 311,55/MWh da média.

Quando investigado a nível de dias e barras dentro do subsistema, há situações ainda mais extremas, podendo também divergir do padrão do subsistema. Como exemplo, no dia 22 de setembro de 2025 (segunda-feira), o CMO do subsistema sudeste se mantém na faixa de R\$ 300/MWh durante o dia e atinge o pico de aproximadamente R\$ 800/MWh às 19 horas. Enquanto isso, o CMO por barra é mais diverso em padrão e amplitude, com quase 80% das barras do caso oficial com amplitude do custo marginal na faixa de R\$ 500 a 750 /MWh e basicamente os 20% restantes com amplitude de R\$ 750 a 1.000 /MWh. A maior amplitude registrada chega a R\$ 2.797,86/MWh (barra 9024), com pico de CMO ocorrendo às 10 horas. A Figura 3 apresenta o CMO do sistema sudeste e o CMO da barra com maior amplitude de custo marginal neste dia (9024).

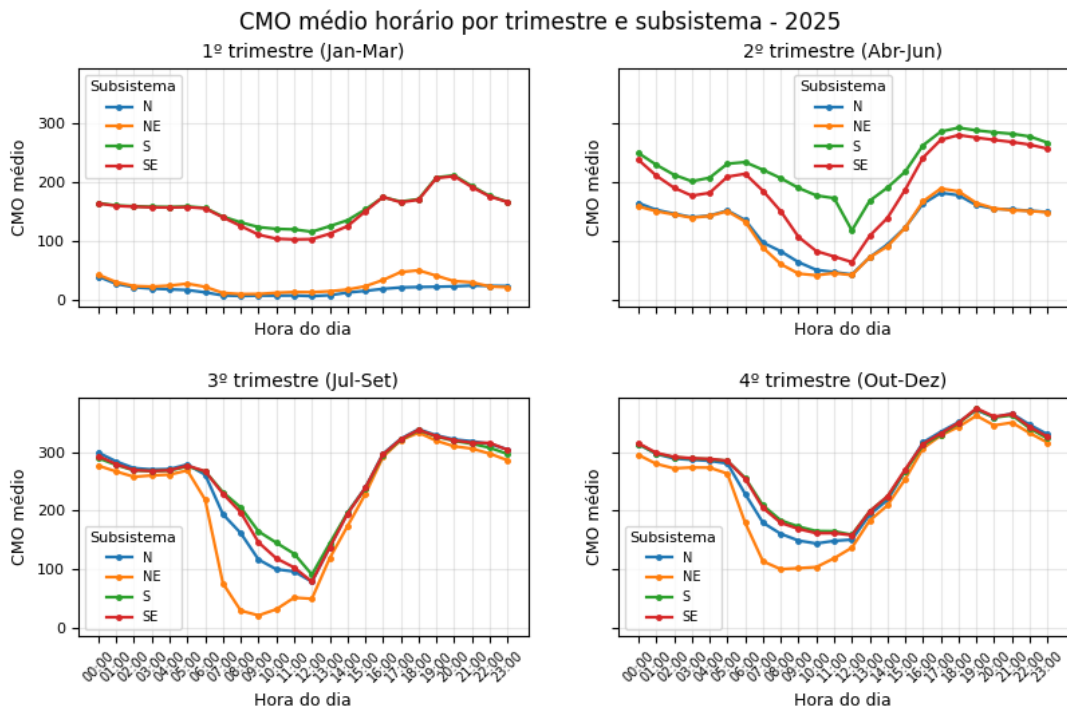


Figura 2 CMO médio horário em 2025 no Brasil. Fonte: ONS.

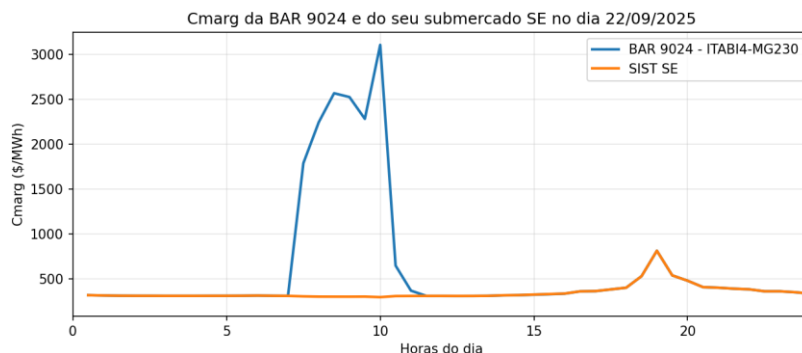


Figura 3 CMO da barra 9024 e do submercado sudeste em 22/09/2025. Fonte: ONS.

Isso ilustra como o SAEB, sendo um ativo flexível, pode atuar contribuindo para a otimização da operação do sistema sob o comando do operador, muitas vezes de forma a mitigar restrições locais que não estão refletidas no CMO do subsistema e, de forma semelhante, no PLD também.

Ainda assim, após o processamento desses modelos de otimização, há restrições não representadas no modelo de otimização, desvios de previsão e outras situações não previstas que podem exigir ajustes na programação da operação resultante da otimização. Dessa forma, além de seguir a programação da operação, os ativos operados centralizadamente devem atender demais solicitações do operador quando necessário durante a operação em tempo real, como para o controle de tensão da rede.

Quando o SAEB é implantado para prestar serviço específico como ativo de transmissão, estes também estão sob operação coordenada por um operador. Nesse caso, o objetivo principal deixa de ser atender a uma otimização da programação diária da operação de forma genérica e busca atender necessidades específicas da rede, como aliviar sobrecargas, suporte de tensão,

cumprir critérios N-1 e atender picos localizados de demanda. Nessa lógica, a operação nem sempre é o resultado direto do despacho econômico (minimização de custo), muitas vezes ela segue regras operativas e gatilhos específicos, por exemplo atingir nível de carregamento de um transformador acima de determinado percentual e duração de tempo. Isso exige que o operador mantenha o SAEB disponível para o evento, independente do sinal econômico naquele instante, como o CMO ou o PLD.

No Brasil, o caso da ISA Energia na SE Registro (SP) ilustra bem a lógica de SAEB como ativo de transmissão, como já mencionado nos relatórios anteriores. O projeto (30 MW / 60 MWh) é descrito como reforço à rede para atuar em picos de consumo do litoral paulista durante o verão, ou seja, uma operação sazonal e orientada à necessidade local. Nesse exemplo, no entanto, os ativos são operados pela própria transmissora, uma vez que são classificados como Demais Instalações de Transmissão (DIT), fora da rede de operação do ONS.

Importante mencionar que o arranjo de despacho por um operador discutido aqui não é sinônimo de despacho centralizado do sistema de transmissão. Há exemplos de modelos onde recursos energéticos distribuídos são operados a partir de um comando externo, como no caso de operadores do sistema de distribuição (*Distribution System Operator – DSO*) que acionam esses recursos em benefício da rede de distribuição. Assim, SAEB podem ser recursos distribuídos coordenados pelo DSO para mitigar restrições de rede ou prestar serviços, de forma análoga ao explicado anteriormente. Outro modelo que pode ser citado é através de centrais geradoras virtuais (*Virtual Power Plants – VPP*). Nesse caso, há um agente agregador que gerencia seu portfólio composto por diversos recursos como SAEB, consumidores e geração distribuída, com o objetivo de fornecer um determinado serviço para o sistema.

3.1.2 Autodespacho

No autodespacho, a operação do SAEB é definida pelo próprio agente, com o objetivo de otimizar valor econômico do ativo, isoladamente ou acoplado a uma central geradora (por exemplo, eólica ou solar), sem que exista uma referência de carga/descarga determinada continuamente por um operador de sistema. O SAEB opera sob as condições regulatórias e físicas, como limites de uso da rede, potência dos equipamentos, capacidade de energia, SOC, requisitos de medição, mas a lógica de decisão é essencialmente do empreendedor: o agente escolhe quando carregar/descarregar, quanto reservar de SoC e como gerenciar riscos (preço, *curtailment*, restrições de conexão, penalidades, contratos). Entretanto, na atual conjuntura regulatória, para trazer previsibilidade e em alguns casos a operabilidade do sistema, a programação da operação do SAEB poderia ser informada para o operador do sistema antes do fechamento da programação da operação diária (ou inclusive nos modelos de otimização da programação da operação utilizados atualmente), o que poderia reduzir a atratividade desta opção.

Esse arranjo é relevante em três principais frentes:

1. Reação ao preço / arbitragem: o SAEB responde a sinais econômicos (preços *spot*, tarifas, contratos) de forma autônoma, carregando em horas de menor valor esperado e descarregando em horas de maior valor esperado. No contexto brasileiro, a exposição

- ao PLD aparece como principal *driver*, mas aprimoramentos nos limites e formação do PLD serão essenciais para a melhor exploração dessa fonte de receita. Em especial, destaca-se a discussão de implantação da contabilização dupla e ofertas de quantidade a evolução do Mercado de Curto Prazo de energia (MCP)², que proporcionará oportunidade de arbitragem também entre os novos PLD *ex-ante* e *ex-post*.
2. Controle de excedente e mitigação de cortes (SAEB + renovável): quando restrições para injeção na rede impostas pelo operador do sistema, o SAEB absorve excedentes de geração que seriam vertidos/cortados e devolve energia em momentos mais valiosos. Esse uso se conecta diretamente à lógica de hibridização³ das usinas: o agente usa o SAEB para modelar o perfil líquido injetado na rede.
 3. Otimização do uso do sistema (projeto e operação): no Brasil, o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) é o montante contratado e apurado por ponto de conexão, e há processos formais de apuração de MUST verificado e contratado, podendo resultar em encargos associados a ultrapassagens.

Nesse contexto, o SAEB pode ser usado para reduzir picos de demanda/injeção no ponto de conexão, diminuir sobrecontratação/ultrapassagem e, em certos desenhos de projeto, permitir maior aproveitamento do ativo no ponto de conexão, sem exigir maior capacidade do sistema.

Assim, o empreendedor busca maximizar o seu resultado econômico ao avaliar a implantação e estratégia de operação de um SAEB. Diferentemente do modelo de operação coordenado por um operador, em que a lógica principal é atender às necessidades externas do sistema elétrico, no autodespacho a referência central passa a ser o resultado econômico do empreendedor. Nessa configuração, o proprietário do empreendimento busca maximizar a receita líquida do projeto, tomando decisões que começam ainda na fase de concepção do negócio e se estendem por todo o horizonte de operação. Em outras palavras, não se trata apenas de decidir quando carregar ou descarregar o SAEB, mas de escolher, de forma integrada, como dimensionar os ativos, quanto contratar de uso da rede e como operar o conjunto ao longo do tempo para capturar o maior valor possível.

Sob essa ótica, algumas variáveis de controle ganham papel central. No projeto, o empreendedor define o porte da central geradora, a potência do SAEB e a capacidade de armazenamento em energia da bateria. Também define o MUST a ser contratado, que condiciona o uso do ponto de conexão e afeta diretamente os custos de uso da rede e o risco de penalidades por ultrapassagem. Já na dimensão comercial, o empreendedor escolhe quanto de energia contratar, a que preço contratar e qual nível de exposição deseja manter ao mercado de curto prazo. Por fim, ao longo da operação, decide a estratégia de uso do SAEB, isto é, em quais momentos vale mais a pena carregar, descarregar ou preservar energia armazenada para oportunidades futuras.

² A Consulta Pública nº 218/2026 do Ministério de Minas e Energia apresenta minuta de Portaria com diretrizes para a implantação da contabilização dupla e ofertas de quantidade na programação da operação e formação de preço. O assunto será abordado novamente na seção 4.1.

³ Enquanto o termo “usina híbrida” na experiência internacional costuma se referir à combinação de diferentes fontes e sistemas de armazenamento, a definição regulatória no Brasil tem caminhado para diferenciar “usina híbrida” como uma única usina com diferentes tecnologias de geração, enquanto a presença de SAEB configura uma “usina com SAEB colocalizado”. Aqui, utilizamos o termo “hibridização” de forma mais ampla, alinhado à nomenclatura internacional.

Essas decisões estão todas interligadas. O tamanho da usina e da bateria influencia o custo inicial do investimento, mas também determina a capacidade do projeto de gerar receitas no futuro. O MUST contratado, por sua vez, pode ampliar ou restringir a flexibilidade do empreendimento no ponto de conexão. A estratégia comercial afeta o equilíbrio entre receita contratual e exposição ao MCP. E a operação do SAEB funciona como o elo que conecta essas decisões: é ela que permite, por exemplo, deslocar energia no tempo, aproveitar melhor sinais econômicos e reduzir perdas associadas a limitações operativas.

Nesse contexto, a usina renovável tende a produzir o máximo possível dentro das condições disponíveis, enquanto o SAEB oferece ao empreendedor uma ferramenta para gerenciar melhor essa produção ao longo do tempo. Quando há restrições no ponto de conexão ou limitações do sistema, a bateria pode absorver parte do excedente que não conseguiria ser escoado naquele instante, mitigando situações de *curtailment*, e injetar essa energia em outro momento mais conveniente. Assim, a operação do SAEB pode melhorar simultaneamente a receita no MCP, o aproveitamento da energia gerada e a aderência aos limites de uso da rede.

Naturalmente, essa estratégia precisa respeitar os limites físicos e operativos do empreendimento. A operação do SAEB depende de fatores como sua potência máxima, sua capacidade de armazenamento, seu estado de carga e as restrições eventualmente impostas no ponto de conexão. Ainda assim, mesmo dentro dessas limitações, o autodespacho amplia substancialmente o conjunto de decisões sob controle do empreendedor. É justamente essa liberdade – de projetar, contratar e operar de forma coordenada – que distingue esse arranjo de uma lógica de despacho orientada pelo operador do sistema.

É evidente que o problema real é ainda mais complexo, com diversas incertezas, restrições adicionais e detalhes regulatórios que não estão explicitados aqui. No entanto, essa visão didática é útil para mostrar que, no autodespacho, o resultado econômico do empreendimento depende da combinação entre três frentes principais: as escolhas de projeto, as escolhas comerciais e as escolhas operativas. Por isso, regras regulatórias e operacionais que limitem excessivamente a liberdade do empreendedor para definir o porte do projeto, contratar o uso da rede ou operar o SAEB tendem a afetar diretamente a atratividade econômica do investimento. Isso reforça a importância de diretrizes claras e estáveis para viabilizar esse tipo de negócio.

Até aqui, o autodespacho foi tratado principalmente no contexto de agentes conectados ao sistema interligado, que otimizam a operação do SAEB em função de sinais econômicos (MCP/contratos) e de restrições de conexão (por exemplo, limites operativos e uso do sistema). No entanto, é importante mencionar um contexto distinto, no qual o autodespacho do SAEB decorre menos de uma lógica de mercado e mais de uma coordenação local de recursos para garantir a segurança e qualidade do suprimento: o caso das *microgrids*. Nesse aspecto, a coordenação é realizada por um controlador interno, isto é, uma lógica de controle proprietária da instalação que decide a operação conjunta do SAEB, da geração local e das cargas atendidas, buscando objetivos locais como confiabilidade, qualidade de energia e redução de custos. Mesmo quando conectada à rede, a *microgrid* tipicamente opera como um “agente autodespachado” do ponto de vista do sistema, pois o operador externo enxerga principalmente

a injeção/consumo líquido no ponto de conexão, enquanto as decisões de carga/descarga e alocação interna de recursos permanecem sob a governança do próprio agente, ressalvadas condições de segurança e limites de interconexão.

3.1.3 Operação mista (parte centralizada, parte autônoma)

Na operação mista, são combinados elementos da operação coordenada por um operador e do autodespacho. Em termos práticos, uma parte da flexibilidade do ativo fica comprometida para atender necessidades do sistema, como produtos de atendimento à ponta, reserva de capacidade, controle de tensão ou mitigação de restrições locais. Enquanto o restante da operação permanece sob decisão do empreendedor para otimizar receitas privadas, como as provenientes do MCP, contratos, controle de excedente/*curtailment* e otimização no ponto de conexão. Esse arranjo reforça naturalmente o conceito de empilhamento de receitas, pois permite que o ativo monetize simultaneamente, ou em janelas temporárias distintas, serviços ao sistema e estratégias comerciais.

Há diferentes formas de implementar esse tipo de operação, com graus variados de liberdade. Uma possibilidade é o agente firmar compromisso de entrega de um produto de potência ao sistema numa janela horária, mas manter a liberdade do proprietário para decidir a trajetória de carga e descarga fora dessas janelas. Mesmo concomitante ao atendimento de um produto por despacho centralizado, a liberdade ainda pode existir desde que sejam respeitados requisitos como SoC mínimo, potência entregue/reservada e tempo de resposta. Outra forma de hibridizar a operação combinando o despacho centralizado com autônomo é atribuir o descarregamento do SAEB ao acionamento centralizado, enquanto o carregamento é livre, possibilitando o empreendedor a recompor o SoC do ativo da forma que melhor beneficie seu projeto, através do carregamento em momentos de preços baixos ou com excedente de geração de uma central geradora colocalizada, por exemplo.

Esse desenho afeta diretamente o “problema de otimização” de tomada de decisão em ambas as visões, do operador centralizado e do empreendedor. Na visão do operador, deixa de existir um controle total do ativo, de forma que o operador passa a trabalhar com um recurso cuja entrega é condicionada por restrições declaradas e por uma governança compartilhada (janelas, envelopes operativos, SoC mínimo, limites de energia para entrega, indisponibilidades programadas). Isso tende a exigir mais parametrização e mais restrições no modelo operacional e/ou no desenho do produto, trazendo maior complexidade regulatória e operacional (por exemplo, separar remuneração por disponibilidade e por ativação, impor requisitos mínimos de SoC antes de janelas críticas, ou adotar regras de medição e penalidades de não entrega). Na visão do empreendedor, a otimização passa a incorporar mais fontes de receita (MCP + contratos + serviços), mas surge o custo de oportunidade implícito relacionado a obrigações de entrega: manter reservas reduz o grau de liberdade para arbitragem e pode forçar SoC em patamares menos lucrativos. Além disso, o compromisso de entrega de produtos ao sistema usualmente está associado a possíveis penalidades severas de desempenho ou não entrega, que devem ser avaliadas no modelo operacional do empreendedor.

Na prática, o problema de maximização de valor deixa de ser focado apenas na arbitragem de energia e cootimização com a central geradora, e passa a ser uma decisão intertemporal de

portfólio, com o objetivo de maximizar receitas totais, visando atender também restrições contratuais e operacionais impostas pelos produtos ao sistema, com penalidades e risco de não conformidade.

Box 1 Modelos operativos no contexto brasileiro

Um ponto de partida útil para pensar a inserção dos SAEB no Brasil e o seu modelo operativo é o tratamento hoje dado às renováveis não despacháveis. Nesse arranjo, há previsões centralizadas usadas na programação da operação, mas não existe um compromisso estrito entre os valores previstos e a geração efetivamente realizada. A exceção ocorre nos casos de restrição operativa em tempo real, nos quais os agentes devem atender ao comando do ONS de controle de injeção de potência no ponto de conexão. Esse referencial é importante porque mostra que o sistema brasileiro já convive com recursos cuja operação não é plenamente despachada pelo Operador, mas que permanecem subordinados a comandos operativos quando a segurança do sistema exige.

Além disso, o arranjo brasileiro já contém mecanismos que se aproximam de elementos de oferta, ainda que inseridos em uma lógica geral de coordenação centralizada. Instrumentos como as ofertas de resposta da demanda, a compatibilização da geração hidráulica e a declaração de inflexibilidade termelétrica criam uma etapa de interação entre empreendedor e ONS, na qual as condições e necessidades do agente são consideradas, mas sempre ponderadas à luz das necessidades sistêmicas na visão do Operador [5]. Isso sugere que a transição para modelos mais flexíveis de operação dos SAEB não precisaria partir de uma ruptura completa com a lógica atual, mas pode evoluir a partir de mecanismos já conhecidos pelo setor, em que há alguma liberdade do agente dentro de um processo validado pelo ONS.

Nesse contexto, no curto prazo, são duas vias principais de modelo operacional para os SAEB. A primeira é a dos ativos contratados no LRCAP, com operação totalmente despachada pelo ONS, mais aderente à lógica de atendimento a necessidades sistêmicas e de confiabilidade. A segunda é a inserção de SAEB colocados a centrais geradoras, cuja operação pode seguir a lógica de autodespacho, com uma etapa de interação entre agente e ONS e a devida validação do Operador, de forma semelhante aos mecanismos parcialmente baseados em oferta já existentes. Já no médio e longo prazo, com o amadurecimento do mercado e a ampliação das combinações possíveis de serviços e receitas, a operação mista tende a se tornar o modelo mais relevante. A introdução de um mecanismo de ofertas de quantidade, ao menos como etapa inicial (essa evolução será aprofundada na seção 4.1), formaliza essa lógica de interação entre agente e operador e abre espaço para que o mesmo SAEB concilie obrigações sistêmicas com otimização econômica própria. Nesse cenário, ganham força arranjos em que coexistem ofertas ao mercado, obrigações de disponibilidade associadas a contratos de capacidade ou serviços ancilares e alguma liberdade do empreendedor para gerir o ativo fora dessas obrigações.

3.2 Características da operação

Para ilustrar a atuação dos SAEB no sistema brasileiro nos próximos anos, foram feitos grupos de simulações energéticas, buscando avaliar a atuação do SAEB. No primeiro, o SAEB é alocado perto do sistema de geração, sem qualquer restrição para a operação do armazenamento, sob despacho centralizado. O resultado esperado para esta simulação é que o sistema de armazenamento consiga armazenar energia em momentos de excesso de geração, reduzindo o *curtailment* e injetando em outros horários, com o serviço de *time-shifting*. A simulação foi realizada para 3 pontos na rede, com diferentes tipos de geradores próximos: O Ponto A foi no estado de São Paulo, região com muitas usinas hidrelétricas e solares. O Ponto B foi no Rio Grande do Norte, região praticamente com geradores eólicos e o Ponto C, em Minas Gerais, com penetração grande da fonte solar. Foram feitas simulações para SAEB de 160 MW com relação potência/geração de 1:4. Ou seja, conseguem descarregar 160 MW por quatro horas.

No gráfico apresentado pela Figura 4, é apresentado o perfil médio diário de despacho dos SAEB, onde o eixo horizontal apresenta as horas e no vertical a operação dos SAEB, sendo que valores positivos indicam a injeção de energia da bateria para o sistema e valores negativos indicam o carregamento.

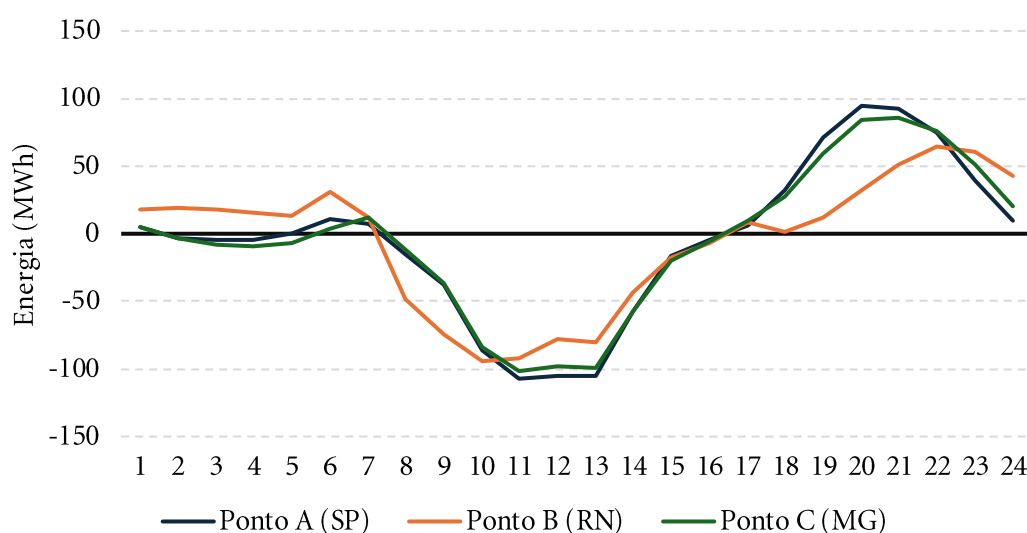


Figura 4 Resultado da atuação dos SAEB nas simulações sob despacho centralizado: perfil médio de geração (MWh).

