

# Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs): fundamentos, benefícios e desafios do armazenamento eletroquímico

Pedro Chalréo

Publicado pela Natural Energia em 07/01/2026

## RESUMO

Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), em especial aqueles baseados em baterias (Battery Energy Storage Systems, BESS), têm se consolidado como uma das tecnologias mais relevantes para viabilizar a transição energética e ampliar a flexibilidade das redes elétricas. Este documento apresenta uma visão integrada dos BESS, abordando desde seus fundamentos técnicos, arquitetura, componentes principais e conceitos operacionais como SoC, DoD, C-rate e RTE, até suas implicações, ambientais e de segurança. Nesse sentido, o texto discute os principais benefícios que os BESS podem proporcionar ao sistema elétrico, incluindo a regulação de frequência, o deslocamento de energia e a mitigação do curtailment, além de discutir as limitações relacionadas à degradação das células, à necessidade de augmentation ao longo do ciclo de vida e aos riscos inerentes à operação de baterias de íon-lítio. Além disso, são analisados os impactos ambientais associados à produção e ao descarte de baterias, bem como as alternativas de reciclagem e de aplicação em second life. Dessa forma, o documento foi elaborado com o intuito de apresentar os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) como uma alternativa para os desafios enfrentados no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), mas concentra sua discussão nos BESS, explorando essa tecnologia específica de forma aprofundada, ressaltando seu papel atual e futuro no setor de energia.

## I. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) têm se consolidado como uma tecnologia indispensável para a modernização das redes elétricas em escala global. Entre as modalidades existentes, o armazenamento eletroquímico tem se destacado de maneira expressiva. Segundo o relatório visto em [1], a capacidade global de armazenamento em sistemas de potência apresentou crescimento exponencial, passando de 1 GW em 2013 para 85 GW em 2023. Além disso, o relatório descrito em [2] projeta que até 2050 a capacidade desses sistemas alcance 20

TWh, o que equivale a 20 trilhões de Wh de armazenamento. Assim, esse avanço acompanha a crescente demanda por flexibilidade, estabilidade e eficiência nos sistemas elétricos, impulsionada pela maior participação de fontes variáveis não despacháveis, como a solar e a eólica, pelo aumento da carga elétrica e pela expansão da geração distribuída não despachável.

No caso das fontes renováveis, como a eólica e a solar fotovoltaica, os desafios decorrentes da intermitência, caracterizada por variações de baixa previsibilidade na geração devido a fatores climáticos, podem ser mitigados por meio dos SAEs eletroquímicos. Esses sistemas são fundamentais para reduzir o curtailment, isto é, os cortes na geração de fontes não despacháveis durante períodos de baixa demanda, ao armazenarem o excesso de energia produzido em momentos de alta geração, especialmente eficientes quando acoplados ao mesmo inversor da planta fotovoltaica ou eólica. Posteriormente, essa energia pode ser disponibilizada nos períodos de maior demanda, promovendo uma operação mais eficiente dos sistemas de potência, conforme [1]. Além disso, os SAEs contribuem para mitigar os efeitos da rampa de carga, fenômeno que ocorre quando as fontes intermitentes reduzem sua injeção de potência ao mesmo tempo em que a demanda cresce. Nesses casos, podem ser coordenados pelo Operador do Sistema para despachar energia nos momentos de maior necessidade.

Ademais, de acordo com [3], os sistemas de armazenamento em baterias oferecem ainda uma ampla gama de benefícios, tanto em escala “pública” (utility-scale) quanto no âmbito do consumo final (behind-the-meter). Entre esses benefícios destacam-se a possibilidade de adiar investimentos em infraestrutura de transmissão e distribuição, o suporte à regulação de frequência, o controle de tensão, a função de backup durante interrupções de energia, o auxílio em procedimentos de black-start e diversas outras aplicações.