De forma geral, pode-se observar que o perfil de despacho dos três sistemas de armazenamento apresenta tendência macro semelhante, com momento de carga mais concentrado no período da manhã e início da tarde e momento de descarga no período noturno. O período diurno caracteriza-se por uma sobreoferta energética, em decorrência da elevação do fator de capacidade da MMGD solar e, conseqüentemente, redução da carga líquida do sistema. Além de demandar ações de redução de geração e/ou elevação de demanda para equilíbrio de

frequência, esse fenômeno contribui com a incidência de CMO mais baixo, favorecendo o carregamento das baterias nessa janela tanto sob o aspecto operativo quanto sob o racional econômico.

Por outro lado, no final da tarde, a redução da produção solar acarreta rampas de carga bastante significativas que culminam na ponta de demanda no início do período noturno. Esses fatores reforçam a necessidade de suprimento de potência instantânea, elevando os custos marginais do sistema e favorecendo o despacho das baterias.

Analisando os perfis de forma mais aprofundada, é possível notar que os SAEB alocados no Ponto A (SP) e Ponto C (MG) apresentam características de despacho praticamente idênticas, com carregamento concentrado na janela das 9 h às 16 h e descarga no período de ponta, enquanto o SAEB do Ponto B (RN) apresenta um despacho residual no período da madrugada, uma janela de carregamento mais diluída, iniciando antes dos demais, e uma contribuição tardia no período de ponta de carga.

Essas nuances entre os perfis podem ser explicadas pela conjuntura local da rede em cada um dos pontos avaliados. Por um lado, as regiões oeste de São Paulo, e norte de Minas Gerais, onde se localizam, respectivamente, os Pontos A e C, apresentam uma presença maior de usinas solares na matriz de geração renovável local.

Esse fato favorece um perfil de despacho com carregamento mais concentrado no período diurno, em aproveitamento ao excedente energético solar, tanto por causas energéticas quanto elétricas, e descarregamento no período noturno, com menor competitividade local para escoamento.

Por outro lado, o Ponto B se localiza em uma região com elevada concentração de usinas eólicas, de perfil complementar à fonte solar, e grande competitividade pelos recursos de transmissão. Esse contexto operacional sugere a possibilidade de alguma restrição de capacidade remanescente para escoamento de potência no início do horário de ponta, o que pode explicar o despacho de geração tardio observado para o SAEB deste ponto.

Assim, confirma-se a tendência esperada de que operação centralizada dos SAEB busca atender a ponta de carga do sistema, ao mesmo tempo que provê flexibilidade para o sistema, mitigando a elevada rampa de carga. Principalmente para ativos localizados em grandes centros de carga com participação elevada de geração solar (Pontos A e C), enquanto a contribuição de atendimento à ponta é de quase 100 MW, a rampa de carga de 12 h até 20 h é reduzida em aproximadamente 200 MW, no caso simulado. O carregamento dos SAEB no período de 8 h às 16 h coincide principalmente com a geração solar, contribuindo para a reduzir restrições de geração.

Em um novo grupo de simulações, é ilustrada a operação de um SAEB colocalizado a um parque gerador fotovoltaico sob a premissa de autodespacho, na qual o empreendedor otimiza a operação do seu empreendimento considerando o PLD, seus contratos de energia e eventuais restrições de geração. Nesse caso, o SAEB apresenta a mesma potência do parque gerador, de

537 MW, e capacidade para operação por 4 horas a potência máxima, resultando em 2.148 MWh. Enquanto há MUST contratado suficiente para a injeção total de potência na rede, o consumo da bateria é limitado a 125 MW.

A Figura 5, a seguir, ilustra o perfil médio da atuação deste SAEB, diferenciando o perfil quando o ativo é carregado utilizando a energia que seria vertida pelo parque gerador em um evento de *curtailment*. A curva azul representa a atuação da bateria com referência nos terminais do SAEB, enquanto a curva laranja mostra o resultado líquido, descontado o carregamento através da energia vertida. Observa-se, na média, uma tendência de ciclo único no dia, com carregamentos durante todo o período de madrugada até 17h, e aumento da potência de carregamento no período de 8 h às 16 h, muitas vezes sendo suprido pela energia que seria cortada do parque gerador.

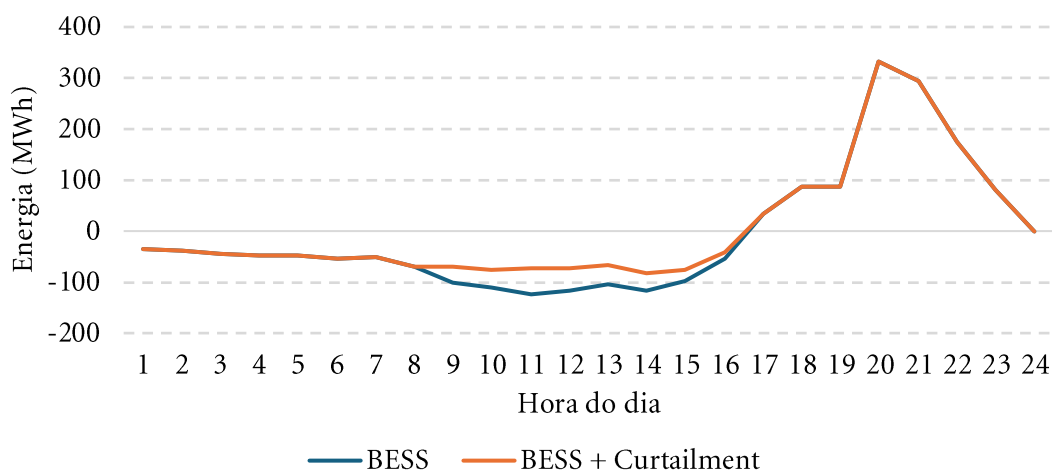


Figura 5 Resultado da atuação dos SAEB nas simulações sob autodespacho: perfil médio de geração (MWh).

Nas Figura 6 e Figura 7 são apresentados exemplos da operação diária do SAEB frente a diferentes perfis de PLD. Na primeira, o PLD é flat durante o dia no seu valor mínimo, apresentando um único pico no horário de 20 h, com aumento de aproximadamente 20%. Nesse caso, o SAEB é carregado esporadicamente ao longo do dia e injeta o máximo de potência na rede durante o pico do PLD.

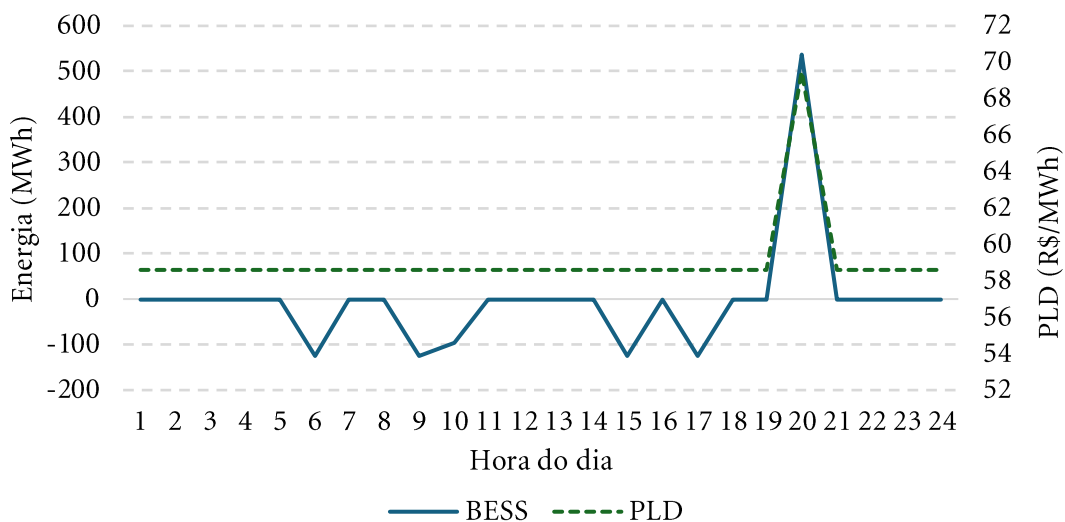


Figura 6 Operação do SAEB colocalizado sob autodespacho, em dia de PLD flat com um pico.

No segundo caso, há um vale acentuado no valor do PLD mínimo durante o horário de 8 h até 16 h, saltando para níveis aproximadamente 260% maiores no restante do dia e 330% maior especialmente às 20 h. A operação do SAEB concentra o carregamento no horário de 7 h às 16 h, no seu limite do MUST de consumo, aproveitando também momentos de *curtailment* da geração colocalizada para o carregamento, enquanto o descarregamento ocorre de 19 h às 21 h, durante o patamar mais elevado de PLD, incluindo o seu pico.

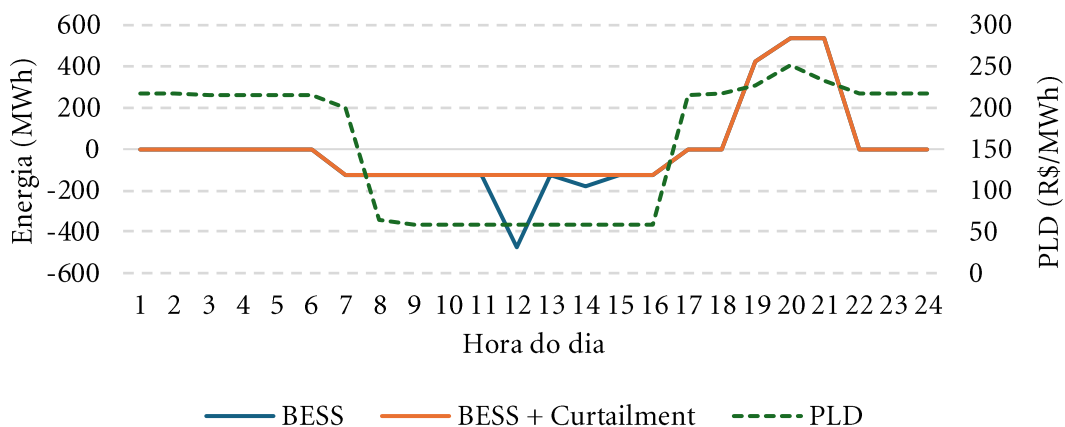


Figura 7 Operação do SAEB colocalizado sob autodespacho, em dia de PLD vale acentuado e um pico.

Assim, as simulações reforçam que o despacho orientado pelo operador e o autodespacho do empreendedor partem de referências diferentes, mas frequentemente convergem para uma resposta operacional semelhante. Na ótica do operador, o SAEB tende a seguir o sinal do CMO, carregando nas horas em que o sistema está mais folgado e descarregando nos momentos em que a necessidade de potência e flexibilidade se torna maior. Na ótica do empreendedor, a

decisão é guiada pelo PLD, pelos contratos e pelas restrições do próprio empreendimento. Como ambos os sinais nascem, em grande medida, das mesmas condições físicas do sistema, é natural que os perfis de operação se aproximem. Isso ajuda a explicar por que, em muitos casos, a lógica econômica do autodespacho acaba reproduzindo parte da lógica sistêmica observada sob coordenação do operador.

A diferença relevante está no fato de que o CMO expressa de forma mais direta o valor operativo da energia para o sistema, enquanto o PLD depende de uma construção regulatória e comercial. Por isso, ainda que haja correlação entre os dois, o sinal percebido pelo empreendedor pode ser enfraquecido ou distorcido por regras de formação de preço, limites regulatórios e demais condicionantes do mercado. Nessas situações, a operação economicamente ótima para o agente pode deixar de refletir com a mesma intensidade a necessidade sistêmica capturada pelo CMO. Em outras palavras, a convergência entre os dois arranjos não é automática e depende da qualidade com que o desenho regulatório consegue traduzir o valor sistêmico em incentivo econômico.

Nesse contexto, a operação mista ganha importância por aproximar esses dois universos. Ao combinar obrigações associadas ao atendimento de necessidades do sistema com espaços de autonomia para o empreendedor otimizar receitas próprias, esse arranjo tende a reforçar, no modelo de autodespacho, o sinal econômico compatível com o interesse sistêmico. Quanto melhor os produtos, contratos e regras de remuneração refletirem os momentos e atributos de maior valor para a operação do sistema, menor será a distância entre a decisão privada e a operação desejável do ponto de vista do SIN. Assim, a operação mista aparece como um compromisso intermediário e, ao mesmo tempo, um mecanismo capaz de alinhar, de forma mais eficiente, os incentivos do empreendedor com os sinais econômicos de interesse do sistema, além de ampliar o escopo de possíveis receitas para o empreendedor.

A seguir serão apresentadas outras três simulações, com SAEB no Sistema Interligado Nacional, com foco no horizonte de 2029. O estudo foi conduzido a partir de simulações horárias sem rede, considerando diferentes estratégias de operação para uma planta de baterias de grande porte localizada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

As simulações analisaram três alternativas de operação para o BESS: (i) operação livre, na qual o modelo de despacho otimiza autonomamente os ciclos de carga e descarga; (ii) operação com janelas de otimização entre consumo e geração; e (iii) operação voltada à maximização do serviço de rampa do sistema.

Neste caso, foi utilizada a base de dados do Programa Mensal da Operação (PMO) do ONS de novembro/2025. O modelo de despacho para a simulação horária foi o SDDP para o horizonte de 2029. A demanda do PMO foi modulada conforme o perfil de carga de 2023 e os cenários renováveis foram gerados com a ferramenta *Time Series Lab* (TSL). A simulação foi realizada com 200 cenários equiprováveis de vazões, geração solar e eólica.

Nestas simulações, foram consideradas algumas restrições operativas do parque gerador, incluindo:

- *Unit Commitment* térmico: tempos mínimos ligado e desligado (Ton e Toff). Das 149 usinas térmicas consideradas, 96 possuem essas restrições, com médias de 87 horas de tempo mínimo ligado e 25 horas de tempo mínimo desligado. E para a geração mínima para acionamento com média de 65% da capacidade instalada para acionamento das unidades.
- Operação hidrelétrica: limitação de variação máxima diária da geração com base no histórico da operação recente.

Foi simulado um SAEB com as seguintes configurações:

- Capacidade máxima de geração: 2 GW
- Tempo de armazenamento (duração): 4 horas
- Eficiência do ciclo carga/descarga: 90%
- Localização (subsistema): Sudeste/Centro-Oeste

Três estratégias operativas para o SAEB foram comparadas:

- Operação Livre: o modelo SDDP define autonomamente, em cada período do dia, o momento de carga e descarga, otimizando o despacho do sistema.
- Janela de otimização entre geração e consumo: carga restrita ao período das 08h às 13h e descarga das 17h às 22h, alinhada à curva típica de demanda e geração solar, conforme ilustrado na Figura 8.

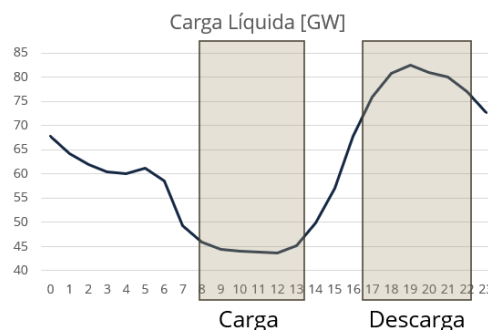


Figura 8 Exemplo para a otimização na geração e consumo

- Janela de maximização do serviço de rampa: carga das 06h às 11h e descarga das 13h às 18h, voltada à mitigação de rampas pronunciadas no sistema, conforme ilustrado na Figura 9.

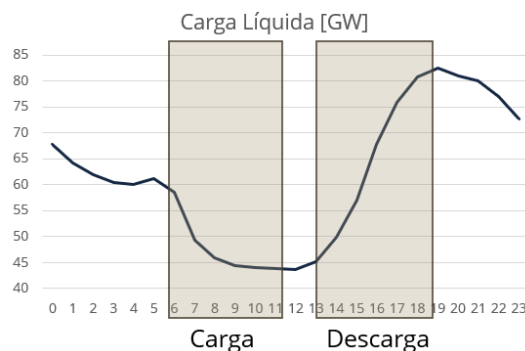


Figura 9 Exemplo para o serviço de rampa

A matriz elétrica brasileira projetada para 2029 apresenta forte expansão das fontes renováveis variáveis, com destaque para a geração distribuída e a solar centralizada, conforme Figura 10 (valores em GW):

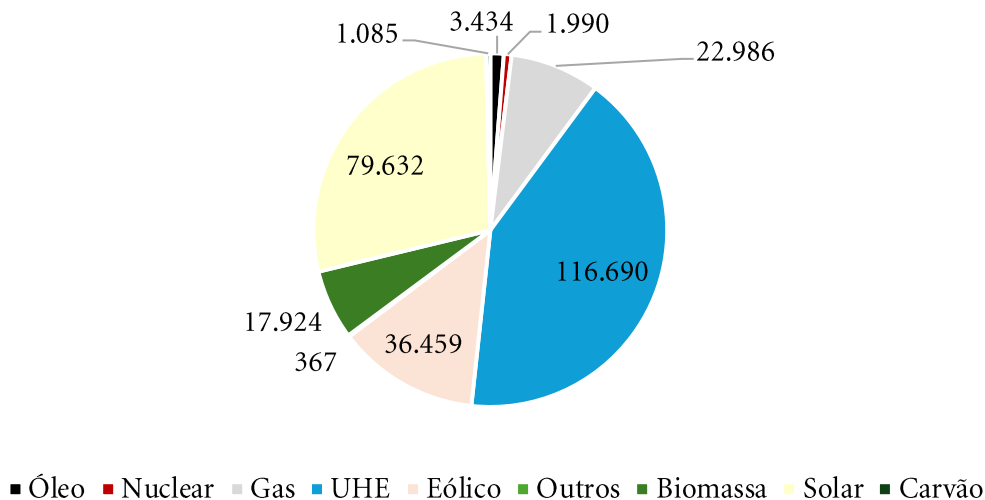


Figura 10 Mix projetado para 2029

Esta projeção considera uma expansão expressiva da capacidade solar (centralizada e principalmente GD), que passa de aproximadamente 60 GW em 2025 para cerca de 79 GW em 2029, e crescimento da geração térmica a gás natural.

I) Resultados da simulação com o SAEB livre:

A Figura 11 ilustra o perfil anual da geração considerando o SAEB livre, sendo o eixo horizontal as horas do dia e o vertical a geração das fontes e operação do SAEB. Apesar de proporcionalmente pequena a participação do SAEB, a operação se concentra no horário do pico da geração solar e no início da noite.

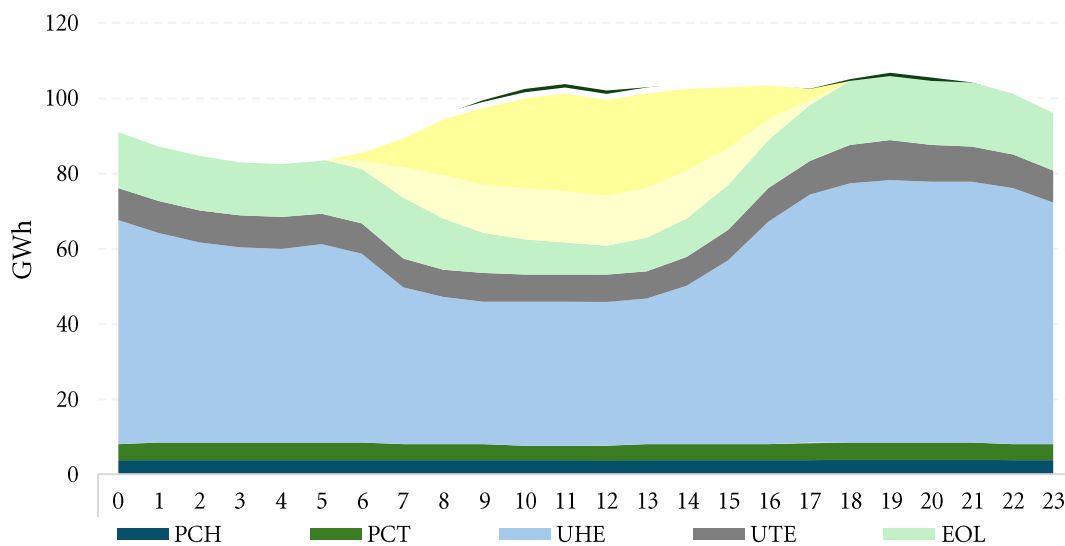


Figura 11 Perfil anual da geração com SAEB livre

A Figura 12 apresenta a operação para uma série específica, para detalhar a operação do SAEB. Nota-se que para esta série o SAEB tende a carregar com o excedente solar e descarregar no fim da tarde, apesar de operar também em outras horas, como na madrugada.

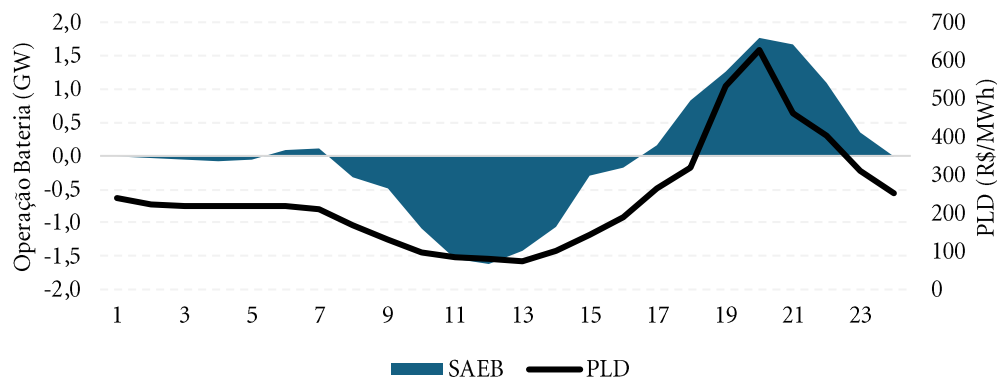


Figura 12 Operação média do SAEB em comparação ao PLD

A Figura 13 mostra a geração deslocada com a operação do SAEB para uma série específica. É possível observar que foi possível aproveitar melhor a geração solar e eólica no meio do dia, reduzindo o que seria cortado e houve redução na geração hidrelétrica e térmica, esta no período noturno.

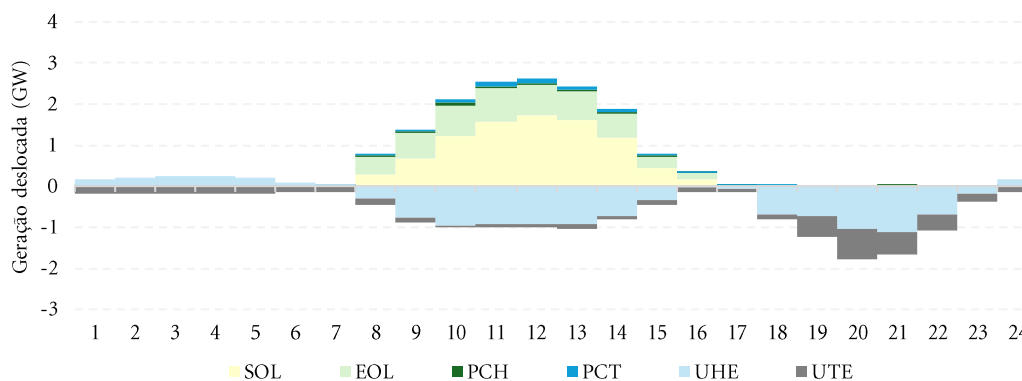


Figura 13 Geração deslocada com a operação do SAEB

II) Resultados da simulação com o SAEB com operação geração e consumo:

Com a operação restrita às janelas de carga (08h–13h) e descarga (17h–22h), o SAEB mantém forçadamente um perfil de geração líquida aderente à curva de preços, com efeitos similares aos observados na operação livre. A descarga concentrada no horário de ponta contribui para a redução do despacho térmico e hidrelétrico, e a carga durante o período solar reforça o aproveitamento da geração fotovoltaica excedente.

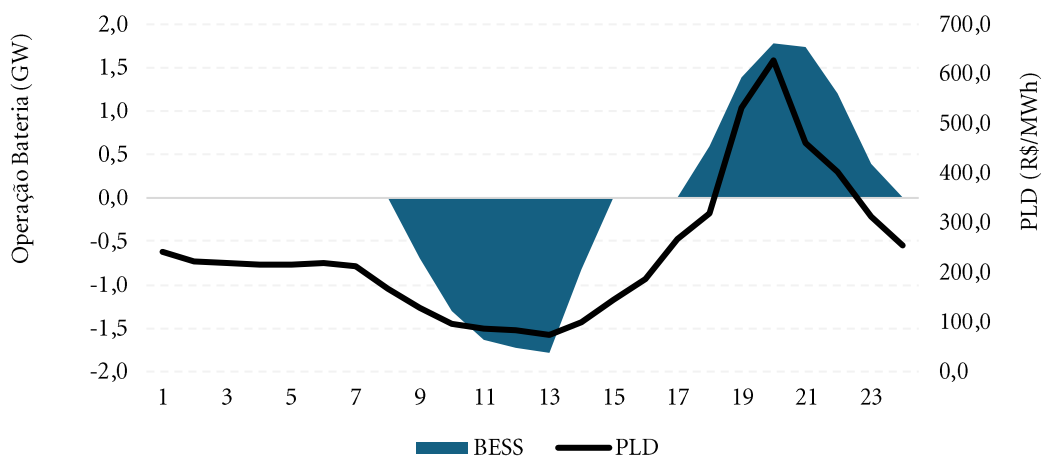


Figura 14 Operação SAEB em horários fixos na geração e carga

Os ganhos de aproveitamento renovável e de redução térmica são preservados nessa configuração, evidenciando que a operação por janelas pré-definidas pode aproximar-se do desempenho da operação otimizada de forma livre. Nessa série foi possível reduzir o despacho térmico também no período da madrugada, aproveitando água não utilizada em outras horas.

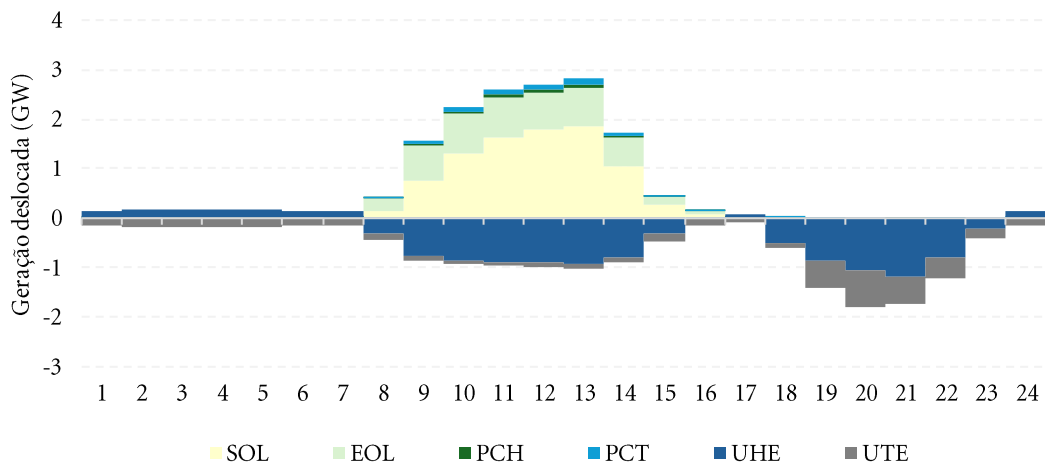


Figura 15 Geração deslocada com o SAEB em horários fixos na geração e carga

III) Resultados da simulação com o SAEB com operação na rampa solar:

Na configuração voltada à maximização do serviço de rampa (carga das 06h às 11h e descarga das 13h às 18h), o SAEB atua na suavização das transições mais pronunciadas da curva de carga líquida, especialmente nos momentos em que a geração solar começa a aumentar pela manhã e a declinar, no início da noite, quando a demanda ainda é elevada.

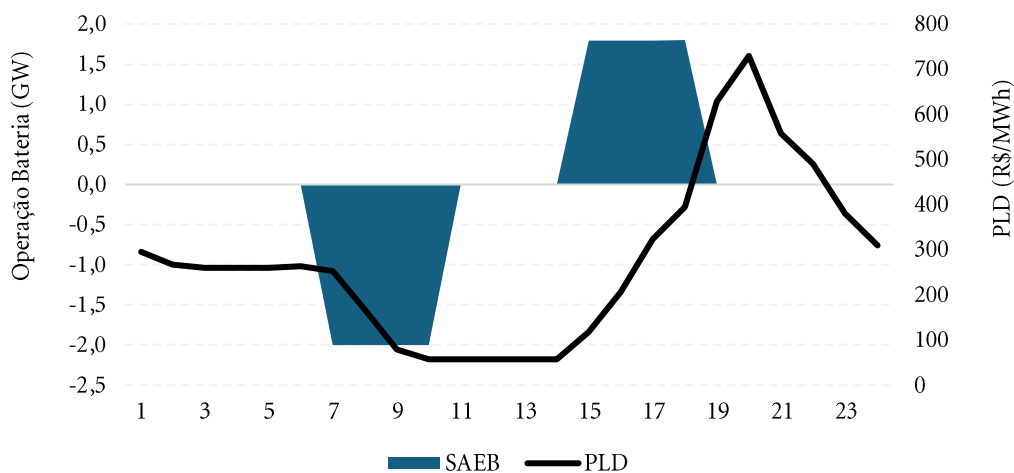


Figura 16 Operação do SAEB na rampa com comparação ao PLD de uma série

Essa estratégia também resulta em redução das gerações térmica e hidrelétrica nas horas de ponta e em maior aproveitamento das renováveis no período da tarde, mantendo a aderência da geração líquida do SAEB à curva de preços.

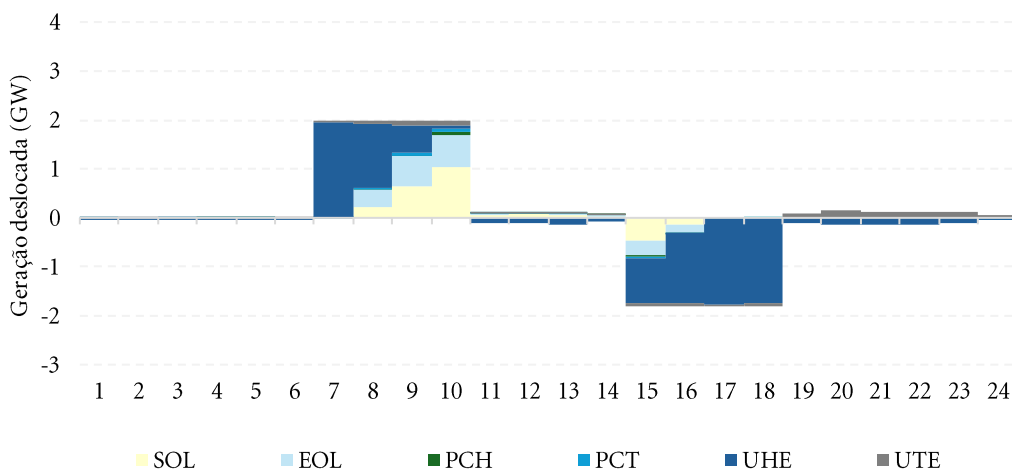


Figura 17 Geração deslocada com o SAEB operando nas rampas

Neste caso, a bateria conseguiu armazenar energia produzida pelas hidrelétricas, solar e eólica na parte da manhã e gerou no lugar principalmente das hidrelétricas no período da tarde, conforme o esperado.

A Figura 18 apresenta a comparação entre a renda *spot* média para as 200 séries para as 3 simulações. A receita *spot* representa a remuneração do SAEB ao operar apenas para capturar a arbitragem de preços, com a compra da energia ao PLD da hora que armazena e a venda da energia ao PLD da hora que o SAEB injeta energia no sistema.

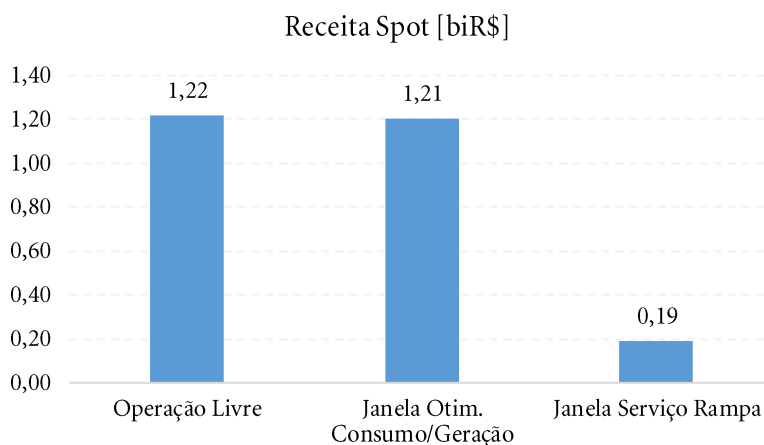


Figura 18 Renda spot em bi. R\$ para as simulações anuais realizadas

A janela para otimização de consumo e geração apresenta praticamente a mesma receita que a operação livre, de aproximadamente R\$ 1,2 bilhões. O serviço de rampa recupera uma receita bastante inferior em torno de R\$ 190 milhões. Neste último caso, apesar da importância sistêmica, a renda reduzida indica que, possivelmente, o SAEB precisaria de uma complementação de renda, como um pagamento fixo pelo serviço prestado.

A análise desenvolvida demonstra que a inserção de SAEB no SIN, no horizonte de 2029, traz benefícios relevantes para a operação do sistema elétrico brasileiro. Ao longo do tempo, é esperado que as necessidades do sistema mudem, e os SAEB têm a flexibilidade operativa necessária para se adequarem e agregar à operação. As principais conclusões das simulações realizadas são:

- Deslocamento de geração para a ponta líquida: o SAEB reduz o despacho térmico e hidrelétrico nos horários de maior demanda, contribuindo para a eficiência operativa do sistema.
- Maior aproveitamento de renováveis: a redução da geração hidrelétrica em horários de alta disponibilidade solar (9h–15h) permite o aumento da participação de fontes renováveis variáveis, melhorando o uso dos recursos disponíveis.
- Robustez frente a diferentes estratégias operativas: tanto a operação livre quanto as operações por janelas pré-definidas (otimização e rampa) apresentam ganhos significativos, indicando flexibilidade na implementação prática do SAEB.
- Apoio ao serviço de rampa: a configuração voltada à maximização do serviço de rampa demonstra potencial relevante para a mitigação de transições acentuadas na curva de carga líquida, fator crítico para sistemas com elevada penetração renovável.

Em síntese, os resultados reforçam o papel estratégico do SAEB como tecnologia complementar à expansão das fontes renováveis no Brasil, oferecendo maior flexibilidade, eficiência e integração de recursos ao SIN no horizonte de 2029. Conclui-se que, mesmo com essas condições de contorno, o SAEB presta o serviço requisitado e gera benefícios significativos ao sistema.

A seguir, a Tabela 2 resume as diretrizes para a operação dos SAEB, considerando a discussão conduzida nesta seção.

Tabela 2 Diretrizes para a operação dos SAEB

Diretriz	Descrição	Responsável	Horizonte
Inserção dos SAEB em modelo de operação coordenado pelo operador	Considerando as necessidades de promoção inicial da tecnologia, consideramos que a alternativa mais indicada para o curto prazo é de fato assumir a operação centralizada, coordenada dos SAEB sob critério de simplicidade, compatibilidade com o modelo de despacho atual do sistema e mitigação de riscos.	ANEEL/MME /ONS	Curto prazo
Introdução do modelo de operação misto	Após maior desenvolvimento da tecnologia e acúmulo de experiência e conhecimento, se faz desejável que o agente seja capaz de assumir mais riscos na operação das baterias, mesmo que de forma limitada. Assim, sugere-se uma operação mista, em que é permitido o agente operar a bateria, devendo cumprir compromissos mínimos relativos a serviços prestados ao sistema, como de disponibilidade.	ANEEL/MME /ONS	Médio prazo
Delimitação dos horários de carga e recarga	As simulações aqui realizadas demonstraram que, em geral, os incentivos econômicos sinalizados às baterias estão em linha com as necessidades do sistema e por isso, é provável que o autodespacho e o despacho centralizado tendam a operação semelhante. No entanto, a fim de garantir no médio prazo tal compatibilidade, e garantir que os benefícios do armazenamento como redução de <i>curtailment</i> e <i>peak-shaving</i> sejam concretizados, pode-se pré-estabelecer janelas horárias para a sua operação,	ANEEL/MME /ONS	Médio prazo

	correspondentes a períodos de maior <i>curtailment</i> e maior demanda.		
Aprimoramento do autodespacho	No longo prazo, caso o sistema como um todo migre para um modelo operativo em que os agentes possam revelar sua disposição a gerar e consumir através ofertas de preços e quantidades, os agentes detentores dos SAEB devem ter liberdade para otimizar sua própria operação através de ofertas no que se aproxima de um “autodespacho” puro, ainda que sob a supervisão técnica do ONS e comercial da CCEE.	ANEEL/MME /ONS	Longo Prazo

4 DIRETRIZES PARA REGULAÇÃO E MERCADO POR SERVIÇO

Com base nos diagnósticos produzidos nas etapas anteriores do projeto, o presente capítulo formula diretrizes operacionais, técnicas e regulatórias para a prestação efetiva dos serviços priorizados no Capítulo 2. O foco recai sobre a operacionalização: o objetivo é definir opções de como cada serviço pode ser prestado, sob quais arranjos institucionais e com quais parâmetros técnicos.

Para cada serviço, a análise segue a estrutura padronizada apresentada na Figura 19: parte da necessidade sistêmica quantificada que fundamenta a priorização, identifica o modelo operacional relacionado, mapeia as condições regulatórias, de mercado e institucionais para sua viabilização, e consolida os resultados em tabela de diretrizes com responsável e horizonte temporal.

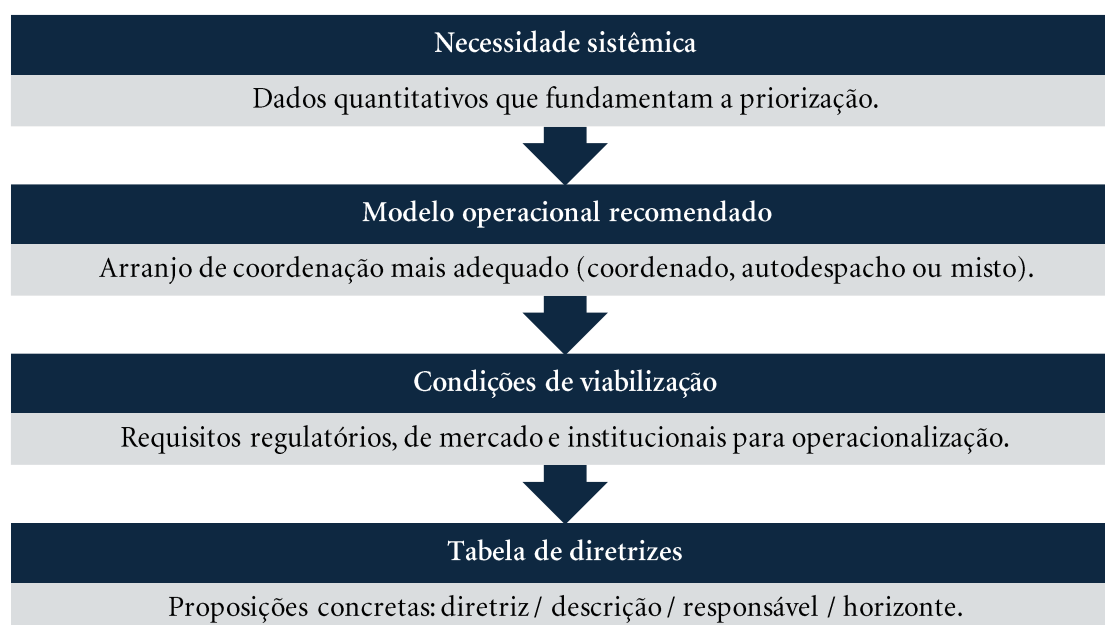


Figura 19 Estrutura de análise por serviço⁴

As diretrizes são organizadas por horizonte temporal, delimitado por marcos institucionais concretos vinculados ao ciclo regulatório em curso e ao cronograma do LRCAP de Armazenamento. A Tabela 3 apresenta os três horizontes e seus delimitadores:

Tabela 3 Horizontes temporais adotados para as diretrizes do relatório

Horizonte	Delimitador Institucional	Descrição
-----------	---------------------------	-----------

⁴ Os horizontes temporais delimitam o contexto regulatório em que cada diretriz se insere, mas não implicam exclusividade entre os modelos de coordenação operacional. Um mesmo serviço pode ser prestado sob arranjos distintos, centralizado, autodespacho ou misto, de forma simultânea, a depender das condições de mercado e da regulação.

<p>Curto Prazo (até 2028)</p>	<p>Conclusão do 1º ciclo do <i>roadmap</i> regulatório da ANEEL (CP 039/2023) e entrada em operação comercial dos primeiros SAEB contratados no LRCAP 2026.</p>	<p>Ações implementáveis com instrumentos regulatórios vigentes ou em fase avançada de definição. Período anterior à experiência operacional relevante de SAEB no SIN.</p>
<p>Médio Prazo (2028-2030)</p>	<p>2º e 3º ciclos do <i>roadmap</i> regulatório da ANEEL (<i>sandboxes</i> regulatórios, novos modelos de negócio)</p>	<p>Ações que demandam regulamentação adicional por órgãos com competência já estabelecida (ANEEL, ONS, EPE), viabilizadas pela experiência operacional dos primeiros SAEB e pela calibração de parâmetros com dados reais.</p>
<p>Longo Prazo (além de 2031)</p>	<p>Além do horizonte do <i>roadmap</i> regulatório atual</p>	<p>Ações que pressupõem reformas estruturais no desenho de mercado ou na legislação do setor elétrico.</p>

4.1 Atendimento à ponta e flexibilidade

À medida que a penetração de fontes renováveis variáveis aprofunda a “curva do pato”, os picos de demanda ao entardecer tornam-se progressivamente mais agudos. Os recursos existentes de suprimento, em particular as hidrelétricas com reservatórios, perdem capacidade de responder a essa demanda sozinhos. O PDE 2034 estima déficit de potência firme de até 5.500 MW em 2028, evidência de que o problema exige resposta no ciclo regulatório imediato. Ao mesmo tempo, a geração solar massiva acentua a rampa de carga líquida do sistema, requerendo o aumento de geração de 20 GW em quatro horas. Nesse contexto, tratamos o atendimento à ponta e flexibilidade neste relatório de forma conjunta, uma vez que a contratação de SAEB para atendimento à ponta, como tem sido desenhado no SEB, trará inerentemente a flexibilidade deste ativo para a operação.

Vemos que os SAEB reúnem as características técnicas que o serviço exige: resposta em milissegundos, controle preciso de potência ativa e modularidade locacional. Sua inserção eficiente depende de instrumentos de contratação e remuneração adequados ao estágio atual do mercado.

O arcabouço legal vigente oferece dois caminhos com lógicas distintas e complementares, ambos custeados pelo Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP):

- O LRCAP de Armazenamento, instituído pelo Decreto nº 10.707/2021 [6] e estendido às baterias pela Portaria MME nº 878/2025 [7], que contrata disponibilidade de potência via

receita fixa sob despacho centralizado pelo ONS, com rateio de custos exclusivamente entre os agentes de geração, conforme o novo §6º do Art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004 [8] inserido pela Lei nº 15.269/2025 [9]; e

- O mecanismo competitivo do Art. 3º-E da Lei nº 10.848/2004, inserido pela Lei nº 15.269/2025, que determina à ANEEL a criação de mecanismo competitivo para incentivar a geração e a resposta do consumo nos horários de maior demanda, custeado pelo ERCAP, com remuneração correspondente aos valores que excederem o PLD, cuja regulamentação ainda não possui desenho definido.

A NT Conjunta nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STR-SFT/ANEEL confirma que os dois instrumentos possuem lógicas distintas e complementares, e que a regulamentação do Art. 3º-E será conduzida em processo regulatório próprio. Os dois mecanismos podem e devem coexistir: atendem ao mesmo desafio sistêmico por arranjos contratuais diferentes, e sua complementaridade é condição para que o Brasil construa um portfólio diversificado de recursos de ponta ao longo da transição energética.

LRCAP: modelo centralizado

No modelo discutido no setor para o LRCAP de baterias, o agente mantém sua potência integralmente disponível ao ONS em troca de receita fixa, seguindo instruções centralizadas de operação. A extensão às baterias foi consolidada pela Portaria MME nº 878/2025, primeira contratação específica de SAEB em larga escala no país.

O produto é único: disponibilidade de potência máxima por quatro horas diárias conforme programação do ONS, com possibilidade de despacho por mais horas a potência proporcionalmente inferior. A remuneração é exclusivamente via Receita Fixa anual, redutível por penalidades de desempenho. Toda a energia injetada é liquidada ao PLD e direcionada à Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP); toda a energia consumida no carregamento é custeada pela CONCAP dentro do limite de eficiência declarado. Os contratos (CRCAPs) terão prazo de 10 anos, com início de suprimento em agosto de 2028.

Dois elementos merecem destaque. A exigência de inversores *grid-forming* habilita o SAEB a prover suporte inercial e de tensão, atributos de crescente valor com a penetração renovável. O bônus locacional (fator β) direciona projetos para pontos de benefício sistêmico identificados via metodologia MISCR (*multi-infeed short circuit ratio*), com concentração de interesse no Nordeste.

O modelo é adequado para a inserção inicial, priorizando a segurança operativa e é compatível com um mercado em que fontes de receita complementares ainda são insuficientes. No entanto, há uma limitação estrutural: a receita fixa única obriga o empreendedor a internalizar no lance o risco de degradação sob regime de uso definido pelo ONS, sem controle sobre as variáveis que mais afetam a vida útil do ativo. Essa assimetria tende a ser precificada como prêmio de risco, encarecendo a contratação para os pagadores do ERCAP.

Art. 3º-E: mecanismo de incentivo para geração na ponta

O Art. 3º-E da Lei nº 10.848/2004, inserido pela Lei nº 15.269/2025, estabelece:

A Aneel estabelecerá mecanismo competitivo para incentivar a geração de energia e a resposta do consumo nos horários de maior demanda do sistema elétrico, a ser custeado pelo encargo de reserva de capacidade de que trata o art. 3º-A desta Lei.

Parágrafo único. A regulamentação do mecanismo de que trata o caput tratará, dentre outros aspectos:

I – das usinas de geração e dos consumidores de energia elegíveis à participação no mecanismo;

II – da forma, dos prazos, das penalidades e das condições para participação no mecanismo;

III – da remuneração, pelo encargo de que trata o caput, dos valores que excederem o Preço de Liquidação das Diferenças; e

IV – do adicional à remuneração de que trata o inciso III, para usinas hidrelétricas reversíveis.