## II. UMA VISÃO SOBRE O PANORAMA NACIONAL

No contexto brasileiro, as análises apresentadas no Caderno de Requisitos de Geração para Atendimento aos

Critérios de Suprimento do PDE 2034 [4] indicam que o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) necessitará de oferta adicional de potência já a partir de 2027. As projeções apontam para uma demanda adicional de 5,5 GW em 2028, atingindo aproximadamente 35 GW até novembro de 2034.

Esse montante pode ser ainda maior em decorrência da expansão das fontes não despacháveis, do crescimento da Micro e Minigeração Distribuída de energia (MMGD) e das atualizações nas metodologias utilizadas para o cálculo do risco de déficit de potência. A Figura 1, extraída de [4], ilustra essa tendência.

Além disso, segundo o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [5], já em 2024 foi possível identificar o fenômeno da rampa de carga, ilustrado pela curva de carga marrom, que apresenta uma variação de 36,15 GW. Para 2029, o mesmo fenômeno se intensifica, sendo ilustrado pela curva de carga azul, com uma variação de 52,25 GW. A Figura 2 ilustra as curvas de carga de um domingo em 2024 e a projetada para o mesmo dia em 2029.

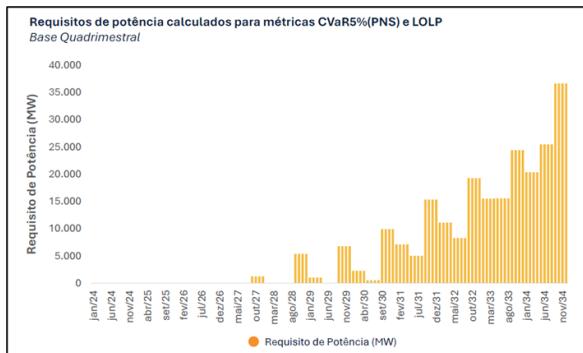


Figura 1. Requisitos de Potência para o SEB. Fonte: *Caderno de Requisitos de Geração* [4].

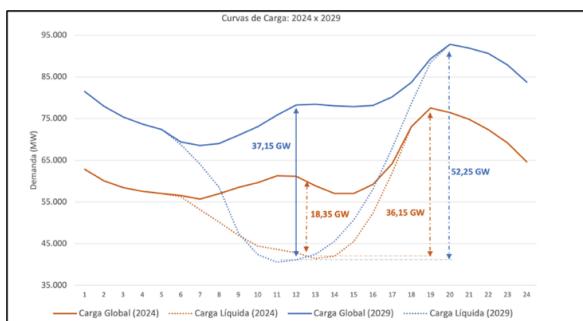


Figura 2. Curvas de Carga 2024 e 2029. Fonte: *Sumário Executivo: PAR/PEL 2024* [5].

Diane desse cenário, torna-se evidente a necessidade de contratação de um portfólio diversificado de tecnologias, no qual os SAEs se destacam como alternativa estratégica para assegurar a confiabilidade e a flexibilidade operativa do SEB. Esses sistemas possibilitam o deslocamento da energia no tempo, podendo atuar como carga nos períodos de baixa demanda líquida e como geração nos momentos de transição (durante a rampa de carga). Dessa forma, esses sistemas

podem desempenhar um papel relevante no suporte ao SEB, ao possibilitar o deslocamento temporal da energia. Com isso, reforçam a robustez do sistema, contribuindo para o equilíbrio dinâmico entre a oferta e a demanda de carga e geração.

### III. UMA VISÃO GERAL DOS SAEs

#### A. Por que armazenar energia?

Armazenar energia consiste em dissociar a geração do consumo ao longo do tempo, agregando valor à operação do sistema elétrico. Nesse contexto, o armazenamento de energia elétrica foi definido pelo Instituto Acende Brasil em seu *white paper* [6] como: “*a capacidade de guardar energia em diferentes formas para utilizá-la posteriormente. Um mecanismo ou sistema de armazenamento, portanto, funciona como um reservatório, coletando energia quando ela é abundante e liberando-a quando há necessidade.*” Dessa forma, o armazenamento de energia permite deslocar o uso da energia ao longo do tempo, evidenciando sua relevância para uma operação mais eficiente e flexível do sistema elétrico.