(Lei nº 10.848/2004, Art. 3º-E, incluído pela Lei nº 15.269/2025)

O inciso III estabelece que o ERCAP custeará os valores que excederem o PLD, a única definição substantiva de remuneração que o texto legal oferece. O desenho concreto do produto, incluindo a forma de verificação de disponibilidade, o preço e o prazo dos contratos, será inteiramente determinado pela regulamentação da ANEEL. A formulação do inciso III sugere uma lógica de *spread*: o agente recebe o PLD pela energia ou potência despachada na janela de maior demanda, e o ERCAP cobre o complemento até o custo variável ou preço ofertado pelo agente. Essa estrutura é análoga à adotada no Programa Estrutural de Resposta da Demanda, em que o encargo remunera o spread entre o preço da oferta de redução e o PLD vigente na janela de despacho diário.⁵

Aplicada aos SAEB, essa lógica poderia valorizar atributos que o mercado spot não remunera adequadamente, como a disponibilidade comprometida na ponta, garantia de potência nos horários de maior demanda, e o deslocamento temporal de energia como serviço de flexibilidade, dado o limitado diferencial intradiário de preços no Brasil. O ERCAP cobriria o complemento necessário para que esses atributos sejam economicamente acessíveis ao sistema, tornando o mecanismo viável para recursos que não se sustentam exclusivamente na arbitragem

⁵ Importa distinguir os dois instrumentos de resposta da demanda existentes. O Sandbox Regulatório de Resposta da Demanda - Produto Disponibilidade remunera o agente por receita fixa mensal obtida em leilão do ONS, com despacho centralizado na janela horária de ponta; sua lógica é, portanto, mais próxima do LRCAP. O Programa Estrutural de Resposta da Demanda, por sua vez, remunera o spread entre o preço da oferta de redução de carga e o PLD, operando como complemento de mercado, estrutura que se aproxima da leitura do inciso III do Art. 3º-E

de mercado. O inciso IV acrescenta remuneração adicional específica para usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), reconhecendo os atributos particulares dessas plantas⁶.

A NT Conjunta nº 3/2026 [10] confirma que a regulamentação será conduzida em processo apartado, sem prazo definido, e que os incisos do parágrafo único delimitam a estrutura mínima, deixando ampla margem para o desenho do produto.

Modelo operativo para o atendimento à ponta e flexibilidade

O 1º LRCAP de Armazenamento está sendo desenhado para operar sob coordenação centralizada plena pelo ONS: o agente mantém disponibilidade integral e segue instruções de despacho sem autonomia operacional fora do contrato. Esse modelo oferece máxima segurança operativa na inserção inicial, mas não estimula a multifuncionalidade do ativo nem cria incentivos à eficiência operacional além do cumprimento das obrigações contratadas.

Os LRCAPs futuros e, especialmente, o mecanismo do Art. 3º-E, ainda a ser regulamentado pela ANEEL, têm a oportunidade de aperfeiçoar esse arranjo, possibilitando uma operação mista que permite a obtenção de fontes adicionais de receita e, logo, trazendo maior eficiência econômica para o mecanismo. No caso do Art. 3º-E, ao seguir a lógica de janela de despacho com remuneração pelo *spread* dentro de um período horário definido, uma escolha regulatória natural seria permitir que o agente opere livremente no mercado fora dessa janela, recebendo do ERCAP apenas o complemento durante o período de obrigação. Caso adotada, essa lógica teria três implicações estruturais relevantes:

- Multifuncionalidade do ativo: Fora da janela, o SAEB poderia prestar outros serviços e empilhar receitas, reduzindo a dependência de fonte única de remuneração. Essa vantagem é contingente ao desenvolvimento do mercado, o empilhamento pressupõe mecanismos competitivos para serviços como ancilares e flexibilidade, ainda inexistentes no Brasil. No contexto atual, a liberdade operacional fora da janela tem valor econômico limitado.
- Pressão por eficiência: Cada decisão operacional fora da janela tem consequência econômica direta, criando incentivo à otimização de ciclos, gestão de SoC e estratégias de carregamento, competências que o LRCAP não estimula, pois sua receita fixa é descolada do desempenho. A experiência australiana ilustra esse ponto: foi a exposição competitiva, não a contratação regulada, que mais acelerou a sofisticação operacional das baterias.

⁶ O Art. 3º-E não é um mecanismo desenhado exclusivamente para SAEB. O inciso IV menciona explicitamente apenas as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) como sistema de armazenamento elegível ao adicional de remuneração. O caput refere-se a "usinas de geração e consumidores de energia elegíveis" em sentido amplo (inciso I), sem excluir os SAEB eletroquímicos, mas também sem incluí-los de forma explícita. A definição do rol de tecnologias elegíveis, incluindo a possibilidade de incorporação das baterias, dependerá da regulamentação a ser conduzida pela ANEEL.

- Gestão da degradação: O empreendedor controla o regime de uso fora da janela e internaliza o *trade-off* entre receita adicional e vida útil, reduzindo o prêmio de risco embutido no lance. Contratos mais curtos com renovação periódica permitem recalibrar parâmetros a cada ciclo, evitando o engessamento de um contrato de 10 anos firmado antes de qualquer experiência operacional real.

É importante situar essas vantagens no contexto adequado. O Art. 3º-E ainda não tem regulamentação definida, e sua efetividade dependerá tanto do desenho a ser proposto pela ANEEL, quanto do amadurecimento do ambiente de mercado para fontes de remuneração complementares, viabilizando efetivamente o empilhamento de receitas. O LRCAP contrata a segurança operativa imediata; o Art. 3º-E constrói as condições para um modelo mais eficiente à medida que o mercado evolui. Portanto, os dois instrumentos são complementares, não substitutos.

Além disso, é importante reforçar o papel dos sinais econômicos para as necessidades sistêmicas, através do PLD, na contribuição para o atendimento à ponta e flexibilidade do sistema. A modulação adequada do preço da energia tem o potencial de concentrar a absorção de potência ativa nos momentos de excedente de geração e a injeção de potência pelos SAEB durante a ponta de carga do sistema, mesmo para os ativos sob um modelo operativo de autodespacho, operando de forma autônoma através da arbitragem dos preços.

Aprimoramento do Mercado de Curto Prazo (MCP) de energia elétrica

A formação de preços no Brasil é historicamente estruturada em um modelo centralizado e baseada no PLD calculado de forma *ex-ante*. Essa estrutura necessita de modernização frente à crescente participação de fontes renováveis variáveis e à descentralização da geração. Nesse sentido, foi aberta a Consulta Pública nº 218/2026 pelo MME, embasada pela Nota Técnica nº 3/2026/SE [11]. O material aponta o descompasso temporal entre a previsão que define o preço e a execução física real do despacho pelo ONS, como problema do modelo atual. Incertezas operacionais, indisponibilidades de equipamentos e variações climáticas frequentemente exigem que o ONS faça ajustes em tempo real que não foram antecipados no cálculo do preço, gerando custos que acabam não sendo refletidos no PLD. Conseqüentemente, o preço atual muitas vezes falha em capturar o verdadeiro valor econômico marginal da energia no momento da operação, e os custos gerados pelos desvios acabam sendo socializados entre os agentes do mercado por meio de encargos sistêmicos, como os Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

Para corrigir essas distorções, o aperfeiçoamento dos sinais econômicos passa pela implementação de novos mecanismos, como a contabilização dupla e a adoção de ofertas de quantidade. A consulta do MME busca criar uma coerência maior entre o sinal econômico de curto prazo e as condições efetivas de escassez ou abundância observadas na operação real do sistema. Com a contabilização dupla, as posições de planejamento continuam sendo balizadas por um preço *ex-ante*, garantindo previsibilidade financeira, mas os desvios verificados entre a programação e o que ocorreu de fato na operação passam a ser valorados por um preço *ex-post*. Essa separação temporal aloca os custos e riscos de forma muito mais eficiente, pois os agentes

que causaram os desequilíbrios internalizam os custos, desonerando o sistema como um todo e estimulando a busca por maior precisão e eficiência.

A construção de um sinal econômico que reflita a real variabilidade do sistema no tempo e no espaço é a peça-chave para viabilizar investimentos em inovações tecnológicas cruciais para a transição energética, com destaque para os SAEB. Os sinais de preço devem ser granulares e demonstrar de forma clara quando a energia é abundante e quando é escassa. Sem um preço que espelhe com fidelidade as flutuações e os desvios da operação real, não há incentivo financeiro adequado para que uma bateria armazene energia nos momentos de sobra e a injete na rede nos momentos críticos de forma autônoma, evidenciando que a modernização da formação de preços contribuirá para destravar o valor da flexibilidade no sistema brasileiro. Isso inclui também a revisão dos limites do PLD em valores mínimos e máximos, que é matéria da Agenda Regulatória da ANEEL.

Diretrizes para o aprimoramento do serviço

O processo regulatório pode se beneficiar de aprendizado metodológico já acumulado em dois programas. O Programa Estrutural de Resposta da Demanda oferece a referência mais direta para a lógica de remuneração pelo spread, com experiência sobre definição de preço-teto e calibração do complemento em relação ao PLD. O Sandbox Regulatório de Resposta da Demanda – Produto Disponibilidade, por sua vez, oferece referência operacional valiosa: os mecanismos competitivos realizados em 2024 e 2025, com contratos de três meses e deságio de 14% no primeiro ciclo, geraram experiência concreta sobre verificação de disponibilidade, penalidades e operação de recursos despacháveis na janela de ponta (18h–22h). Embora a estrutura de remuneração do sandbox, receita fixa mensal por leilão do ONS, não indique correspondência direta à lógica sugerida no Art. 3º-E, seus aprendizados operacionais são diretamente aproveitáveis no desenho do novo mecanismo [12].

A diferença estrutural relevante é que o SAEB envolve capital imobilizado de longo prazo e gestão ativa de estado de carga, o que exige prazos contratuais e parâmetros de penalidade distintos dos aplicados à resposta da demanda. Além disso, diferentemente de mecanismos de Resposta da Demanda, a verificação de desempenho por linha base pode não ser o método mais adequado para a apuração da entrega do produto. O relatório conjunto ONS-CCEE encaminhado à ANEEL em fevereiro de 2026 consolida esse aprendizado e pode constituir insumo direto para o processo regulatório.

Assim, as indicações a seguir apontam as questões centrais que a regulamentação deverá enfrentar:

- Quanto à elegibilidade, a regulamentação deve assegurar neutralidade tecnológica, permitindo que SAEB autônomos e colocalizados compitam em igualdade com outras fontes despacháveis e com recursos de resposta da demanda. A amplitude da elegibilidade é condição para contratar disponibilidade ao menor custo para os pagadores do ERCAP.

- Quanto às condições de participação e penalidades, a regulamentação deverá definir como verificar o cumprimento da obrigação de disponibilidade, distinguindo claramente disponibilidade de despacho efetivo, e calibrar penalidades que garantam confiabilidade sem inviabilizar a operação comercial fora da janela. O sandbox oferece referência concreta para essas escolhas, mas deve-se considerar a diferente natureza dos recursos.
- Quanto à remuneração complementar ao PLD, a questão central é calibrar o complemento de forma que capture a disponibilidade garantida na ponta e a redução de custo sistêmico pelo deslocamento de energia, atributos que o mercado *spot* não remunera. O sandbox indica que o custo do recurso evitado é referência adequada para o preço teto. Contratos de prazo mais curto com renovação periódica permitem recalibrar esse parâmetro conforme o sistema evolui.

Para quaisquer mecanismos de despacho centralizado, incluindo o LRCAP e eventuais instrumentos futuros, duas condições operacionais precisam ser endereçadas:

- Representação dos SAEB nos modelos da operação e formação de preço, com incorporação das restrições operativas, limites de SoC, eficiência de ciclo e tempo mínimo de recarga. Sem essa representação, o despacho ótimo não reflete as capacidades reais do recurso, gerando risco de uso indevido do ativo; e
- Protocolo de telemetria em tempo real, com monitoramento contínuo de SoC, potência instantânea e temperatura, formalizado nos Procedimentos de Rede, à semelhança do que o CAISO exige como requisito de participação.

Regulamentar o Art. 3º-E desde já, aproveitando o aprendizado do sandbox e do Programa Estrutural de Respos da Demanda, permite que o mecanismo esteja maduro quando as condições de mercado tornarem sua ativação plenamente efetiva. A parametrização definitiva deve utilizar experiência obtida dos dados operacionais do 1º LRCAP, tornando os dois instrumentos mutuamente informados.

No quesito sobre a formação do preço de energia elétrica, a iniciativa da Consulta Pública nº 218/2026 do MME e atividades relacionadas na Agenda Regulatória da ANEEL representam o apetite setorial para investir no aperfeiçoamento do MCP. As ações devem ser contínuas, buscando aproximar os incentivos econômicos à realidade operativa do sistema.

A tabela abaixo resume as diretrizes propostas, indicando as instituições responsáveis e horizonte.

Tabela 4 Diretrizes para atendimento de ponta

Diretriz	Descrição	Responsável	Horizonte
----------	-----------	-------------	-----------

Representação dos SAEB nos modelos da operação e formação e preço	Incorporar nos modelos as restrições operativas dos SAEB (SoC, eficiência de ciclo, tempo de recarga), com publicação de nota técnica com avaliação da sua inclusão, preferencialmente antes do início do suprimento do 1º LRCAP.	ONS/CCEE	Curto prazo
Protocolo de telemetria em tempo real	Definir padrão de monitoramento contínuo de SoC, potência e temperatura entre SAEB e ONS, formalizado nos Procedimentos de Rede.	ONS/ANEEL	Curto prazo
Avaliação dos sinais locais	Avaliar a eficácia do fator β com base na experiência do 1º ciclo e propor aperfeiçoamentos para os leilões seguintes, inclusive revisão da metodologia MISCR.	MME/EPE	Médio prazo
Novo desenho de LRCAP	Avaliar, conforme a necessidade de potência e flexibilidade do sistema, novo desenho de LRCAP que possibilite a obtenção de diferentes receitas pelo SAEB.	MME/ONS	Médio prazo
Regulamentação do Art. 3º-E	Iniciar processo regulatório com base no aprendizado com resposta da demanda, assegurando neutralidade tecnológica na elegibilidade, verificação de disponibilidade distinta do despacho, remuneração complementar ao PLD calibrada pelo custo do recurso evitado e prazos de contrato mais curtos com renovação periódica.	ANEEL	Médio prazo
Parametrização com dados reais	Calibrar os parâmetros na operacionalização do Art. 3º-E com dados operacionais, como a experiência obtida do 1º LRCAP.	ANEEL/ONS/ EPE	Médio prazo
Aprimoramento do MCP	Ação contínua de aprimoramento do MCP, trazendo ao PLD incentivos	MME/ANEEL/ CCEE/ONS	Longo prazo

	econômicos mais próximos da realidade operativa.		
--	--	--	--

4.2 Controle de tensão

O controle de tensão consiste na manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites operativos por meio do fornecimento ou absorção de potência reativa. No Brasil, esse serviço é remunerado de forma administrativa pela Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), calculada com base no custo incremental de operação de uma hidrelétrica atuando como compensador síncrono, fixada em R\$ 9,90/Mvar-h para 2025 [13].

A elegibilidade para remuneração é restrita a unidades geradoras habilitadas como compensadores síncronos e centrais geradoras operadas centralizadamente ou consideradas na programação da operação com potência ativa nula. O serviço foi desenhado originalmente para o parque gerador hidrelétrico convencional, mas a recente inovação regulatória permite a participação de centrais geradoras em condição de potência ativa nula possibilitando a participação de novas tecnologias. Como foi apresentado no [Relatório 3](#), a CP 39/2023 propõe incluir os sistemas de armazenamento nessa condição de prestador do serviço ancilar.

No entanto, esse arcabouço enfrenta pressão crescente. O PAR/PEL 2025 documenta que a expansão da MMGD fotovoltaica está agravando o desafio em duas frentes simultâneas: sobretensão no período diurno, quando a geração distribuída eleva os perfis de tensão com a rede menos carregada, e necessidade de absorção e injeção rápidas de potência reativa na rampa noturna, quando a carga sobe abruptamente ao entardecer. Como ilustra o ocorrido no dia de menor carga supervisionada, registrado em 10 de agosto de 2025, domingo, foram necessárias 26 aberturas de linhas de transmissão para controle de tensão, medida de último recurso.

Para 2030, o PAR/PEL projeta mais de 240 manobras de equipamentos *shunt* por dia, ultrapassando 25.000 Mvar chaveados, e conclui que o SIN precisará de recursos de potência reativa "mais flexíveis, adaptativos e dotados de maior grau de automação" para acomodar as rápidas transições intradiárias. Os SAEB em modo *grid-forming* são capazes de responder a essa necessidade com desempenho superior ao das hidrelétricas, com a resposta ocorrendo em milissegundos, com precisão e controlabilidade.

No âmbito da transmissão, estudos já indicam que as SAEB podem ser opções mais econômicas que compensadores síncronos na regulação de tensão, a exemplo da proposta de solução feita à ANEEL pela Grande Sertão II Transmissora de Energia, de implantação de um SAEB de 300 MW / 1.200 MWh a ser implantado na subestação Jussiapé⁷.

⁷ Divulgado em: <https://megawhat.uol.com.br/economia-e-politica/empresas/transmissora-do-btg-pede-bateria-de-r-12-bi-a-aneel-para-reforco-do-sistema/>

Esse atributo dos SAEB, contudo, não tem sido reconhecido como serviço remunerável fora dos serviços de transmissão, mas como requisito técnico mínimo de conexão. O LRCAP de Armazenamento reforça esse enquadramento, com a exigência de inversores *grid-forming* como condição de habilitação ao leilão, não sendo um atributo que gere receita adicional. Como resultado, é criada uma assimetria estrutural, na qual o ativo entrega uma função sistêmica de valor crescente, mas o arcabouço não dispõe de produto técnico formalizado, critérios de elegibilidade adequados ou mecanismo competitivo que converta essa entrega em remuneração. Na mesma linha, a proposta de revisão do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede (Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão) apresentada pelo ONS⁸ também coloca o *grid-forming* como estratégia de controle padrão para os inversores de conexão de SAEB. O [Relatório 3](#) apresenta o contexto regulatório e esta lacuna como uma barreira para a inserção dos SAEB. Nesta seção, propõe-se o caminho para superá-la, transformando o controle de tensão em serviço competitivo remunerado e integrando-o ao empilhamento de receitas dos SAEB.

Serviço remunerado vs requisitos mínimos

Conforme a regulamentação vigente da ANEEL, Procedimentos de Rede do ONS e os Procedimentos/Regras de Comercialização da CCEE, a lógica atual para a prestação do serviço ancilar de controle de tensão por centrais geradoras pode ser dividida em três principais frentes:

1. **Unidades geradoras enquanto fornecem potência ativa:** Devem contribuir com o suporte de potência reativa conforme os requisitos mínimos de Procedimentos de Rede ou PRODIST, definidos de acordo com a tecnologia e porte, de forma obrigatória e sem remuneração associada.
2. **Unidades geradoras operando como compensadores síncronos:** Geradores síncronos, como centrais hidrelétricas, assinam Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) com o ONS e operam como compensador síncrono, conforme solicitação do ONS. Ou seja, as unidades geradoras operam sem injeção de potência ativa na rede, apenas com absorção e injeção de potência reativa, e obtêm receita através da TSA.
3. **Centrais geradoras despachadas centralizadamente ou consideradas na operação, na condição de potência ativa nula:** De forma neutra tecnologicamente, essas centrais geradoras assinam CPSA com ONS e contribuem com controle de potência reativa enquanto não injetam potência reativa na rede, sob solicitação do operador. Assim, podem obter receita pela absorção e injeção de potência reativa através da TSA.

Com o encaminhamento proposto na CP 39/2023, os SAEB poderão ser enquadrados nesta última condição. Neste panorama, torna-se ainda mais relevante para os SAEB a sinalização do que é requisito técnico mínimo, uma vez que é remunerado apenas o que exceda essa obrigação.

⁸ Consulta Externa (CE) ONS nº 0017-2025. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/paginas/consultapr/admin/processos/detalhe.aspx?pid=98>

Ainda assim, há uma lacuna nessa lógica que é tratada de forma operacional nos procedimentos da CCEE e do ONS. Há pontos de operação que excedem o requisito mínimo de injeção e absorção de potência reativa, mas ainda com injeção de potência ativa. De forma a não limitar

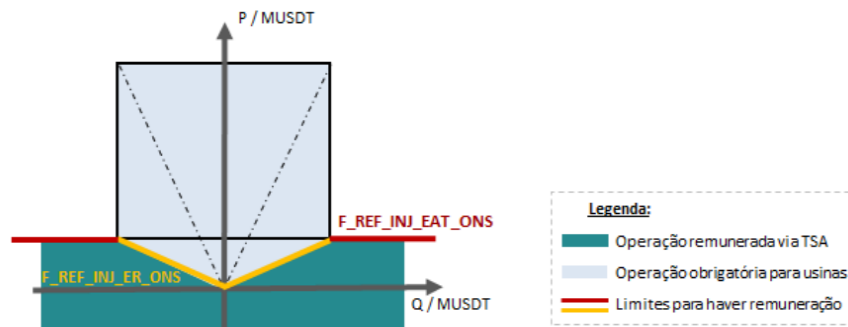


Figura 20 Exemplo de requisito de suporte de potência reativa e remuneração. Fonte: Regras de Comercialização da CCEE, 02 - Medição contábil.

a prestação do serviço nessas condições, a apuração da entrega do produto considera uma margem de potência ativa próxima de zero, como no exemplo da Figura 20 para centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas conforme as versões vigentes dos procedimentos. Nesse caso, é admitida uma variação de $\pm 20\%$ do Montante de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (MUST/D) contratado em torno da potência ativa nula no ponto de conexão das usinas para que a potência reativa seja remunerada à TSA.

Para os SAEB, as duas referências de requisitos técnicos mínimos atualmente no país (edital LRCAP e CE ONS nº 0017-2025) propõe requisito que exige injeção e absorção de potência reativa para toda a faixa operativa de potência ativa (-1 a 1 p.u.), como mostra a *Erro! Fonte de referência não encontrada..* Aplicando a lógica atual para os SAEB, apenas a injeção/absorção de potência reativa que superem 0,329 p.u. estará sujeita à remuneração pela TSA, desde que o

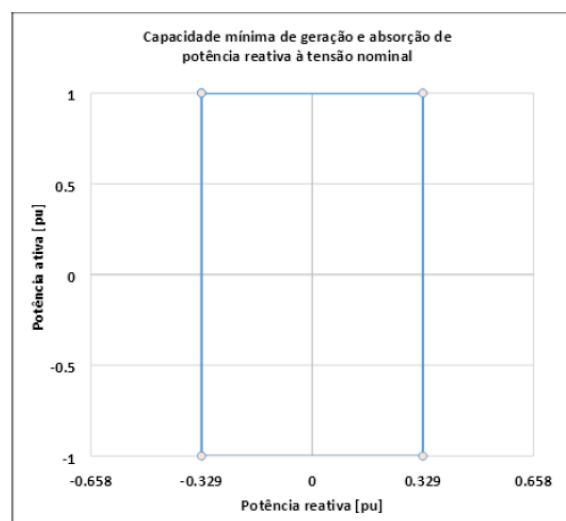


Figura 21 Proposta de requisito mínimo de geração e absorção de potência reativa do ONS. Fonte: Consulta Externa ONS nº 0017-2025 [17].

ativo esteja em condição de potência ativa próxima de zero, haja CPSA assinado e solicitação pelo ONS na operação em tempo real.

Portanto, vemos como a definição regulatória e dos requisitos mínimos para SAEB impacta o empilhamento de receita por esses ativos, com base no arcabouço vigente. Para mitigar essa limitação, é importante revisitar a lógica e redefinir a prestação do serviço ancilar de controle de potência reativa remunerada de forma mais abrangente, mantendo diferenciação apenas sobre o que exceder o requisito, com um devido prêmio de remuneração. No entanto, deve-se atentar para eventual transição de regra, para centrais geradoras existentes já contratadas para prestar o serviço. Ressalta-se que essa proposta não beneficia apenas os SAEB, mas trata de remunerar adequadamente a contribuição das usinas para o controle de tensão, valorizando tal atributo.

Valor da TSA

A TSA é calculada pela ANEEL, baseada no acréscimo do custo de operação de unidades geradoras quando operadas como compensadores síncronos. É coerente apoiar o cálculo dessa tarifa considerando esses custos em um cenário de predominância hidrelétrica no sistema e sendo esses geradores a referência como provedor do recurso. No entanto, a metodologia não passa por revisão significativa desde 2003 e o sistema tem evoluído, possibilitando novas tecnologias a prestarem o serviço. Assim, propõe-se também que a TSA tenha sua metodologia de cálculo reavaliada.

O sandbox como abertura institucional e a evolução ao serviço estruturado

Inspirada no programa *Pathfinder* do operador britânico *National Grid ESO*, que realizou mecanismos competitivos para absorção de potência reativa em regiões com sobretensão, a NT-ONS DTA 0085/2023 [16] propôs ao Brasil uma abordagem análoga. A Resolução Autorizativa ANEEL nº 16.539/2025 [18] autorizou sua implementação: o ONS identifica uma necessidade sistêmica localizada, abre processo competitivo, recebe propostas de mercado e contrata os provedores selecionados com remuneração via ESS conforme oferta do agente. O produto é medido em MVar-h a ser absorvido sob demanda do ONS. O despacho é centralizado, assim, o ONS define quando e quanto acionar cada recurso, de forma integrada à operação em tempo real.

O primeiro ciclo foi aplicado entre novembro e dezembro de 2025, para mitigar condição de sobretensão na região de Minas Gerais, área identificada no diagnóstico da NT como prioritária. O mecanismo foi declarado tecnologicamente neutro e o ONS sinalizou abertura para a participação de baterias, no entanto, o ONS não indicou participação de SAEB, podendo ser explicado pelo cronograma exíguo do procedimento, a ausência de remuneração fixa e as indefinições de enquadramento regulatório para SAEB. A experiência demonstrou que a lógica competitiva funciona e que há disposição institucional para remunerar acima da TSA, mas evidenciou também que a abertura formal do mecanismo não é suficiente sem as pré-condições técnicas e regulatórias necessárias.

A evolução proposta é transformar o sandbox em mecanismo recorrente com produto técnico definido para SAEB, estruturado em quatro elementos:

- **Produto padronizado:** especificações técnicas mínimas para proponentes prestarem suporte de potência reativa de acordo com a necessidade identificada, com faixa de potência reativa contratável em MVar-h, tempo máximo de resposta, requisitos de telemetria e critérios de aferição de desempenho. A especificação do produto contém o aspecto locacional, alinhado com as necessidades sistêmicas e aos diagnósticos do PAR/PEL e do planejamento setorial, em geral. A formalização do produto é importante para a estimação dos custos e condições contornos para o participante se comprometer com a entrega do serviço.
- **Elegibilidade:** inclusão explícita dos possíveis proponentes, buscando a neutralidade tecnológica das soluções através da especificação de requisitos mínimos de desempenho. Para a participação dos SAEB (autônomos ou colocalizados) como provedores elegíveis é importante que as definições regulatórias avancem, como mencionado nas barreiras identificadas no Relatório 3.
- **Mecanismo competitivo recorrente:** a lógica já testada no sandbox, com definição de necessidade, proposta do agente, remuneração via ESS e despacho coordenado pelo ONS, é o modelo a manter. A recorrência transforma o mecanismo em fonte de receita previsível, integrável ao planejamento financeiro do empreendedor e ao empilhamento de receitas.
- **Apuração e remuneração:** o mecanismo competitivo ponderará efetividade e custos das soluções para selecionar os vencedores, provendo a remuneração conforme ofertado de acordo com o desempenho requerido no edital do procedimento. As soluções podem operar além dos requisitos mínimos básicos por tecnologia, justificando o prêmio de remuneração. É importante que parcela de remuneração fixa seja prevista pela disponibilidade do recurso, para remunerar adequadamente custos de investimentos do projeto.

A receita de controle de tensão deve ser explicitamente acumulável com as demais fontes de receita do SAEB, respaldada pelo §11 do Art. 3º da Lei nº 9.427/1996 (incluído pela Lei nº 15.269/2025) [19] e pela regulamentação da ANEEL. Essa composição contribui para reduzir o custo de capital do projeto e viabiliza lances mais competitivos nos mecanismos de contratação.

Modelo operativo para o controle de tensão

O modelo operacional para o controle de tensão está intrinsecamente relacionado com a coordenação da operação por um operador, desde que os equipamentos tenham os devidos recursos para tal. A necessidade de potência reativa é localizada por ponto de conexão e varia conforme as condições da rede em tempo real, informações que apenas o operador do sistema possui de forma integrada. Um SAEB não tem visibilidade do estado da rede além do seu próprio ponto de conexão e não pode agir autonomamente com eficácia sistêmica nesse serviço.

Desta forma, a prestação do controle de tensão se dará através de um modelo operacional coordenado pelo operador da rede, em conjunto com a prestação de outro(s) produto(s) centralizados não excludentes de forma otimizada, ou através de uma operação mista, na qual o empreendedor ainda poderá acumular os benefícios financeiros da sua operação em autodespacho.

Diretrizes para o aprimoramento do serviço

Recomendam-se diretrizes para a regulamentação do serviço de controle de tensão de forma a fomentar um ambiente de mercado propício para a sua prestação, combinando a indicação de necessidade sistêmica, obrigações mínimas dos geradores e o devido incentivo financeiro através de uma remuneração adicional para aqueles que se comprometerem a exceder os requisitos mínimos. Nesse contexto, a regulamentação deve enfrentar as seguintes questões:

- Alinhar conceitos sobre a prestação e remuneração do serviço ancilar de suporte de potência reativa, baseado no exigido como requisito mínimo e desvinculando sobre a injeção de potência ativa, atentando para eventuais regras de transição.
- Reavaliar metodologia de cálculo da TSA, observando a evolução do sistema elétrico brasileiro e a adequada remuneração por Mvar-h no sistema.

O Sandbox Regulatório de Controle de Tensão é uma importante referência de aprendizado para o aprimoramento da regulamentação setorial. A partir dele, recomendam-se também as seguintes ações:

- Realizar novas edições do sandbox, conforme necessidade identificada, com maior tempo previsto no cronograma entre publicação do edital e efetiva realização do mecanismo, além de testar novas formas de receita, com parcela fixa.
- Com a experiência obtida no sandbox, estabelecer os mecanismos competitivos como recurso estrutural, provendo suporte avançado de potência reativa, além dos requisitos mínimos.

Assim, a tabela abaixo resume as diretrizes com indicação dos horizontes e responsáveis.

Tabela 5 Diretrizes para controle de tensão

Diretriz	Descrição	Responsável	Horizonte
Evolução da regulamentação	Iniciar processo regulatório para revisão da REN nº 1.030/2022 [14] e demais procedimentos correlatos, abordando a definição do serviço de controle de tensão e forma de remuneração, corrigindo lacunas	ANEEL	Curto prazo

	regulatórias e se alinhando à definição dos requisitos mínimos.		
Obter mais experiência com o sandbox regulatório	Realizar novas edições do sandbox regulatório, avaliando especialmente o apetite para participação dos proponentes frente a cronogramas mais confortáveis e fonte de remuneração com parcela fixa.	ONS / ANEEL	Curto prazo
Mecanismo competitivo recorrente	Evoluir o sandbox para mecanismo contratável periodicamente, com regras estáveis, prazo de contratação adequado e remuneração adicional, conforme proposta do agente.	ONS / ANEEL	Médio prazo

4.3 Regulação de frequência

A regulação de frequência consiste na manutenção do equilíbrio instantâneo entre geração e carga, mantendo a frequência do sistema no valor nominal de 60 Hz. No Brasil, o serviço está organizado em três camadas: o controle primário, realizado automaticamente pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras de forma mandatária e sem remuneração, com tempo de resposta medido em segundos⁹; o controle secundário, executado pelo Controle Automático de Geração (CAG) em unidades hidrelétricas, ressarcidas por receita anual fixada pelo regulador, com tempo de resposta entre 5 e 15 minutos; e o controle terciário, exercido pelo despacho complementar para manutenção da Reserva de Potência Operativa (RPO), cujo mecanismo não é utilizado desde 2020.

Esse arcabouço foi desenhado para um sistema dominado por máquinas síncronas, cuja inércia rotacional atuava como amortecedor natural dos desvios de frequência. Esse mecanismo está se enfraquecendo. O PAR/PEL 2025 documenta que a expansão da micro e minigeração distribuída (MMGD) e das renováveis variáveis está reduzindo progressivamente os níveis de inércia e de curto-circuito do SIN, fatores que afetam diretamente a resiliência do sistema frente a perturbações. Em condições de carga mínima, cada vez mais frequentes, manter o volume mínimo de geração síncrona necessário para a estabilidade operativa conflita com o excedente de geração renovável, tornando o equilíbrio progressivamente mais difícil de administrar com os recursos convencionais.

Nesse mesmo contexto, a metodologia de remuneração do CAG foi concebida em um cenário de baixa demanda pelo serviço e não incorpora os custos reais de operação flexível, desgaste de equipamentos e custo de oportunidade das hidrelétricas participantes. O resultado é a estagnação da oferta: o último CPSA para controle secundário foi assinado em 2018, e a

⁹ Ou resposta rápida de frequência (FFR, do inglês *Fast Frequency Response*)

demanda crescente por reserva não encontra provedores dispostos a expandir a oferta nas condições vigentes.

Ademais, a mesma assimetria regulatória identificada na seção anterior aplica-se aqui: os SAEB têm capacidade técnica para prestar o serviço com desempenho superior ao das máquinas síncronas, atuando em milissegundos antes que os reguladores de velocidade respondam, com precisão e inércia sintética que as fontes não-síncronas não entregam. O LRCAP de Armazenamento exige inversores *grid-forming*, que possuem capacidade de resposta rápida de frequência (FFR, do inglês *Fast Frequency Response*) como condição de habilitação ao leilão, e os requisitos mínimos em discussão no setor seguem a mesma linha, o que reflete a necessidade operativa desse atributo para o sistema. Ainda assim, o arcabouço não prevê remuneração específica por esse serviço: a FFR acaba enquadrada como requisito técnico mínimo, sem distinguir os horizontes temporais nem os seus atributos técnicos. Essa indistinção impede que os SAEB capturem valor justamente onde sua vantagem é mais nítida, na camada ultrarrápida, anterior ao controle primário convencional, onde a FFR via SAEB não tem competidor equivalente entre as tecnologias tradicionais.

A distinção relevante em relação ao controle de tensão é que o controle primário de frequência já é prestado de forma totalmente gratuita pelas máquinas síncronas por obrigação regulatória. O argumento para reconhecer o atributo de FFR não é substituir esse serviço existente a custo menor, mas reconhecer que a redução progressiva da inércia síncrona tornará a resposta ultrarrápida dos SAEB indispensável como serviço complementar e de maior precisão, que o sistema precisará contratar e remunerar explicitamente à medida que a penetração renovável avançar. A experiência australiana antecipa esse cenário: no segundo trimestre de 2025, os SAEB já respondiam por 54% do mercado de regulação de frequência do *National Energy Market* (NEM), com custo total do serviço reduzido em AUD 21 milhões em relação ao ano anterior.

SAEB como prestador de controle primário de frequência

O controle primário de frequência é definido pela Resolução Normativa nº 1.030/2022 da ANEEL e nos Procedimentos de Rede do ONS como ações de controle realizadas pelos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras para limitar a variação de frequência quando ocorre desequilíbrio entre carga e geração. Essa definição, apesar de ser abrangente o suficiente para incluir inércia sintética de fontes renováveis intermitentes conectadas por inversores, ainda exclui os SAEB. Assim, um primeiro passo seria definir os SAEB como prestadores do controle primário de frequência.

Uma outra questão é relativa à mesma discussão apresentada na seção sobre o controle de tensão: o dilema de serviço remunerado *vs* requisito mínimo. Atualmente, não há uma remuneração pelo serviço de controle primário de frequência. Seguindo a mesma lógica, é interessante que sejam definidos requisitos mínimos para a resposta primária, podendo ser contratado o atributo adicional, resultando numa remuneração por isso. Dessa forma, a FFR se torna passível de remuneração.

Da mesma forma, vislumbra-se essa lacuna para o serviço de controle secundário de frequência, cuja definição da regulação e Procedimentos de Rede se baseia na participação do CAG. No

Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, é delimitado que estão sujeitas a participar do CAG as usinas hidroelétricas e termoelétricas com potência instalada igual ou superior a 400 MW, dentre as quais o ONS indica as usinas que devem participar. Para a prestação do serviço pelos SAEB, os Procedimentos de Rede devem prever também a sua participação.

O precedente do sandbox de tensão

A NT-ONS DTA 0085/2023, que propôs o sandbox de controle de tensão já implementado, identificou o controle secundário de frequência como o segundo serviço ancilar prioritário para o SIN, apontando-o como próximo tema a ser endereçado na agenda de modernização dos serviços ancilares. O modelo institucional para avançar nessa direção está disponível: a REN nº 1.030/2022 já autoriza o ONS a propor sandboxes para outros serviços ancilares, a serem operacionalizados mediante autorização específica da ANEEL; o processo competitivo, com remuneração via ESS, critérios de aferição e regras de penalidade foram documentados; e a disposição institucional para remunerar acima das tarifas administrativas vigentes ficou demonstrada. Assim, há experiência prática para aplicar esse modelo à regulação de frequência.

A proposta é que o ONS apresente à ANEEL proposta de sandbox regulatório para contratação competitiva de controle de frequência, seguindo o precedente do sandbox de tensão, seguindo as mesmas diretrizes básicas:

- **Produto padronizado:** especificações técnicas para a inclusão do ativo no esquema do CAG, incluindo banda de frequência de atuação, tempo máximo de resposta, potência mínima comprometida, requisitos de telemetria e critérios de aferição.
- **Elegibilidade:** inclusão explícita dos possíveis proponentes, buscando a neutralidade tecnológica. O controle secundário via CAG é restrito a hidroelétricas e termoelétricas sob contrato específico com o ONS. SAEB não constam como provedores reconhecidos, lacuna que precisa ser resolvida antes que qualquer mecanismo competitivo funcione na prática. A elegibilidade não implica reserva de mercado, mas exige que o ONS qualifique e parametrize os atributos de resposta dos SAEB, habilitando sua participação em condições isonômicas com os demais provedores.
- **Mecanismo recorrente:** inicialmente como sandbox, o mecanismo deve evoluir para uma contratação competitiva recorrente, alinhada a estudos periódicos de dimensionamento da necessidade do recurso.
- **Apuração e remuneração:** deverão ser definidos critérios de desempenho e a sua forma de apuração, provendo a remuneração conforme ofertado de acordo com o desempenho requerido no edital do procedimento. Novamente, ressalta-se importância da remuneração fixa devido aos custos de investimentos para prestar o serviço.

A receita de regulação de frequência deve ser explicitamente acumulável com as demais fontes de receita do SAEB, respaldada pelo §11 do Art. 3º da Lei nº 9.427/1996 (incluído pela Lei nº 15.269/2025) e pela regulamentação da ANEEL.

O ideal é que o arcabouço preveja remuneração adicional para a prestação de FFR que exceda os requisitos mínimos de desempenho, seja por contratação direta via sandbox específico, seja como componente de remuneração adicional ou vantagem no mecanismo de controle secundário, como foi proposto nos moldes do bônus de sinal locacional previsto nas diretrizes do LRCAP de Armazenamento.

Essa remuneração visa reconhecer que a resposta ultrarrápida dos SAEB entrega valor sistêmico distinto do controle primário convencional. A longo prazo, o sandbox de controle secundário deve evoluir para mecanismo estrutural e recorrente, com estudos periódicos de necessidade sistêmica, produtos com diferentes granularidades temporais e mecanismos de precificação aderentes às condições operativas e ao mercado de curto prazo.

A formalização depende de iniciativa do ONS junto à ANEEL, prevista para os próximos ciclos regulatórios.

Modelo operacional para o controle de frequência primário e secundário

A regulação de frequência é necessariamente relacionada com um sinal externo, com a particularidade técnica de que a execução é automatizada. Dentro dos respectivos parâmetros de resposta, banda de atuação, *droop*, inércia sintética etc. o ativo reage variando a injeção ou absorção de potência ativa conforme a variação de frequência do sistema onde está conectado. A resposta em si ocorre em milissegundos, no caso do controle primário por FFR, até minutos, como no caso do controle secundário através do CAG, sem aguardar instrução em tempo real, mas dentro das condições de controle parametrizadas. Essa particularidade diferencia o controle de frequência primário e secundário do controle de tensão, especialmente no desenho do produto técnico e dos critérios de aferição, que devem verificar o desempenho da resposta dos provedores frente à resposta esperada de acordo com os parâmetros requisitados no produto, não o atendimento a um despacho pontual. Assim, os três modelos operacionais (coordenado por operador, autodespacho e mista) suportam a regulação de frequência desde que tenham os recursos tecnológicos e atributos para tal, ressalvando que deve ser reservada a capacidade necessária para que o ativo responda de forma adequada a qualquer momento.

Diretrizes para o aprimoramento do serviço

Em suma, as seguintes diretrizes de aprimoramento para o controle primário e secundário de frequência são propostas, de forma alinhada à neutralidade tecnológica e, ao mesmo tempo, que valorizem os atributos dos SAEB:

- Reconhecimento do FFR como controle primário de frequência e possibilidade de recebimento de receita por desempenho superior aos requisitos técnicos mínimos de resposta.
- Inclusão do SAEB como possíveis prestadores de controle secundário de frequência.
- Realização de sandbox regulatório de mecanismo competitivo para a inclusão de mais recursos no CAG, baseado em especificações técnicas neutras tecnologicamente.

- Tornar recorrente a quantificação da necessidade e os mecanismos competitivos de forma estrutural.

Nesse sentido, a tabela abaixo resume as diretrizes com indicação dos horizontes e responsáveis.

Tabela 6 Diretrizes para regulação de frequência

Diretriz	Descrição	Responsável	Horizonte
Reconhecimento do serviço de resposta rápida de frequência (FFR)	Reconhecer formalmente a resposta rápida de frequência como serviço de controle primário e definir especificações técnicas mínimas para SAEB prestarem resposta rápida de frequência.	ANEEL / ONS	Curtoprazo
Elegibilidade formal e isonomia tecnológica	Incluir SAEB como provedores elegíveis de regulação de frequência. Atualizar os Procedimentos de Rede com requisitos para o controle primário e secundário de frequência, buscando a isonomia tecnológica. A elegibilidade deve estar condicionada à qualificação técnica pelo ONS, com parametrização adequada dos atributos de resposta.	ANEEL / ONS	Curto prazo
Mecanismo competitivo para controle secundário de frequência	Desenvolver um mecanismo competitivo, via sandbox regulatório, para contratação de capacidade adicional de controle secundário, além da obtida compulsoriamente, com quantificação da necessidade sistêmica, tomando como referência o sandbox de controle de tensão. O desenho deve respeitar o princípio de neutralidade tecnológica e permitir testes regulatórios controlados para definição de regras de mercado.	ONS	Curto prazo
Remuneração para controle primário acima	Estabelecer incentivo financeiro para prestação de FFR que exceda os requisitos mínimos de desempenho, por meio de	ANEEL / ONS	Médio prazo

do requisito mínimo	contratação direta via contratação direta, sandbox específico ou incentivo adicional em outros mecanismos competitivos, tomando como referência o bônus de sinal locacional previsto nas diretrizes do LRCAP armazenamento.		
Mercado recorrente para controle secundário de frequência	Evoluir o sandbox para mecanismo estrutural e recorrente de contratação de controle secundário, com estudos periódicos de necessidade sistêmica, produtos com diferentes granularidades temporais e mecanismos de precificação aderentes às condições operativas e ao mercado de curto prazo.	ANEEL / ONS	Longo prazo

5 DIRETRIZES PARA O CICLO DE VIDA DOS SAEB

Um modelo de inserção eficiente dos SAEB no sistema elétrico depende de condições que vão além da habilitação técnica para a prestação dos serviços prioritários do SEB. A dimensão do licenciamento ambiental e da gestão do ciclo de vida é parte indissociável desse modelo: funciona como aspecto transversal à adoção da tecnologia no país e constitui a principal garantia de que o uso das soluções de armazenamento será seguro e sustentável. Sem ela, os avanços regulatórios na habilitação de serviços carecem de sustentação institucional de longo prazo.

Cada fase do ciclo de vida dos SAEB apresenta desafios regulatórios de natureza distinta, como discutido no [relatório 3](#) do escopo ampliado do presente estudo:

- **Construção/comissionamento:** o impacto imediato da implantação é relativamente modesto, em geral, com ocupação de solo reduzida, sem interferência em corpos hídricos e movimentação de terra limitada. As exigências não diferem substancialmente do que o setor já conhece, e o rito de licenciamento, quando bem calibrado, pode ser mais ágil do que para geração convencional.
- **Operação:** a principal atenção regulatória recai sobre o risco térmico, abrangendo o gerenciamento de temperatura das células, os sistemas de supressão de incêndio e os planos de resposta a emergências. Esse risco, embora real, é decrescente com a evolução tecnológica e inteiramente gerenciável com os protocolos já consolidados internacionalmente.
- **Descomissionamento:** o desafio central é a destinação ambientalmente adequada dos resíduos, que combinam potencial tóxico com valor estratégico significativo, dado o teor de minerais críticos recuperáveis das células. Uma gestão inadequada ao fim da vida útil compromete tanto o meio ambiente quanto a cadeia de valor do armazenamento no país.

Sendo assim, é necessário aproveitar o contexto e debate regulatório do armazenamento no SEB para chamar atenção aos aspectos do ciclo de vida dos SAEB. Para isso, três valores que orientam as propostas deste capítulo: proporcionalidade nas exigências, previsibilidade para empreendedores e governança coordenada entre os diferentes entes federativos envolvidos.

5.1 Licenciamento ambiental

O licenciamento ambiental dos SAEB no Brasil, como descrito no [relatório 3](#), enfrenta desafios: ausência de tipologia federal específica, mosaico de arranjos estaduais sem critério orientador comum e incerteza jurídica que compromete o financiamento de projetos. Superar esse cenário exige um modelo que combine proporcionalidade, calibrando as exigências ao impacto real dos SAEB, com previsibilidade para empreendedores em qualquer unidade da federação.

Um ponto de partida importante e frequentemente subestimado é que o SAEB tende a ser, comparativamente, uma infraestrutura energética de menor impacto ambiental direto. Comparado a usinas hidrelétricas, termelétricas ou mesmo de grandes parques eólicos e solares, os SAEB, em geral, não implicam movimentação expressiva de terra, não interferem em corpos hídricos em condições normais de operação, não geram emissões atmosféricas, não produzem

ruído relevante além do perímetro imediato e ocupam áreas muito menores do que qualquer outra infraestrutura geradora de capacidade equivalente.

Isso não significa ausência de aspectos ambientais a avaliar, significa que esses aspectos são específicos e bem delimitados, e que as exigências de licenciamento devem refletir essa realidade. O risco de tratar o SAEB como um empreendimento energético genérico, aplicando ritos desenvolvidos para tecnologias com perfil de impacto muito diferente, é produzir exigências desproporcionais que encarecem e atrasam projetos sem gerar ganho de segurança ambiental correspondente. O risco oposto, licenciar com superficialidade por ser tecnologia nova e aparentemente simples, é igualmente real, especialmente para os aspectos que de fato demandam atenção: a gestão de substâncias perigosas, os riscos operacionais associados à química das células e a destinação adequada ao fim da vida útil.