#### B. Tipos de SAEs

Outrossim, o Instituto Acende Brasil, em seu *White Paper* [6], apresenta os SAEs como alternativas para enfrentar os desafios do Sistema Elétrico Brasileiro, fornecendo uma análise das principais tecnologias, suas características, vantagens, limitações e estágios de maturidade. As tecnologias abordadas incluem os sistemas de armazenamento mecânico, eletroquímico, químico, térmico e elétrico, que podem ser sintetizados, com base em [6], conforme descrito a seguir.

##### (i) Armazenamento mecânico:

Inclui as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), responsáveis por mais de 95% da capacidade instalada mundial, que bombeiam água para reservatórios superiores em períodos de baixa demanda e a liberam em horários de pico, com eficiências entre 65% e 80%. Também se destacam o armazenamento por ar comprimido, do inglês *Compressed Air Energy Storage* (CAES), ainda em estágio inicial de maturidade, e os volantes de inércia (*flywheels*), que armazenam energia acelerando um rotor a alta velocidade, mantendo-a como energia cinética rotacional e oferecendo resposta rápida para serviços de curta duração, porém com capacidade de armazenamento limitada.

##### (ii) Armazenamento eletroquímico:

Corresponde às baterias, sendo as de íon-lítio as mais difundidas atualmente, devido à alta eficiência, densidade energética e vida útil de 15 a 20 anos. Essa tecnologia enfrenta desafios como custo elevado, risco de incêndio, degradação gradual da capacidade e necessidade de descarte adequado. As aplicações vão desde sistemas residenciais até grandes projetos conectados à rede, como o inaugurado no Brasil em 2023 pela ISA ENERGIA BRASIL (60 MW/120 MWh) [7].

**(iii) Armazenamento químico:**

Refere-se principalmente ao hidrogênio, produzido pela eletrólise da água utilizando energia de fontes renováveis. O hidrogênio verde possui alta densidade energética e pode ser armazenado em cilindros para posterior conversão em eletricidade via células a combustível ou combustão direta. As principais barreiras são os altos custos, desafios de transporte e infraestrutura limitada.

**(iv) Armazenamento térmico:**

Inclui o calor sensível, que eleva a temperatura de materiais como sais fundidos, óleo térmico ou água, e o calor latente, que explora mudanças de fase de materiais específicos, permitindo armazenar maior quantidade de energia em menor volume com temperatura quase constante. Embora promissoras, essas soluções enfrentam desafios técnicos e econômicos, como corrosão, degradação de materiais e custos elevados.

**(v) Armazenamento elétrico:**

Abrange supercapacitores e sistemas *SMES* (Superconducting Magnetic Energy Storage), que armazena energia em campos magnéticos com eficiência superior a 90% e resposta praticamente instantânea. Apesar das vantagens, apresentam custos muito altos, complexidade técnica e necessidade de sistemas criogênicos, limitando sua viabilidade comercial.

## IV. FUNDAMENTOS E TECNOLOGIAS DOS SAEs ELETROQUÍMICOS

### A. Baterias de Íon-Lítio: Tipos, Desempenho e Aplicações

Em relação às tecnologias de armazenamento de energia, os Sistemas de Armazenamento Eletroquímico, ou *Battery Energy Storage Systems (BESS)*, vêm ganhando crescente destaque em escala global. De acordo com o relatório “*Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade*” [8], a capacidade instalada desses sistemas atingiu aproximadamente 42 GW em 2023 e a projeção é que ultrapasse 110 GW até 2030. A maior parte dessas instalações utiliza baterias de íon-lítio, que atualmente dominam o mercado de armazenamento eletroquímico. Dentro dessa tecnologia, destacam-se as diferentes químicas aplicadas ao cátodo, elemento que define as principais características de desempenho e, consequentemente, a identidade tecnológica de cada tipo de bateria de íon-lítio. Nesse sentido, a seguir estão listadas as três principais baterias de íon-lítio no mercado, destacando suas principais características, segundo o livro *THE BESS BOOK* [9].