O licenciamento ambiental é o instrumento para endereçar esses aspectos ambientais diretos. Os riscos operacionais, notadamente o risco de incêndio por propagação térmica, são tratados a fundo na próxima seção, por meio de normas de segurança, protocolos dos Corpos de Bombeiros e requisitos técnicos da ABNT. Essa divisão de competências precisa ser clara e previsível: o que o licenciamento exige, o que é da alçada dos Corpos de Bombeiros, o que é definido por norma técnica e o que é condicionante operacional da licença não são questões equivalentes, e sua confusão é uma das principais fontes de imprevisibilidade para os empreendedores.

Governança do licenciamento ambiental

O licenciamento ambiental de SAEB se insere em uma estrutura de governança distribuída. No âmbito do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), a competência é compartilhada entre União, estados e municípios, sob orientação normativa do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). Mas o processo não se encerra aí: ele interage com outros agentes institucionais, Corpos de Bombeiros, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e ANEEL, cada qual atuando com base em seu próprio marco normativo e em fases distintas do ciclo de vida do

empreendimento. A clareza sobre o que cabe a cada instância é, ela própria, uma condição de previsibilidade regulatória.

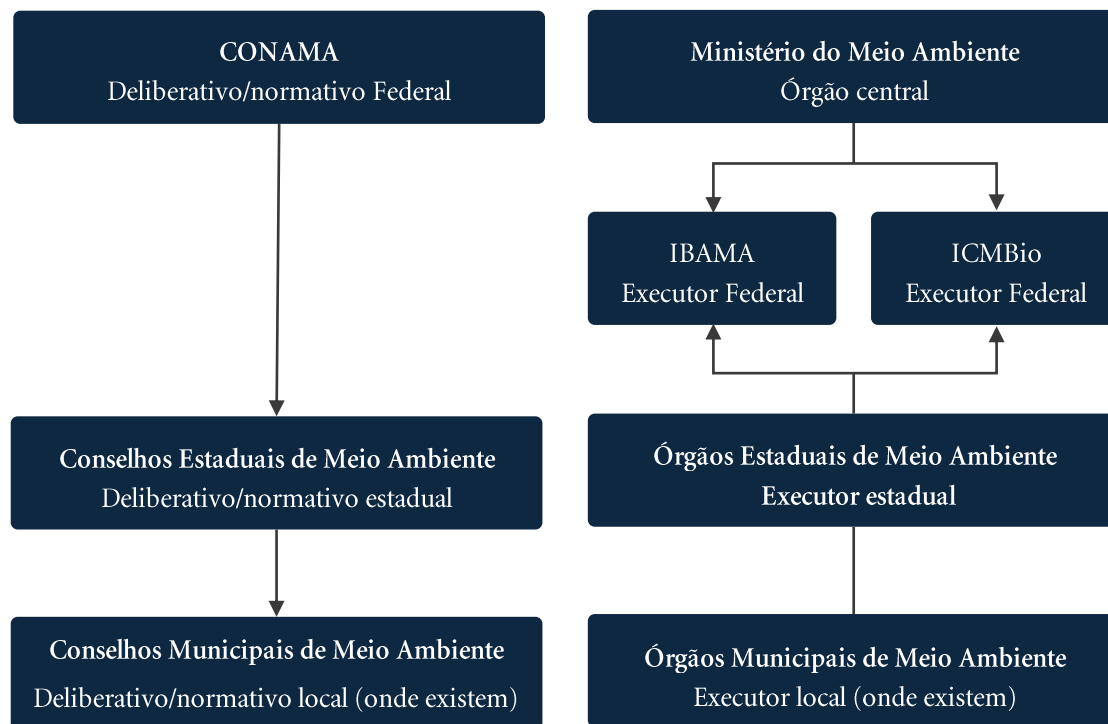


Figura 22 Arquitetura institucional do SISNAMA

Para os SAEB, a competência licenciadora deve ser predominantemente estadual. Conforme a LC nº 140/2011 [21], o licenciamento federal pelo IBAMA é restrito a hipóteses que não se aplicam à grande maioria dos projetos de armazenamento: empreendimentos cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites de um estado, localizados em terras indígenas, em unidades de conservação federais (exceto APAs¹⁰), ou que envolvam material radioativo. São, portanto, os órgãos estaduais de meio ambiente que conduzem o processo, aplicando suas próprias normas e interpretações.

O problema é que esses órgãos se encontram em estágios distintos de amadurecimento regulatório. O Piauí criou tipologia específica e já emitiu as primeiras licenças. O Rio Grande do Norte tinha minuta de resolução em tramitação, mas não a aprovou a tempo do LRCAP, com custo direto sobre a competitividade do estado no leilão. A maioria dos demais estados sequer iniciou a construção normativa.

¹⁰ Área de Proteção Ambiental (APA) é categoria de unidade de conservação de uso sustentável prevista no art. 15 da Lei nº 9.985/2000, que admite ocupação humana e uso direto dos recursos naturais. Por essa razão, recebe tratamento diferenciado na legislação de licenciamento: empreendimentos em APA não exigem manifestação obrigatória do IBAMA ou ICMBio como autoridade envolvida (Art. 43, III da Lei nº 15.190/2025) e podem ser licenciados pelo ente estadual ou municipal competente, diferentemente das demais categorias de proteção integral.

O resultado é um mapa assimétrico em que o acesso ao licenciamento ambiental de SAEB depende, em grande medida, de onde o projeto está localizado, não de suas características técnicas ou ambientais. Essa assimetria gera condições desiguais de competição, encarece o capital e compromete a previsibilidade que projetos de infraestrutura exigem para viabilizar financiamento.

Lei nº 15.190/2025: A Lei Geral do Licenciamento Ambiental

A entrada em vigor da Lei Geral do Licenciamento Ambiental [22], em fevereiro de 2026, alterou o quadro normativo federal de forma relevante para os SAEB. A lei preserva o procedimento ordinário trifásico, composto pela Licença Prévia (LP), pela Licença de Instalação (LI) e pela Licença de Operação (LO), para projetos de maior complexidade, mas institui procedimentos simplificados¹¹ que abrem espaço para regulação mais proporcional:

- A **Licença Ambiental Única (LAU)** atesta, em fase única, a viabilidade, a instalação e a operação da atividade ou empreendimento, aprovando as ações de controle e monitoramento ambiental e estabelecendo as condicionantes cabíveis (Art. 21 c/c Art. 3º, XXVIII). É a modalidade mais adequada para a maioria dos SAEB autônomos de porte médio.
- A **Licença Ambiental Especial (LAE)** aplica-se a empreendimentos estratégicos definidos em decreto do Conselho de Governo, com análise prioritária e prazo de até doze meses (Arts. 3º, XXVI e 24). Pode ser acionada para grandes projetos de armazenamento vinculados ao planejamento da expansão do SIN.
- A **Licença Ambiental por Adesão e Compromisso (LAC)** é concedida mediante Relatório de Caracterização do Empreendimento (RCE), sem análise técnica prévia pelo órgão licenciador, sendo cabível para atividades de pequeno ou médio porte com baixo ou médio potencial poluidor que atendam às condições do Art. 22 (Art. 3º, XXVII). É a modalidade de maior potencial para sistemas colocados de pequeno porte e, ao mesmo tempo, a que levanta mais pontos de atenção.

A Lei tem como objetivo avançar em previsibilidade e desburocratização, mas é objeto de intenso debate: críticos apontam riscos de fragilização de salvaguardas ambientais, e a regulamentação ainda pendente em alguns aspectos torna prematuro avaliar todos os seus efeitos práticos. Para os SAEB, o ponto central é que a lei fornece as ferramentas procedimentais, mas não resolve a ausência de tipologia federal específica. Enquanto o CONAMA não estabelecer critérios nacionais de enquadramento, cada estado continuará decidindo por conta própria como classificar esses empreendimentos e a qual procedimento direcioná-los, inclusive para a LAC, cujos riscos de uso inadequado são discutidos no *Box 2*.

¹¹ A Lei nº 15.190/2025 organiza os procedimentos de licenciamento em quatro categorias: ordinário (trifásico), simplificado (bifásico, em fase única e por adesão e compromisso), corretivo e especial (Art. 18). LAU e LAC são procedimentos simplificados; LAE é o procedimento especial.

Box 2 A Licença por Adesão e Compromisso: potencial e condições de funcionamento

A LAC, disciplinada pelo Art. 22 da Lei nº 15.190/2025, é uma modalidade declaratória de licenciamento ambiental. O empreendedor apresenta Relatório de Caracterização do Empreendimento (RCE) declarando adesão às condições preestabelecidas pela autoridade licenciadora; a licença é concedida sem análise técnica prévia, e a verificação ocorre a posteriori por meio de vistorias anuais por amostragem. A lógica da LAC é uma tentativa de replicar a "malha fina" tributária: a agilidade na entrada se sustentaria pela fiscalização efetiva na saída, com verificação amostral dos planos apresentados e monitoramento de condicionantes. O órgão licenciador deixaria de ser gargalo na entrada e passa a ser fiscal na execução [23].

Uma aplicação eficiente desse processo caracterizaria a LAC não como uma licença de menor rigor, mas como uma licença de responsabilidade antecipada. Ademais, autodeclaração falsa ou omissão de informação relevante pode configurar crime ambiental (Arts. 60 e 69-A da Lei nº 9.605/1998) e ensejar a suspensão ou cancelamento da licença (Art. 16, I da Lei nº 15.190/2025).

Para SAEB, a LAC pode ser adequada para sistemas de menor porte, onde o impacto é significativamente baixo e os riscos são gerenciáveis por condicionantes objetivas. Nesses casos, o RCE deve incluir obrigatoriamente o plano de segurança operacional, o plano básico de descomissionamento e evidência de conformidade com as normas técnicas aplicáveis.

O ponto de atenção central é que a LAC só funciona adequadamente quando há delimitação clara de seu campo de aplicação. Sem esse balizamento, projetos com complexidade relevante poderiam acessá-la por ausência de categoria mais adequada, e não por compatibilidade real com o procedimento declaratório. Sendo assim, a definição dos limiares de acesso, como porte por área e/ou potência instalada, deve ser claramente estabelecida a fim de preservar a previsibilidade e a segurança do processo de licenciamento.

Resolução CONAMA: referência nacional de enquadramento

O instrumento central para superar a assimetria estadual é uma resolução CONAMA, cujo caráter normativo vincula os entes do SISNAMA. O precedente direto é a Resolução nº 462/2014 [24], que padronizou o licenciamento de eólicas terrestres ao definir faixas de porte e escopo mínimo proporcional, reduzindo assimetrias e gerando referência técnica onde normas estaduais inexistiam.

Uma resolução para SAEB cumpriria papel análogo: estabelecer quando o licenciamento ambiental se aplica, em qual modalidade e quando o impacto é suficientemente baixo para justificar dispensa. Essa referência preserva a competência estadual nos termos da LC nº 140/2011[21]: a norma federal define o patamar geral e os estados podem ser mais restritivos.

O perfil de ocupação territorial dos SAEB já foi traduzido em limiares concretos pelo Conselho Estadual do Piauí, único estado com tipologia específica para a tecnologia. A Resolução CONSEMA nº 046/2022 [25] enquadra o SAEB no Anexo I (código D2-015), adotando a área útil em metros quadrados como parâmetro de classificação e atribuindo-lhe potencial poluidor médio. Para projetos com área útil inferior a 500 m², a resolução prevê não incidência do licenciamento ambiental estadual, limiar coerente com o tratamento dispensado às subestações de energia elétrica (código D2-014, não incidência abaixo de 250 m²). A partir desse piso, as faixas de enquadramento escalonam progressivamente as exigências:

- **entre 500 e 2.000 m²**, Classe 1, com licenciamento simplificado mediante Declaração de Baixo Impacto Ambiental (DBIA) e apresentação de Descritivo Técnico e Ambiental (DTA);
- **entre 2.000 e 4.000 m²**, Classe 2, com licenciamento ordinário e Estudo Ambiental Simplificado (EAS);
- **entre 4.000 e 80.000 m²**, Classe 3, com licenciamento ordinário e Estudo Ambiental Intermediário (EAI);
- **acima de 80.000 m²**, Classe 4, com exigência de EIA/RIMA.

Lógica semelhante já foi adotada por outros estados para geração solar. Em Rondônia, a IN SEDAM nº 6/2023 [26] dispensa de licenciamento projetos solares novos de até 5 MW; no Rio Grande do Sul, a Portaria FEPAM 089/2018 [27] faz o mesmo para micro e minigeração distribuída de até 5 MW; no Paraná, a IN IAT nº 20/2025 [28] usa área como critério, considerando inexigível o licenciamento de empreendimentos solares em área inferior a 1,5 hectare com acesso à rede pública. Esses exemplos demonstram que o arcabouço ambiental brasileiro já incorpora precedentes de dispensa, embora as regras variem entre estados. Para os SAEB, uma iniciativa federal com critérios de dispensa orientaria um desenvolvimento mais equilibrado no plano subnacional.

Seguindo o modelo piauiense, o critério central deve ser a área útil do projeto, principal vetor de impacto ambiental direto e parâmetro objetivo para graduar exigências. Tecnologia e química da bateria não alteram a classe de enquadramento, mas devem constar como condicionantes operacionais na licença.

A configuração do projeto constitui o segundo eixo de diferenciação. Sistemas *behind-the-meter*¹², por suas dimensões e localização a jusante do medidor, ficam abaixo de qualquer limiar de licenciamento relevante, tratamento análogo ao conferido à micro e minigeração distribuída, cujos impactos de ciclo de vida são endereçados pela logística reversa. Sistemas colocalizados de pequeno porte, adicionados a empreendimentos já licenciados em áreas antropizadas e sem supressão de vegetação nativa, podem ser tratados como alteração da licença existente, com

¹² Sistemas *behind-the-meter* seguem a mesma lógica aplicada à micro e minigeração distribuída (*rooftop*): por conta de seu porte reduzido, não configuram empreendimento sujeito a licenciamento ambiental.

análise restrita aos aspectos incrementais e condicionada à apresentação dos planos de segurança e descomissionamento.

Para sistemas colocalizados de maior porte e sistemas autônomos, o enquadramento dependerá de limiares de área e condições de instalação a serem definidos na resolução. O princípio orientador é o da proporcionalidade entre exigência e impacto efetivo, com escopo crescente conforme o porte e a sensibilidade do local. Em situações de ocupação territorial reduzida, ausência de supressão de vegetação e instalação em áreas já antropizadas, cabe ao regulador avaliar a pertinência de procedimentos simplificados ou dispensa, caminho já adotado pelo Piauí para SAEB e por diversos estados para geração solar.

Independentemente do procedimento de licenciamento, o empreendedor permanece sujeito às demais obrigações incidentes sobre o ciclo de vida do SAEB: aprovação do projeto contra incêndio, obtenção do AVCB e destinação adequada nos termos da PNRS. A definição de limiares com critérios técnicos explícitos e correspondência aos procedimentos da Lei nº 15.190/2025 transforma o princípio da proporcionalidade em instrumento operacional verificável.

Capacitação: a condição para que a resolução funcione na prática

A maioria dos OEMAs nunca avaliou um projeto de SAEB. Isso não reflete deficiência institucional, mas a novidade da tecnologia: o setor de armazenamento em baterias em escala de rede é recente no Brasil, e a curva de aprendizado dos órgãos licenciadores acompanha naturalmente o ritmo de chegada dos projetos. O desafio é antecipar esse aprendizado antes que o volume de licenciamentos torne a lacuna de capacidade um gargalo efetivo.

Quando um órgão licenciador se depara com tecnologia nova, há dois riscos simétricos: exigir estudos desproporcionais ao impacto real por ausência de referência consolidada, ou não identificar os aspectos que de fato demandam atenção. Ambos comprometem a efetividade do licenciamento, um por onerar indevidamente os projetos, o outro por não garantir a proteção ambiental que justifica o processo. A orientação federal adequada reduz esse risco nos dois sentidos.

A resposta tem dois componentes que devem ser desenvolvidos em paralelo à resolução:

- O primeiro é um guia técnico federal, publicado pelo MMA em articulação com o IBAMA e o MME, que operacionalize a resolução com critérios quantitativos por aspecto de análise e oriente os OEMAs sobre os riscos específicos da tecnologia, estabelecendo com clareza o que é da alçada do licenciamento ambiental e o que pertence a outros marcos regulatórios, sem pretender substituí-los.
- O segundo componente é um programa estruturado de capacitação dos colaboradores dos OEMAs, conduzido pelo IBAMA antes que o volume de projetos torne a demanda expressiva. O objetivo não é apenas transmitir conteúdo técnico, mas construir referências de decisão que garantam que analistas de diferentes estados cheguem a conclusões

comparáveis diante de projetos comparáveis, o que é, na prática, a definição de previsibilidade regulatória.

A vinculação com os demais eixos do ciclo de vida

O licenciamento ambiental não encerra a responsabilidade regulatória sobre o SAEB; ele estrutura os dois eixos seguintes e deve ser preciso sobre o que lhe compete em cada frente.

No que se refere à segurança operacional, o licenciamento não aprova sistemas de segurança nem replica normas técnicas. Essas competências pertencem a outros agentes regulatórios e são tratadas em detalhe na seção seguinte.

O papel do licenciamento é articular essas competências ao processo de autorização, exigindo como condicionante que as aprovações de segurança aplicáveis sejam demonstradas antes do início da operação. A sequência típica envolve a aprovação do projeto de segurança contra incêndio e pânico antes da instalação e a emissão do Auto de Vistoria do Corpo de Bombeiros (AVCB) antes da operação, mas o momento exato de cada exigência varia conforme o procedimento adotado e pode coincidir com requisitos de outros marcos regulatórios incidentes sobre o empreendimento.¹³

No que se refere ao descomissionamento, o papel do licenciamento é tornar verificável, no ponto de entrada do ciclo de vida do empreendimento, uma responsabilidade que a Política Nacional de Resíduos Sólidos [29] já atribui aos atores da cadeia.

A condicionante adequada não é um plano técnico detalhado, mas a exigência de que o empreendedor identifique o sistema de logística reversa ao qual o pack está vinculado e declare a rota de destinação prevista, em conformidade com a hierarquia estabelecida pela regulamentação específica. O plano é atualizado nas renovações de licença, acompanhando a evolução do mercado de destinação e das rotas disponíveis.

Os parâmetros técnicos que darão conteúdo a esse compromisso ao longo do tempo, rotas de reciclagem, critérios de avaliação de estado de saúde e requisitos de encerramento do site, são tratados na seção dedicada à gestão de resíduos e fim de vida.

Tabela 7 Diretrizes para licenciamento ambiental

Diretriz	Descrição	Responsável	Horizonte
----------	-----------	-------------	-----------

¹³ No procedimento trifásico, a aprovação do projeto de segurança é tipicamente condicionante da LI e o AVCB condicionante da LO. Na LAU, que unifica essas fases em ato único, ambas devem constar como marcos sequenciais na própria licença. Outros marcos regulatórios, como a autorização de conexão pela ANEEL, podem impor requisitos de segurança independentes e concomitantes, sem prejuízo das condicionantes ambientais.

<p>Tipologia SAEB em resolução CONAMA</p>	<p>Resolução com critérios de enquadramento por área útil/porte como eixo principal e tecnologia da bateria; variáveis determinantes do conteúdo das condicionantes operacionais: dado seu impacto direto sobre o perfil de risco do empreendimento, contenção, ventilação, supressão de incêndio e gestão de resíduos, devem constar obrigatoriamente na licença com exigências proporcionais à formulação química declarada. Correspondência explícita aos procedimentos da Lei nº 15.190/2025.</p>	<p>CONAMA / MMA</p>	<p>Curto prazo</p>
<p>Diferenciação por configuração do projeto</p>	<p>Quatro situações distintas: (i) sistemas <i>behind-the-meter</i> dispensados de licenciamento ambiental, com os aspectos de ciclo de vida disciplinados pela cadeia de logística reversa; (ii) sistemas colocalizados de pequeno porte em área já licenciada tratados como alteração da licença existente, com análise restrita aos aspectos incrementais do armazenamento e condicionada à apresentação dos planos de segurança e descomissionamento; (iii) sistemas colocalizados de maior porte, ou que introduzam riscos não cobertos pela licença original, igualmente enquadrados como alteração de licença, com análise complementar proporcionalmente mais ampla conforme o risco adicional introduzido; (iv) sistemas autônomos com licenciamento próprio e escopo proporcional ao porte, sendo os que demandam maior atenção regulatória, especialmente quando em áreas</p>	<p>CONAMA / Órgãos estaduais</p>	<p>Curto prazo</p>

	sensíveis ou próximos a núcleos urbanos.		
Guia técnico federal	Guia operacional publicado pelo MMA em articulação com IBAMA e MME, com critérios quantitativos por aspecto de análise, orientação sobre riscos específicos da tecnologia e delimitação clara das competências entre o licenciamento ambiental e os demais marcos regulatórios incidentes	MMA / IBAMA	Curto prazo
Capacitação dos OEMAs	Programa estruturado de formação de analistas, conduzido pelo IBAMA antes que o volume de projetos torne a demanda expressiva, com foco na construção de referências de decisão que assegurem conclusões comparáveis entre estados diante de projetos similares	IBAMA	Curto prazo
Vinculação a aprovações de segurança	Condicionar a licença ambiental, em qualquer procedimento, à demonstração de que as aprovações de segurança aplicáveis foram obtidas antes do início da operação. Sequência e documentos exigíveis definidos no guia técnico federal e parametrizados pela resolução CONAMA por modalidade de licença	CONAMA / Órgãos estaduais	Curto prazo
Vinculação a planos de descomissionamento	Exigir, como condicionante em qualquer procedimento, que o empreendedor declare a rota de destinação prevista para os packs ao fim da vida útil e apresente acordo formal com fabricante ou importador responsável pela logística reversa, ou indicação do sistema de coleta ao qual o empreendimento está vinculado. O	CONAMA / Órgãos estaduais	Curto prazo

	plano é atualizado nas renovações de licença. ¹⁴		
--	---	--	--

5.2 Segurança operacional

A segurança operacional de instalações de SAEB exige atenção regulatória específica, mas essa atenção deve ser proporcional ao risco real. O setor elétrico já convive com riscos térmicos em subestações, transformadores com óleo isolante e bancos de capacitores, todos operados com protocolos consolidados. Os SAEB seguem a mesma lógica: apresentam um perfil de risco próprio, bem compreendido tecnicamente e endereçável por normas e protocolos adequados.

O que distingue os SAEB de outras instalações não é a magnitude do risco, mas sua especificidade. O fenômeno da corrida térmica, uma reação exotérmica que pode propagar-se de célula a célula, e o risco de reignição horas após uma ocorrência aparentemente extinta não têm equivalente direto em instalações elétricas convencionais. Ambos são mitigáveis por projeto, mas exigem normas e protocolos desenhados com conhecimento específico da tecnologia.

Tecnologia e perfil de segurança

Não existe um único perfil de risco para tecnologias de armazenamento eletroquímico. O universo de soluções em diferentes estágios de maturidade inclui as baterias de fluxo de vanádio, que já contam com implantações utilitárias em escala limitada e cuja separação física entre eletrólito e células ativas reduz estruturalmente o risco de corrida térmica em cascata; as tecnologias de base sódio-íon, ainda em estágio inicial de comercialização mas com perfil químico distinto do lítio e potencial de ganho de escala no médio prazo; e os sistemas de chumbo-ácido, tecnologia madura em processo de substituição nas aplicações estacionárias de grande porte, mas ainda presente em nichos específicos.

Cada uma apresenta perfil de risco e requisito normativo próprio. O foco desta seção é o íon-lítio porque é a tecnologia que domina o parque instalado global e que será predominantemente implantada no Brasil nos próximos anos. Mesmo dentro dessa categoria, os perfis de risco variam de forma relevante segundo a formulação de cátodo.