**(i) Níquel-Cobalto-Alumínio (NCA):**

Apresenta densidade de energia na faixa de 200 a 260 Wh/kg, temperatura de início de ruptura térmica em torno de 150 °C, e custo aproximado das células de US\$ 120/kWh.

**(ii) Lítio-Ferro-Fosfato (LFP):**

Apresenta densidade de energia na faixa de 160 a 200 Wh/kg, temperatura de início de ruptura térmica em torno

de 270 °C, e custo aproximado das células de US\$ 70 a 75/kWh.

**(iii) Níquel-Manganês-Cobalto (NMC):**

Apresenta densidade de energia na faixa de 200 a 275 Wh/kg, temperatura de início de ruptura térmica em torno de 210 °C, e custo aproximado das células de US\$ 80/kWh a 90/kWh.

Nesse sentido, a densidade de energia (Wh/kg) é fundamental em veículos elétricos por impactar diretamente o peso total da bateria, enquanto a densidade volumétrica (Wh/L) assume maior relevância em sistemas estacionários por estar associada à otimização do espaço ocupado. A segurança também é um aspecto crítico, sobretudo pelo risco de fuga térmica, mais recorrente em baterias NMC, o que torna indispensáveis medidas de resfriamento ativo e monitoramento contínuo; nesse contexto, produtos com maior tolerância térmica apresentam vantagens competitivas. Já em relação ao custo, tradicionalmente expresso em US\$/kWh, observou-se uma queda significativa do mesmo, passando de valores acima de US\$ 500/kWh em 2013 para menos de US\$ 100/kWh em 2020, segundo o livro *The BESS BOOK* [9].

### B. Arquitetura típica de um BESS

O termo *BESS* refere-se a uma solução integrada de armazenamento de energia em baterias, composta principalmente por três elementos: os recintos de baterias (contêineres), responsáveis por armazenar ou fornecer energia em corrente contínua (CC); os conversores bidirecionais, conhecidos como *Power Conversion Systems (PCS)*, que realizam tanto a inversão de CC para CA quanto a retificação de CA para CC; e os transformadores de média tensão, geralmente com relação de transformação em torno de 0,69/34,5 kV, que conectam o sistema ao barramento de média tensão (MT).

Além desses componentes principais, o *BESS* inclui diversos outros sistemas de suporte. Entre os mais importantes, destaca-se o *Battery Management System (BMS)*, responsável pela gestão das células de bateria. Ele pode ser comparado a um sistema nervoso automático, pois realiza ações automáticas para preservar a integridade e a segurança do sistema. Aumentando-se a escala, encontra-se o sistema de gerenciamento denominado *Energy Management System (EMS)*, que supervisiona o sistema como um todo. O *EMS* pode ser associado a um sistema nervoso voluntário, coordenando as operações conforme métricas, estratégias e objetivos definidos.

Ademais, a Figura 3 apresenta um esquemático ilustrativo de um diagrama unifilar simplificado de um *BESS*, composto, nesse caso, por 3x13 contêineres, 13 conversores bidirecionais (*PCS*) e 13 transformadores MT/BT. Em cada *PCS*, os recintos de bateria são conectados em paralelo, garantindo que todos operem com o mesmo nível de tensão, desde que o estado de carga das baterias seja igual. Essa configuração exige que o conversor seja projetado para

suportar as condições operacionais resultantes da soma das correntes injetadas no barramento de conexão, além de operar dentro do intervalo de tensão do sistema, definido pelos limites inferior e superior correspondentes a 0% e 100% do estado de carga, respectivamente. Por fim, os transformadores devem ser dimensionados para suportar a potência total de saída do conversor, desconsiderando-se as perdas nos cabos até o seu ponto de conexão.