Baterias de NMC e NCA apresentam maior suscetibilidade à corrida térmica porque seus cátodos liberam oxigênio a temperaturas relativamente baixas, acelerando a reação exotérmica em cascata. As baterias de LFP operam com cátodo de fosfato de ferro, estrutura cristalina mais estável que não libera oxigênio em condições de abuso térmico, resultando em limiar de corrida térmica mais alto, menor geração de gás e propagação mais lenta.

¹⁴ Requisitos técnicos de reciclagem, critérios de avaliação de estado de saúde para segunda vida e hierarquia de rotas admissíveis são tratados na seção de gestão de resíduos e fim de vida.

O LFP tornou-se a química dominante em SAEB de escala utilitária globalmente por combinar menor custo, maior número de ciclos e perfil de segurança superior para aplicações estacionárias. A implicação regulatória é direta: exigências calibradas para a suscetibilidade do NMC podem ser desproporcionais para sistemas LFP. O arcabouço brasileiro deve, portanto, estabelecer exigências proporcionais à formulação química declarada pelo empreendedor.

Essa trajetória de melhora é documentada pelo banco de dados do EPRI (BESS Failure Incident Database). Entre 2018 e 2023, com o parque global crescendo de forma expressiva, a taxa de falhas por GW instalado caiu 97%, reflexo direto da incorporação de lições aprendidas em projeto, integração e operação [30]. A *Figura 23* ilustra esse movimento.

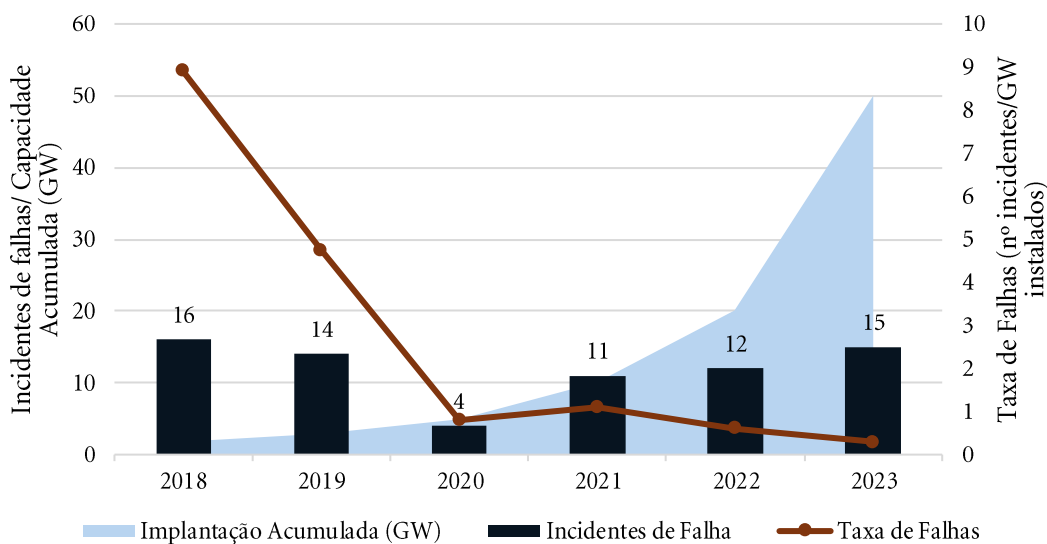


Figura 23 Capacidade global vs. taxa de falhas dos SAEB (2018 – 2023). Fonte: EPRI, 2024.

Normatização técnica

A segurança de um SAEB é coberta por um conjunto de referenciais internacionais que atuam em dimensões diferentes e complementares. Não existe uma norma única que abranja tudo: o panorama normativo cobre desde os requisitos da célula eletroquímica até o sistema integrado, as condições de instalação, a prevenção e o combate a incêndio, e os protocolos de resposta a emergências. Identificar os referenciais centrais de cada dimensão é o ponto de partida para a normatização nacional.

Para a segurança da célula e do módulo de bateria, o principal referencial internacional é a IEC 62619 [31], norma específica que estabelece requisitos de segurança para células de lítio em aplicações industriais estacionárias. Ela define o piso mínimo de segurança intrínseca do componente antes de chegar ao canteiro.

Para o sistema integrado, incluindo inversores, sistema de gestão de bateria (BMS, do inglês Battery Management System), sistema de gestão de energia (EMS, do inglês Energy Management System), cabeamento, climatização e estrutura do contêiner, o referencial central

é a série IEC 62933 [32], conjunto de normas que cobre desempenho, segurança e requisitos ambientais de sistemas de armazenamento de energia conectados à rede. É exatamente nessa camada que o banco de dados do EPRI identifica a maior concentração de falhas: os sistemas de equilíbrio do balanço do sistema (BOS, do inglês *Balance of System*) e os controles respondem pela maioria dos incidentes, não as células em si.

Para instalação física, prevenção e combate a incêndio, o grande referencial internacional é a NFPA 855 [33], que abrange separações entre unidades e edificações, vias de acesso para os Corpos de Bombeiros, ventilação, sistemas de supressão e planos de emergência. A UL 9540A [34] complementa esse conjunto como método de ensaio específico para propagação de corrida térmica entre módulos, gerando os dados que instruem os requisitos de separação física.

A ABNT conduz processo de transposição da série IEC 62933, movimento que merece reconhecimento e reforço. Para ser efetivo, esse processo precisa ser coordenado com a IEC 62619 e contemplar as condições climáticas brasileiras descritas no *Box 3*. A participação da ANEEL é necessária para garantir coerência entre a norma técnica e os requisitos regulatórios de conexão e operação.

Na dimensão de certificação de equipamentos, o INMETRO já dispõe de regulamentação compulsória para baterias de lítio em sistemas fotovoltaicos, consolidada nas Portarias nº 140/2022 [35] e nº 515/2023 [36]. Esse arcabouço, contudo, foi concebido para o contexto fotovoltaico e não cobre SAEB de escala utilitária autônoma, categoria que permanece sem regulamento específico e que representa exatamente o segmento em expansão no Brasil.

Box 3 Por que o clima brasileiro importa para a segurança de SAEB

A faixa de operação segura e eficiente de baterias de lítio situa-se entre 15°C e 35°C. Operar a 30°C já reduz a vida útil da célula em cerca de 20%; a 45°C, cai para metade do esperado a 20°C. Esses são valores de temperatura interna de operação da célula, não de temperatura ambiente externa, distinção importante porque a temperatura da célula resulta da combinação entre o ambiente externo, a carga térmica gerada pela operação e a capacidade do sistema de climatização de remover esse calor.

O desafio brasileiro está exatamente nessa combinação. Contêineres metálicos expostos ao sol direto nas latitudes tropicais atingem temperaturas superficiais muito acima da temperatura do ar, elevando substancialmente a carga térmica interna que o sistema de climatização precisa vencer. Em condições quentes e úmidas, a capacidade real dos equipamentos de ar-condicionado pode ser significativamente inferior à sua capacidade nominal de catálogo. O resultado é que um sistema adequadamente dimensionado para o clima europeu pode operar sistematicamente fora da faixa ideal no Nordeste ou na Amazônia, não por falha de projeto, mas por ausência de parâmetros de referência adequados às condições locais.

A umidade elevada e persistente nas regiões litorâneas e equatoriais acrescenta um segundo vetor: favorece condensação em componentes elétricos e acelera a corrosão em sistemas sem vedação adequada, impactando tanto a segurança quanto a vida útil dos equipamentos.

Essas características não invalidam o uso de SAEB no Brasil, invalidam a transposição acrítica de normas desenvolvidas para outros contextos climáticos. A normatização nacional precisa incorporar esses fatores como variáveis de projeto, não como condições excepcionais.

Protocolos de resposta e planos de contingência

A normatização técnica orienta o projeto; os protocolos de emergência são o complemento indispensável para a operação. No Brasil, os Corpos de Bombeiros Militares Estaduais (CBMEs) não dispõem de referência técnica específica para emissão do Auto de Vistoria do Corpo de Bombeiros (AVCB) em instalações de SAEB, nem de protocolos adaptados à tecnologia.

Os requisitos físicos são a primeira camada do plano de contingência. A NFPA 855 os estrutura de forma proporcional ao porte e ao risco: separação mínima entre unidades reduzível com ensaios UL 9540A, afastamentos de edificações e vias de escape, e vias de circulação perimetral dimensionadas para caminhões-tanque e veículos de escada dos Corpos de Bombeiros. Para projetos acima de determinado porte, cuja definição de limiar é parte do trabalho regulatório a ser conduzido pela ANEEL com base na NFPA 855, as exigências devem ser calibradas ao perfil real de risco de cada instalação, evitando tanto a má calibragem da regulação.

Complementam os requisitos físicos os sistemas de ventilação ativados por sensores de gás e os sistemas de supressão ativa, obrigatórios para instalações utilitárias desde a edição 2023 da norma.

Sobre a dimensão operacional, um plano de contingência efetivo cobre três etapas:

- **Detecção precoce.** Sensores de CO e H₂ integrados ao BMS garantem resposta antes que um evento se propague entre módulos.
- **Isolamento e supressão.** Procedimentos de isolamento elétrico, ventilação controlada e sistemas de supressão dimensionados para a química declarada.
- **Monitoramento pós-evento.** A reignição pode ocorrer horas ou dias após a extinção aparente, exigindo presença continuada de equipe e protocolos distintos dos aplicados a incêndios convencionais.

O período de comissionamento merece atenção adicional: o EPRI documenta que 72% das falhas ocorrem durante a construção ou nos primeiros dois anos de operação, quando monitoramento e validação de interfaces ainda estão sendo estabelecidos. Estabelecer desde já, na regulamentação em desenvolvimento pela ANEEL, a obrigatoriedade de registros de parâmetros operacionais e inspeções técnicas periódicas nos primeiros dois anos de operação é

a medida mais direta para cobrir essa janela de maior vulnerabilidade antes que as primeiras plantas entrem em operação.

Como instituições estaduais, os CBMEs têm autonomia normativa própria e não podem ser vinculados por orientações federais. O papel da Secretaria Nacional de Segurança Pública (SENASP) é de coordenação e fomento, na mesma lógica dos OEMAs no licenciamento ambiental. Um guia técnico de referência nacional elaborado pela ABNT com a SENASP oferece base consolidada para adoção voluntária pelos estados em suas normas e manuais operacionais. Para ser efetivo, deve vir acompanhado de capacitação prática com exercícios simulados nas instalações, com participação das equipes de operação e manutenção (O&M) já na fase de comissionamento.

Tabela 8 Diretrizes para segurança operacional

Diretriz	Descrição	Responsável	Horizonte
Proporcionalidade das exigências de segurança	Exigências físicas, separação entre unidades, acesso para emergências, supressão, calibradas ao porte, à química declarada e ao risco real, com base em análise de risco site-específica para projetos acima de determinado porte, conforme NFPA 855. Evitar transposição acrítica de requisitos desenvolvidos para outros contextos tecnológicos ou climáticos	ABNT / ANEEL	Curto prazo
Normatização técnica nacional para SAEB	Transposição coordenada das normas técnicas internacionais aplicáveis às duas esferas de segurança, célula e módulo de bateria e sistema integrado, com adendo nacional incorporando requisitos de climatização ativa para condições climáticas locais reais e proteção contra umidade para regiões tropicais e equatoriais, em articulação com a ANEEL	ABNT / ANEEL	Curto prazo
Guia técnico de referência para os CBMEs e capacitação	Guia de adoção voluntária pelos estados para emissão do AVCB, com classificação de risco por porte e química, requisitos físicos de projeto, protocolos de resposta e	ABNT / SENASP	Curto prazo

	monitoramento pós-evento. Capacitação prática com exercícios simulados nas instalações, coordenada pela SENASP com participação dos empreendedores e equipes de O&M.		
Monitoramento reforçado no período inicial de operação	Estabelecimento, na regulamentação em desenvolvimento pela ANEEL, de obrigatoriedade de registros de parâmetros operacionais e inspeções técnicas periódicas nos primeiros dois anos de operação de cada instalação, período de maior concentração de incidentes documentados globalmente. A exigência deve ser definida antes da entrada em operação dos primeiros sistemas.	ANEEL	Médio prazo
Certificação de segurança	Extensão do arcabouço de certificação compulsória do INMETRO, já existente para baterias em sistemas fotovoltaicos, para SAEB de escala utilitária acima de determinado porte. O regulamento deve contemplar ensaios de propagação térmica equivalentes ao UL 9540A e requisitos de cibersegurança conforme referenciais técnicos internacionais aplicáveis, com cronograma calibrado ao ritmo de expansão do parque e ao desenvolvimento da infraestrutura laboratorial nacional.	INMETRO	Médio prazo

5.3 Gestão de resíduos

Toda bateria tem um fim de vida. Para os SAEB, que começarão a operar no Brasil a partir de 2028, o pico de estresse desse momento chegará em um horizonte de 10 a 15 anos, distante o suficiente para parecer abstrato, mas crítico o suficiente para exigir planejamento antecipado.

O que está em jogo vai além de uma questão ambiental. As baterias de íons de lítio utilizadas nos SAEB contêm lítio, níquel, cobalto e manganês, minerais críticos cuja extração primária é cara, ambientalmente custosa e geograficamente concentrada em poucos países. Recuperar esses materiais domesticamente, ao final da vida útil dos equipamentos, é uma decisão de política

industrial com consequências diretas para a segurança da cadeia de suprimentos e para a competitividade do setor de energia limpa.

Nesse contexto, o Brasil tem uma vantagem rara: tempo. A janela entre agora e os primeiros grandes volumes de descomissionamento é suficiente para construir a infraestrutura de reciclagem, definir as responsabilidades de cada ator e estruturar as garantias financeiras necessárias, desde que as iniciativas regulatórias sejam ativadas já.

Marco legal, experiência brasileira e agenda regulatória

O arcabouço legal brasileiro oferece base sólida para a gestão de resíduos de baterias. A Lei nº 12.305/2010 [29], que instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS), estabelece a responsabilidade compartilhada pelo ciclo de vida dos produtos e obriga fabricantes, importadores, distribuidores e comerciantes a estruturar sistemas de logística reversa para pilhas e baterias. Essa obrigação, reafirmada pelo Decreto nº 10.936/2022 [42] e pelo PLANARES (Decreto nº 11.043/2022 [43]), já se aplica juridicamente aos SAEB.

A Resolução CONAMA nº 401/2008 [40] regula os limites máximos de chumbo, cádmio e mercúrio e estabelece procedimentos detalhados de gerenciamento para baterias portáteis, chumbo-ácido, níquel-cádmio e óxido de mercúrio. Para as categorias fora desse escopo, o artigo 5º determina que *"deverão ser implementados, de forma compartilhada, programas de coleta seletiva pelos respectivos fabricantes, importadores, distribuidores, comerciantes e pelo poder público."* As baterias dos SAEB enquadram-se nessa cláusula: a obrigação existe, mas ainda carece de critérios, metas e procedimentos operacionais próprios.

A experiência com baterias de chumbo-ácido demonstra que sistemas eficientes são possíveis quando há regulamentação específica e incentivos adequados. O Brasil opera um dos sistemas de logística reversa dessa categoria mais maduros do mundo: em 2024, foram validadas 353.215 toneladas de baterias inservíveis com destinação ambientalmente correta, com crescimento consistente desde 2019 e metas do acordo setorial superadas em quatro das cinco regiões do país [39].

Esse resultado foi construído pela combinação de regulamentação detalhada, valor de mercado do material secundário e infraestrutura privada consolidada. As baterias de lítio dos SAEB apresentam uma vantagem estrutural adicional: são sistemas de grande porte, instalados em locais identificáveis, com atores claramente definidos ao longo de toda a cadeia.

Essa base precisará ser operacionalizada à medida que os SAEB e a frota de veículos elétricos escalarem no Brasil. Ambas as categorias concentrarão volumes expressivos de lítio, níquel, cobalto e manganês em sistemas de alta capacidade, com descomissionamento que se tornará significativo a partir da segunda metade da próxima década. A escala e a complexidade dessas categorias superam em muito a das pilhas portáteis ou das baterias automotivas convencionais, o que exigirá instrumentos regulatórios próprios, com responsabilidades definidas por ator e mecanismos de rastreabilidade ao longo de toda a vida útil dos sistemas.

baterias com capacidade residual para aplicações menos exigentes; reciclagem, recuperando os materiais ativos para reinserção na cadeia produtiva; e recuperação energética, reservada às frações sem viabilidade de reciclagem material.

Vale registrar que essas estratégias são necessárias, mas não constituem solução isolada. Elas reduzem a demanda total por materiais sem eliminar a necessidade de mineração primária, e devem ser acompanhadas de pesquisa de novos materiais e inseridas em uma estratégia de sustentabilidade mais ampla [38].

Entre os cinco níveis da hierarquia, a reutilização merece atenção especial no contexto brasileiro, tanto pela oportunidade de mercado que representa quanto pelas características das baterias de lítio hoje predominantes nos SAEB.

A reutilização como oportunidade de mercado

Uma bateria é tipicamente substituída quando perde cerca de 20% de sua capacidade original, nível onde o desempenho pode se tornar insuficiente para aplicações de alta exigência, como tração veicular ou disponibilidade de potência em sistemas de armazenamento estacionário, mas ainda adequado para usos menos demandantes, como backup residencial, sistemas de energia em áreas isoladas ou regulação de frequência em menor escala. Esse é o fundamento da reutilização: aproveitar a capacidade remanescente em uma aplicação menos exigente antes de encaminhar a bateria para reciclagem.

Para o mercado brasileiro, a combinação de expansão acelerada de SAEB e crescimento da frota de veículos elétricos cria uma oportunidade concreta. Baterias de química LFP, predominantes nos SAEB atuais, são especialmente adequadas para reuso, dada sua alta estabilidade térmica e longa vida de ciclos. Baterias de química NMC, mais ricas em cobalto e níquel, têm maior valor econômico para reciclagem direta e podem ser menos indicadas para segunda vida por razões de custo-benefício.

Para que essa oportunidade se concretize, dois elementos são indispensáveis. O primeiro é a existência de padrões técnicos para avaliar o estado de saúde da bateria, o chamado *State of Health* ou SoH, ao fim da primeira vida. O segundo é a existência de critérios de recertificação de segurança para a nova aplicação. Sem esses padrões, o reuso ocorre de forma informal e sem garantias. Com eles, estrutura-se um mercado secundário regulado que agrega valor a toda a cadeia.

Quando a capacidade residual já não justifica uma segunda aplicação, ou quando a química da bateria torna a reciclagem direta mais vantajosa, o destino seguinte é a recuperação dos materiais. Entender como esse processo funciona é condição para avaliar o que o Brasil precisaria desenvolver para não desperdiçar os minerais críticos contidos em cada pack descomissionado.

Reciclagem de baterias

Quando a capacidade residual de uma bateria já não justifica uma segunda aplicação, ou quando a química do pack torna a reciclagem direta mais vantajosa economicamente, o destino seguinte é a recuperação dos materiais. Entender como esse processo funciona é condição para avaliar o que o Brasil precisaria desenvolver para não desperdiçar os minerais críticos contidos em cada pack descomissionado.

Um ponto de partida importante é reconhecer que um SAEB não chega ao reciclador como uma célula isolada: é um sistema composto por múltiplas camadas, cada uma com composição distinta e rota de destinação própria. A carcaça metálica, os conectores e os elementos estruturais do pack seguem rotas de reciclagem convencional de metais. O sistema de gerenciamento de baterias contém eletrônica que se enquadra como resíduo eletroeletrônico. Os sistemas de condicionamento térmico geram resíduos especiais com rotas específicas conforme sua composição. Somente após a desmontagem e separação dessas camadas chega-se ao núcleo eletroquímico, onde estão os minerais críticos de maior valor e maior complexidade de recuperação.

O processo de reciclagem das células divide-se em duas etapas. No pré-tratamento, as células passam por desmontagem, tratamento térmico e separação mecânica, resultando no chamado *black mass*, um pó contendo os materiais ativos dos cátodos e ânodos, como lítio, níquel, cobalto, manganês e grafite. Nessa etapa, cobre, alumínio e ferro já são separados para reciclagem convencional. Na etapa seguinte, o *black mass* é processado por uma das três rotas tecnológicas disponíveis:

- **Pirometalurgia:** processa o *black mass* por fusão em alta temperatura, com a vantagem de ser tecnologia madura e exigir menos pré-tratamento, mas com alto consumo energético e sem recuperação direta de lítio ou grafite.
- **Hidrometalurgia:** opera por lixiviação química do *black mass*, recuperando sais de grau bateria de alta qualidade; é a rota dominante globalmente, respondendo por mais de 90% da capacidade instalada em 2023, embora com maior complexidade de processo (IEA, 2025).
- **Reciclagem direta:** preserva a estrutura cristalina do cátodo com menor intensidade energética, sendo especialmente promissora para baterias de química LFP, mas ainda em estágio pré-comercial.

As rotas existem e são tecnicamente viáveis, mas a qualidade e a completude da recuperação dependem da química específica da bateria e da maturidade industrial do processo. O grafite, o eletrólito e os separadores raramente são recuperados mesmo nas rotas mais avançadas. Os dados de eficiência disponíveis derivam em boa parte de modelos ou experimentos de laboratório, não de operações em escala. Ademais, a diversidade de químicas no mercado, LFP, NMC e suas variantes, dificulta a padronização dos processos [44]. Para o Brasil, isso reforça a necessidade de investir no aperfeiçoamento e na construção de infraestrutura de reciclagem especializada antes que os volumes cheguem, e não como resposta a eles.

A escala do desafio: a demanda crescente por baterias

A demanda global por baterias crescerá de forma expressiva nas próximas décadas, impulsionada principalmente pela eletrificação do transporte e pela expansão do armazenamento de energia.

Para dimensionar essa trajetória, a IEA utiliza três cenários climáticos com diferentes níveis de ambição. O cenário de Políticas Atuais (STEPS) reflete apenas as medidas que os governos efetivamente estão implementando hoje, resultando em aquecimento estimado de 2,4 °C até 2100. O cenário de Promessas Anunciadas (APS) assume que todos os compromissos climáticos nacionais serão cumpridos integralmente e no prazo, levando a 1,7 °C. Por fim, o cenário de Emissões Líquidas Zero (NZE) traça o caminho para que o setor energético alcance emissões zero de CO₂ até 2050, limitando o aquecimento a 1,5 °C¹⁵ [38].

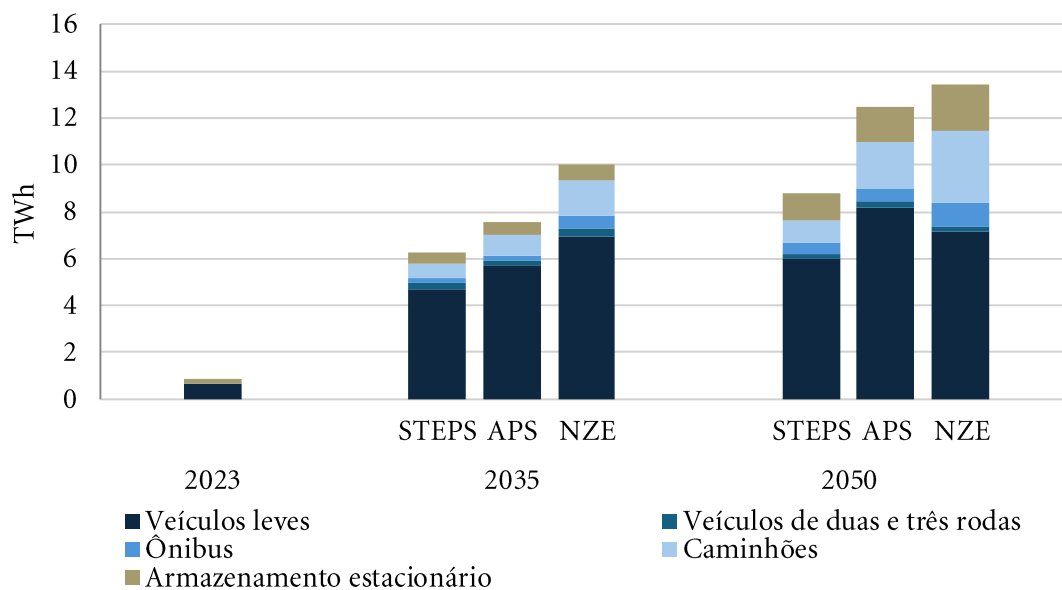


Figura 25 Perspectiva de demanda global de baterias por segmento e cenário climático [38]

Mais baterias vendidas hoje significam mais baterias em fim de vida nas próximas décadas. Até 2035, a maior parte do material disponível para reciclagem ainda será sucata de fabricação. A partir de então, as baterias de VEs e SAEB em fim de vida tornam-se a fonte dominante, chegando a mais de 90% do feedstock disponível em 2050.