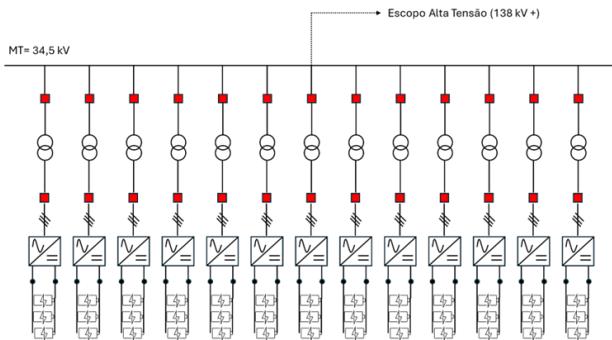


Figura 3. Representação ilustrativa de um diagrama unifilar simplificado de uma planta BESS

### C. Considerações no dimensionamento de um BESS

Para projetar e avaliar um BESS, é essencial compreender e, em determinados casos, distinguir algumas premissas fundamentais. Nesse contexto, os principais conceitos, embasados teoricamente pelo livro *The BESS Book* [9] e pelo artigo de Ovaskainen et al. [10], são apresentados a seguir.

1) **State of Charge & Depth of discharge:** As baterias de íon-lítio operam dentro de uma faixa de tensão específica que varia conforme o estado de carga (*SoC*). Normalmente, a tensão de uma célula totalmente carregada fica entre 4,0 e 4,5 V, enquanto uma célula descarregada apresenta cerca de 2,0 a 2,5 V, refletindo a quantidade de energia disponível para uso. A tensão nominal, utilizada como referência, corresponde à média da tensão quando o *SoC* está entre 75% e 25%, sendo aproximadamente 3,2 V para células LFP. O conceito de profundidade de descarga (*DoD*) está relacionado ao *SoC* e indica a porcentagem de energia já utilizada, calculada como:

$$DoD = 1 - SoC(\%) , (SoC_{min} \leq SoC \leq 1) \quad (1)$$

Onde, valores usuais são:

$$SoC_{min} \in [0,03, 0,05].$$

Nesse sentido, se a bateria apresentar 60% de *SoC*, significa que 40% da energia foi descarregada, ou seja, a (*DoD*) foi de 40%. Além disso, ressalta-se que baterias de íon-lítio suportam *DoDs* elevadas, podendo chegar a 97%, mantendo até 3% de *SoC*, sem comprometer a integridade da célula.

2) **Associação de células em contêineres:** A tensão terminal de um recinto de baterias depende, principalmente, da associação das células e do *SoC*. Para atender às necessidades do projeto, podem ser realizadas diversas conexões em série de células, de modo a elevar a tensão disponível nos terminais da bateria.

Um único recinto de baterias pode conter milhares de células, cuja associação em série e paralelo dá origem à sua organização hierárquica em módulos, racks e, finalmente, ao contêiner. Usualmente, os módulos são compostos por células associadas em série; os racks reúnem módulos também em série; e os contêineres integram racks em paralelo. Assim, a associação em série determina a tensão terminal do recinto, enquanto a associação em paralelo aumenta a capacidade em ampère-hora (Ah).

3) **Capacidade e C-rate das baterias:** A capacidade das baterias é comumente expressa em ampère-horas (Ah), que indicam a quantidade de corrente (em ampères) fornecida durante uma hora. Nesse sentido, equivale-se a um "pacote de carga", ou seja, o produto entre corrente (A) e tempo (h) corresponde à carga elétrica, conforme:

$$1 \text{ A} = 1 \text{ C/s} \Rightarrow A \cdot h = 3600 \text{ C}$$

Como a tensão nominal das células de íon-lítio varia pouco (tipicamente entre 3,2 e 3,7 V), é comum informar a capacidade da célula em Ah, ao invés de watt-horas (Wh).