Para o Brasil, o dado mais relevante está na trajetória das taxas de coleta: a IEA projeta evolução de aproximadamente 45% nos anos 2020 para 80% até 2040 no cenário de emissões líquidas

¹⁵ Os cenários seguem a nomenclatura da IEA: Políticas Atuais corresponde ao Stated Policies Scenario (STEPS); Promessas Anunciadas, ao Announced Pledges Scenario (APS); e Emissões Líquidas Zero, ao Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE).

zero, progresso que não ocorrerá automaticamente, mas depende de regulamentação, infraestrutura e incentivos econômicos adequados.

O argumento econômico é igualmente preciso: sem escalar a reciclagem, os investimentos necessários em mineração primária para atender a demanda até 2040 seriam cerca de 30% mais elevados, equivalentes a aproximadamente USD 240 bilhões adicionais em novos projetos. Minerais reciclados como lítio, níquel e cobalto emitem, em média, 80% menos gases de efeito estufa do que os obtidos por mineração primária, o que torna a reciclagem, ao mesmo tempo, uma obrigação ambiental e uma vantagem competitiva estrutural.

O que está em jogo para o Brasil

O Brasil ocupa posição privilegiada na cadeia global de minerais críticos para baterias. O país detém as maiores reservas de níquel da América Latina, reservas expressivas de lítio, em especial no Quadrilátero do Lítio, em Minas Gerais, e posição relevante no mercado de grafite natural. Desenvolver capacidade doméstica de reciclagem não é apenas uma obrigação ambiental: é um componente de política industrial para construir uma cadeia de valor de minerais críticos orientada à economia circular, com empregos qualificados e valor agregado domesticamente.

O risco da inação merece ser enunciado com clareza. Na ausência de infraestrutura doméstica e de regulamentação adequada, os packs em fim de vida provavelmente serão exportados como black mass não processado, transferindo o valor agregado e os empregos associados para centros de reciclagem na Ásia. Esse é exatamente o padrão que a política de minerais críticos busca evitar. A descontinuação de sistemas sem destinação tecnicamente adequada gerará ainda passivos ambientais de remediação difícil, ainda que em escala menor do que o histórico com baterias de chumbo-ácido.

A janela de tempo disponível antes que os primeiros volumes expressivos de descomissionamento cheguem ao mercado é, nesse sentido, um ativo precioso. Plantas de reciclagem podem ser desenvolvidas tendo a demanda interna dos SAEB como âncora de mercado inicial, antes de escalar para atender a cadeia mais ampla de VEs. Aproveitar essa janela exige, contudo, mais do que reconhecer a oportunidade: exige definir com clareza quem faz o quê ao longo de toda a cadeia.

Divisão de responsabilidades

A responsabilidade compartilhada da PNRS precisa ser traduzida em obrigações concretas para cada ator da cadeia de SAEB. Sem essa clareza, o risco é que nenhum assuma efetivamente a obrigação e que os packs sejam descartados inadequadamente por omissão coletiva.

A estrutura de responsabilidades deve seguir o seguinte modelo. Fabricantes e importadores respondem pela rastreabilidade química dos packs desde a comercialização, pelo registro de composição e pelo financiamento ou participação em sistemas de logística reversa. Integradores e empreendedores respondem pela destinação ao fim da primeira vida, pela elaboração e atualização do plano de descomissionamento e pela constituição da provisão financeira

correspondente. Operadores de segunda vida respondem pela avaliação do estado de saúde, pela recertificação de segurança para a nova aplicação e pela destinação ao fim da segunda vida. Recicladores credenciados respondem pela recuperação dos materiais com os padrões técnicos exigidos, pelo reporte periódico das taxas de recuperação efetiva e pela destinação adequada dos rejeitos do processo.

Essa cadeia de responsabilidades não requer nova lei: requer regulamentação específica que traduza a obrigação genérica da PNRS em obrigações operacionais para cada elo. O instrumento dos acordos setoriais, já previsto na PNRS, pode ser o caminho mais ágil para operacionalizar essa estrutura no curto prazo.

O plano de descomissionamento

A obrigação de logística reversa para fabricantes e importadores de baterias decorre diretamente da PNRS e da Resolução CONAMA nº 401/2008, e já se aplica juridicamente aos SAEB. Pela arquitetura do art. 33 da Lei nº 12.305/2010, o empreendedor, na condição de consumidor do pack, é obrigado a devolvê-lo a um sistema de logística reversa habilitado; o fabricante ou importador é o responsável final pela destinação ambientalmente adequada. Para as baterias de lítio em aplicações estacionárias no setor elétrico, contudo, essa obrigação permanece genérica: não há acordo setorial específico, hierarquia de rotas definida nem procedimentos operacionais próprios para a categoria. A obrigação está implícita na Lei, mas não está regulamentada.

Tornar essa obrigação explícita e verificável para os SAEB exige dois movimentos regulatórios complementares, que precisam ser ativados em conjunto.

O primeiro é dirigido ao regulador: uma regulamentação específica para baterias de lítio de grande porte em aplicações estacionárias, preferencialmente por acordo setorial no âmbito da PNRS, que defina o que conta como destinação adequada para essa categoria. Essa regulamentação deve estabelecer a hierarquia de rotas admissíveis: avaliação do estado de saúde ao fim da primeira vida, segunda vida onde tecnicamente viável, reciclagem por operador credenciado nos demais casos. Sem essa definição, não há parâmetro contra o qual verificar o cumprimento da obrigação.

O segundo é dirigido ao empreendedor e opera no licenciamento ambiental: a exigência, como condicionante da licença, de que o empreendedor identifique o sistema de logística reversa ao qual o pack está vinculado e declare a rota de destinação prevista, em conformidade com a hierarquia estabelecida pela regulamentação específica. O plano é atualizado nas renovações de licença, acompanhando a evolução do mercado de destinação e das rotas disponíveis. Essa condicionante não cria obrigação legal: torna verificável, no ponto de entrada do ciclo de vida do empreendimento, uma responsabilidade que a PNRS já atribui aos atores da cadeia.

Os dois componentes são sequencialmente dependentes: a condicionante de licenciamento só é plenamente verificável quando existir regulamentação que defina as rotas admissíveis. Por isso o acordo setorial específico precisa preceder ou acompanhar a exigência no licenciamento, e não a suceder.

Tabela 9 Diretrizes para gestão de resíduos e ciclo de vida

Diretriz	Descrição	Responsável	Horizonte
Acordo setorial específico para baterias de lítio de grande porte	Instrumento no âmbito da PNRS que operacionaliza a obrigação genérica do art. 33 da Lei nº 12.305/2010 para baterias de lítio em aplicações estacionárias e de tração, aproveitando a sinergia entre os mercados de armazenamento estacionário e de tração elétrica. Define hierarquia de rotas admissíveis (avaliação de SoH, segunda vida e reciclagem por operador credenciado), responsabilidades por elo da cadeia e procedimentos operacionais próprios para a categoria. Pré-condição para verificabilidade das demais diretrizes.	MMA / SINIR	Curto Prazo
Plano de fim de vida como condicionante de licenciamento ambiental	Exigência, como condicionante da licença ambiental do SAEB, de que o empreendedor identifique o sistema de logística reversa ao qual o pack está vinculado e declare a rota de destinação prevista, em conformidade com a hierarquia estabelecida pela regulamentação específica. O plano é atualizado nas renovações de licença. A condicionante não cria obrigação legal: torna verificável, no ponto de entrada do ciclo de vida do empreendimento, a responsabilidade que a PNRS já atribui aos atores da cadeia.	MMA / Órgãos estaduais de meio ambiente	Curto Prazo
Padrões técnicos de avaliação de estado de saúde (SoH) para segunda vida	Critérios de avaliação do SoH e de recertificação de baterias em fim de primeira vida, viabilizando mercado secundário regulado e seguro para reuso em aplicações de menor exigência.	ABNT / INMETRO	Curto Prazo
Integração de metas de	Inclusão de metas progressivas de recuperação de materiais críticos (Li, Co, Ni, Mn) no Plano Nacional de Resíduos	MMA / SINIR	Médio Prazo

reciclagem ao PLANARES	Sólidos, na revisão periódica prevista no Decreto nº 11.043/2022. A meta de taxa de coleta deve tomar como referência a trajetória projetada pela IEA: de aproximadamente 45% nos anos 2020 para 80% até 2040.		
Incentivos ao desenvolvimento de infraestrutura de reciclagem especializada	Instrumentos fiscais e de financiamento para plantas-piloto de reciclagem de baterias de lítio, ancoradas inicialmente na demanda doméstica de SAEB, com vistas ao aperfeiçoamento das rotas e à escala industrial.	BNDES / MCTI	Médio Prazo
Rastreabilidade por passaporte de produto de bateria	Exigência de registro de composição química, origem dos materiais e histórico operacional dos packs, tomando como referência técnica o Battery Passport europeu (Reg. (UE) 2023/1542) [45]. Esta diretriz é pré-condição para o funcionamento efetivo da regulamentação específica e das metas de reciclagem: sem rastreabilidade, não há como verificar o cumprimento das obrigações por elo da cadeia. O horizonte estrutural reflete o tempo de desenvolvimento do instrumento, não sua prioridade política.	ANEEL / MMA / INMETRO	Longo Prazo

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este relatório partiu de uma constatação objetiva: o Sistema Elétrico Brasileiro sinaliza, com evidências quantificadas e prazos definidos, onde os SAEB precisam ser prioritariamente habilitados a atuar. As necessidades de potência firme, flexibilidade operativa, suporte de tensão e regulação de frequência discutidas ao longo do trabalho não são projeções abstratas, mas demandas sistêmicas concretas, para as quais a tecnologia reúne os atributos técnicos exigidos.

A questão deixou de ser se há espaço para os SAEB no SEB. Passou a ser como viabilizar sua inserção de forma eficiente, segura e tempestiva.

A partir desse diagnóstico, o relatório organizou suas contribuições em frentes interdependentes. Quanto aos modelos operativos, mostrou-se que a coordenação centralizada, o autodespacho e a operação mista não são opções excludentes. São etapas de uma trajetória de amadurecimento, na qual o LRCAP cumpre o papel de viabilizar a inserção inicial sob critérios

de segurança operativa e simplicidade, enquanto arranjos progressivamente mais flexíveis tendem a ganhar relevância à medida que o sistema acumule experiência com a tecnologia.

As simulações apresentadas indicam que, sob sinais econômicos adequadamente calibrados, despacho centralizado e autodespacho convergem em boa medida para resultados operacionais semelhantes. Esse achado reforça a importância de aprimorar continuamente a formação de preços no MCP como condição para que a operação privada dos SAEB se alinhe ao interesse sistêmico.

Quanto aos serviços prioritários, as diretrizes propostas para atendimento à ponta, controle de tensão e regulação de frequência seguem uma lógica comum: distinguir com clareza requisito técnico mínimo de serviço passível de remuneração; estabelecer mecanismos competitivos com produtos padronizados, elegibilidade tecnologicamente neutra e regras de aferição transparentes; e construir referências regulatórias progressivamente, aproveitando os aprendizados dos sandboxes em curso.

Em todas essas frentes, um ponto transversal merece destaque: a importância do empilhamento de receitas, expressamente respaldado pelo §11 do Art. 3º da Lei nº 9.427/1996, como condição para que os SAEB capturem valor proporcional aos múltiplos atributos sistêmicos que entregam, reduzindo o custo de capital dos projetos. Entre outros destaques, ressalta-se a necessidade de representar adequadamente os SAEB nos modelos de programação da operação e formação de preço, com tratamento explícito de suas restrições operativas, e a realização de Sandboxes regulatórios para testar e implementar as inovações necessárias.

A inserção eficiente dos SAEB, contudo, não se esgota nos serviços que prestam ao sistema. O ciclo de vida da tecnologia, do licenciamento ambiental ao descomissionamento, é parte indissociável do modelo de inserção, e a regulação atual ainda não reflete plenamente essa realidade.

As diretrizes propostas no Capítulo 5 buscam corrigir essa assimetria a partir de três valores: proporcionalidade nas exigências, calibradas ao perfil de impacto efetivo dos SAEB; previsibilidade para empreendedores e investidores em qualquer unidade da federação; e governança coordenada entre os diferentes entes institucionais envolvidos. No licenciamento ambiental, na segurança operacional e na gestão de resíduos, instrumentos concretos foram apontados, com responsáveis e horizontes definidos.

A janela entre o presente e a entrada em operação dos primeiros SAEB, e entre essa data e o início dos descomissionamentos expressivos, é a oportunidade que o Brasil tem para construir um arcabouço regulatório coerente, antes que incidentes, déficits sistêmicos ou passivos ambientais imponham a pauta de forma reativa. Aproveitar essa janela é, ao mesmo tempo, mais barato e mais estratégico do que remediar suas consequências.

Há, por fim, uma dimensão que este relatório, por escolha de escopo, não esgota. A inserção dos SAEB no território brasileiro não é um fenômeno apenas técnico ou regulatório: ocorre em contextos sociais específicos, mobiliza cadeias produtivas com efeitos sobre emprego e renda, e tem potencial para alterar significativamente a realidade de comunidades locais, em particular onde a tecnologia se apresenta como alternativa ao diesel em sistemas isolados.

Esses aspectos serão aprofundados no quinto e último relatório deste projeto, avaliação dos impactos socioeconômicos e fortalecimento de comunidades locais, dedicado a examinar os potenciais impactos econômicos da inserção do armazenamento, mapear os riscos e benefícios envolvidos, e propor instrumentos voltados ao fortalecimento das comunidades afetadas. É a etapa que completa a visão integrada necessária para uma inserção dos SAEB que seja, simultaneamente, eficiente, segura e justa.

7 REFERÊNCIAS

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). 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>
- [2] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Programa Mensal de Operação – 2025*. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>
- [3] ONS. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2025 (Ciclo 2026–2030). Sumário Executivo: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20Sum%C3%A1rio%20Executivo%20PARPEL%202025.pdf>
- [4] ONS. Nota Técnica NT-ONS DTA 0085/2023. Sandbox Suporte de Potência Reativa para Controle de Tensão. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Nota%20T%C3%A9cnica%20ONS%20-%20Sandbox%20Suporte%20de%20Reativo_28_08_23vf.pdf
- [5] CCEE; PSR. Projeto Meta 2 - Produtos. Disponível em: <https://www.meta2formacaodepreco.com.br/produtos>
- [6] BRASIL. Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021. Regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 maio 2021, Seção 1, Edição Extra. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/decreto/D10707.htm
- [7] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria Normativa nº 878, de 7 de novembro de 2025. Estabelece as diretrizes e a sistemática para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de novos sistemas de armazenamento de energia em baterias, de 2026 – LRCAP de 2026 – Armazenamento. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 nov. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2025/portaria-mme-n-878-2025.pdf>
- [8] BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm
- [9] BRASIL. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, estabelece as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 25 nov. 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15269.htm

- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica Conjunta nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STR-SFT/ANEEL**. Brasília: ANEEL, 2026. Disponível em: https://sei.aneel.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?yPDszXhdoNcWQHJaQlHJmJlqCNXRK_Sh2SMdn1U-tzNXF2-iXNQpk-Mlp5j_TIPohLd536dZoxT4XpYaCIY3Fqb_gB2VqObbRjOXAF18jGwKGPA72Y3JeF8ebPyTnAAFK
- [11] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria-Executiva. **Nota Técnica nº 3/2026/SE**. Brasília: MME, 2026. Autenticidade verificável em: http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0 (código verificador: 1194668; código CRC: 9CE45C56).
- [12] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sandbox Regulatório de Resposta da Demanda**. Produto Disponibilidade. Brasília: ONS, 2022–2026. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda>
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Despacho nº 3.625, de 17 de dezembro de 2024**. Fixa os valores da Tarifa de Energia de Otimização, da Tarifa de Serviços Ancilares e os limites do Preço de Liquidação de Diferenças para 2025. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-define-tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-para-2025>
- [14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.030, de 2022**. Estabelece os procedimentos e condições de fornecimento por meio de tarifas e estabelece outras providências. Brasília: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>
- [15] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN — PAR/PEL 2025**. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20Sum%C3%A1rio%20Executivo%20PARPEL%202025.pdf>
- [16] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Nota Técnica NT-ONS DTA 0085/2023**. Sandbox Suporte de Potência Reativa para Controle de Tensão. Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Nota%20T%C3%A9cnica%20ONS%20-%20Sandbox%20Suporte%20de%20Reativo_28_08_23vf.pdf
- [17] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Consulta Externa nº 0017-2025**. Requisitos técnicos mínimos para conexão de sistemas de armazenamento. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/paginas/consultapr/admin/processos/detalhe.aspx?pid=98>

- [18] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Autorizativa nº 16.539, de 2025**. Autoriza a implementação do Sandbox Regulatório de Controle de Tensão. Brasília: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>
- [19] BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm
- [20] BRASIL. **Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025**. Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, estabelece as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 25 nov. 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15269.htm
- [21] BRASIL. **Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011**. Fixa normas para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 9 dez. 2011. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp140.htm
- [22] BRASIL. **Lei nº 15.190, de 25 de fevereiro de 2025**. Institui a Lei Geral do Licenciamento Ambiental. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 26 fev. 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15190.htm
- [23] KELMAN, R. **A nova era do licenciamento ambiental no Brasil: o que muda com a Lei 15.190/2025**. *Exame*, 11 mar. 2026. Disponível em: <https://exame.com/esg/a-nova-era-do-licenciamento-ambiental-no-brasil-o-que-muda-com-a-lei-15-190-2025/>
- [24] BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). **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. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/sophia/cnia/legislacao/CONAMA/RES0462-240714.pdf>
- [25] PIAUÍ. Conselho Estadual de Meio Ambiente (CONSEMA). **Resolução nº 046, de 13 de dezembro de 2022**. Altera e acrescenta dispositivos à Resolução CONSEMA nº

- 040/2021, que estabelece o enquadramento dos empreendimentos e atividades passíveis de licenciamento ambiental no Estado do Piauí. Teresina, 2022. Disponível em:
http://antigo.semar.pi.gov.br/media/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CONSEMA_n%C2%BA_046_de_13_de_dezembro_de_2022.pdf
- [26] RONDÔNIA. Secretaria de Estado do Desenvolvimento Ambiental (SEDAM). **Instrução Normativa nº 6, de 8 de fevereiro de 2023**. Dispõe sobre o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte solar fotovoltaica no Estado de Rondônia. Porto Velho, 2023. Disponível em:
<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=442257>
- [27] RIO GRANDE DO SUL. Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler (FEPAM). **Portaria nº 86, de 12 de novembro de 2018**. Dispõe sobre o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar. Porto Alegre, 2018. Disponível em:
<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=369275>
- [28] PARANÁ. Instituto Água e Terra (IAT). **Instrução Normativa nº 20, de 25 de abril de 2025**. Estabelece definições, critérios, diretrizes e procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte solar, no âmbito do Estado do Paraná. Curitiba, 2025. Disponível em:
https://www.iat.pr.gov.br/sites/agua-terra/arquivos_restritos/files/documento/2025-05/instrucao_normativa_20-2025_-_empreendimentos_geradores_de_energia_fonte_solar_-_23.574.540-2.pdf
- [29] BRASIL. **Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010**. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 3 ago. 2010. Disponível em:
https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm
- [30] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI); PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY (PNNL); TWAICE. **Insights from EPRI's Battery Energy Storage Systems (BESS) Failure Incident Database: Analysis of Failure Root Cause**. Palo Alto: EPRI, maio 2024. Disponível em:
<https://www.epri.com/research/products/000000003002030360>
- [31] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 62619: Safety requirements for secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications**. Ed. 2. Geneva: IEC, 2022. Disponível em:
<https://www.iec.ch/homepage>

- [32] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 62933: Electrical energy storage (EES) systems — Part 1 to 5**. Geneva: IEC, 2018–2021. Disponível em: <https://www.iec.ch/homepage>
- [33] NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). **NFPA 855: Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems**. Ed. 2023. Quincy: NFPA, 2023. Disponível em: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-855-standard-development/855>
- [34] UL STANDARDS & ENGAGEMENT. **UL 9540A: Test Method for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation in Battery Energy Storage Systems**. Ed. 4. Northbrook: UL, 2023. Disponível em: https://www.shopulstandards.com/ProductDetail.aspx?productId=UL9540A_2_S_20230628
- [35] INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Portaria nº 140, de 21 de março de 2022**. Aprova o Regulamento Técnico da Qualidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 30 mar. 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-140-de-21-de-marco-de-2022-389587680>
- [36] INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). **Portaria nº 515, de 2023**. Atualiza requisitos técnicos para inversores e equipamentos fotovoltaicos, incluindo requisitos de suportabilidade à sub e sobretensão. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/inmetro/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/avaliacao-da-conformidade/sistemas-e-equipamentos-para-energia-fotovoltaica/como-obter-pbe-compulsorio-para--sistemas-e-equipamentos-para-energia-fotovoltaico>
- [37] HELBIG, C.; HILLENBRAND, M. **Principles of a Circular Economy for Batteries**. In: PASSERINI, S. et al. (ed.). *Emerging Battery Technologies to Boost the Clean Energy Transition*. The Materials Research Society Series. Cham: Springer, 2024. Cap. 2, p. 13–24. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-48359-2_2
- [38] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Recycling of Critical Minerals**. Paris: IEA, 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/recycling-of-critical-minerals>

- [39] INSTITUTO BRASILEIRO DE ENERGIA RECICLÁVEL (IBER). **Relatório Anual 2024: Logística Reversa de Baterias Chumbo-Ácido**. [S.l.]: IBER, 2024. Disponível em: <https://www.iberbrasil.org.br>
- [40] CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). **Resolução nº 401, de 4 de novembro de 2008**. Estabelece os limites máximos de chumbo, cádmio e mercúrio para pilhas e baterias comercializadas no território nacional e os critérios e padrões para o seu gerenciamento ambientalmente adequado. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 5 nov. 2008. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/emissoes-e-residuos/residuos>
- [41] BRASIL. **Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010**. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 3 ago. 2010. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm
- [42] BRASIL. **Decreto nº 10.936, de 12 de janeiro de 2022**. Regulamenta a Lei nº 12.305/2010, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 12 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/D10936.htm
- [43] BRASIL. **Decreto nº 11.043, de 13 de abril de 2022**. Aprova o Plano Nacional de Resíduos Sólidos (PLANARES). *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 13 abr. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/D11043.htm
- [44] LIU, M. et al. Lithium-Ion Battery Recycling: Bridging Regulation Implementation and Technological Innovations for Better Battery Sustainability. *Environmental Science & Technology*, v. 58, p. 21385–21388, 2 dez. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.est.4c10819>
- [45] PARLAMENTO EUROPEU; CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA. **Regulamento (UE) 2023/1542, de 12 de julho de 2023**. Relativo às baterias e resíduos de baterias (Battery Passport). *Jornal Oficial da União Europeia*, L 191, 28 jul. 2023. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1542>