Não obstante, uma outra maneira de expressar a capacidade de uma célula é pela energia em watt-horas (Wh). Por exemplo, uma célula com 320 Ah de capacidade e tensão nominal de 3,2 V possui aproximadamente 1.024 Wh de capacidade energética, como segue:

$$E = V \times C(Ah) = 3,2 \times 320 = 1.024 \text{ Wh.}$$

Ademais, o *C-rate* indica a taxa máxima de carga e descarga em relação à capacidade da bateria. Assim, uma bateria de 320 Ah com *C-rate* de 0,25C pode ser carregada e descarregada com até 80 A nos terminais da célula ( $320 \times 0,25$ ). Nesse caso, ela poderia fornecer 256 W ( $3,2 \text{ V} \times 80 \text{ A}$ ) durante 4 horas, totalizando 1.024 Wh, como segue:

$$E = 3,2 \times 320 \times 0,25 \times 4 = 1.024 \text{ Wh.}$$

Enfatiza-se, portanto, que o *C-rate* representa o inverso do tempo de carregamento ou descarga da bateria, expresso pela fórmula:

$$t = \frac{1}{\text{C-rate}} \quad (2)$$

Dessa forma, no caso acima, uma taxa de descarga de 25% (0,25C) corresponde a um tempo máximo de descarga de 1/0,25, ou seja, 4 horas.

Além disso, enfatiza-se que o processo de carregamento costuma ser mais estressante para a célula do que a descarga, pois na carga a bateria recebe energia, enquanto na descarga libera essa energia para o sistema.

**4) Eficiências e Round-Trip Efficiency:** A *Round-Trip Efficiency* (*RTE*) representa a eficiência do *BESS*, calculando-se, teoricamente, todas as perdas individuais ao longo do ciclo de carga e descarga. Empiricamente, a *RTE* é calculada no ponto de conexão (*PoC*), como a razão entre a energia descarregada e a energia injetada.

Dessa forma, a *RTE* teórica, considerando os componentes ilustrados na Figura 4, é obtida como o produto das eficiências de carga e descarga. Para um processo simétrico — isto é, assumindo que a eficiência é a mesma em ambos os processos —, a *RTE* é dada por:

$$\text{RTE} = \eta^2 = (\eta_b \times \eta_{dc} \times \eta_{pcs} \times \eta_{ac} \times \eta_t)^2 . \quad (3)$$

Contudo, na prática, a *RTE* é determinada como:

$$\text{RTE} = \frac{E_d}{E_c} (\%) . \quad (4)$$

Onde  $E_d$  e  $E_c$  representam, respectivamente, a energia de descarga e a energia de carregamento.

Nesse sentido, como exemplo, é possível calcular a capacidade bruta e a capacidade de descarga (ou líquida) de um *BESS* cujas características estão descritas na Tabela I.

Para o cálculo da capacidade bruta, deve-se considerar a eficiência de carga, que corresponde à raiz da *RTE*, uma vez que o sistema simétrico assume a mesma eficiência para carga e descarga. Portanto, pode-se utilizar a Equação (3), isolando a *RTE*. Além disso, como o *BESS* em questão apresenta um *SoC* mínimo/actual de 3%, apenas 97% da energia total bruta chega aos terminais da bateria. Assim, normalizando em torno desse valor, pode-se obter a capacidade bruta do sistema:

$$C_b = 100 \times \sqrt{0,88} / (1 - 0,03) = 97 \text{ MWh} .$$

Para a capacidade líquida, ou de descarga, basta multiplicar o valor de carregamento pela *RTE* do sistema:

$$C_d = 100 \times 0,88 = 88 \text{ MWh} ,$$

ou, alternativamente, calcular a capacidade a partir do valor bruto do sistema, considerando as perdas na descarga (simétricas às de carga) e a profundidade de descarga máxima:

$$C_d = 97 \times \sqrt{0,88} \times 0,97 = 88 \text{ MWh} .$$

Tabela I  
PARÂMETROS DO BESS

| Parâmetro     | Valor   |
|---------------|---------|
| $SoC_{atual}$ | 3%      |
| $E_c$         | 100 MWh |
| RTE           | 88%     |
| $DoD_{max}$   | 97%     |

Enfatiza-se que a Figura 4 ilustra os principais componentes de uma planta *BESS* e suas respectivas eficiências. Não obstante, algumas medições de *RTE* incluem a carga auxiliar (*auxiliary load*), outras não. Essa diferença impactará na avaliação de desempenho e a comparação entre projetos.

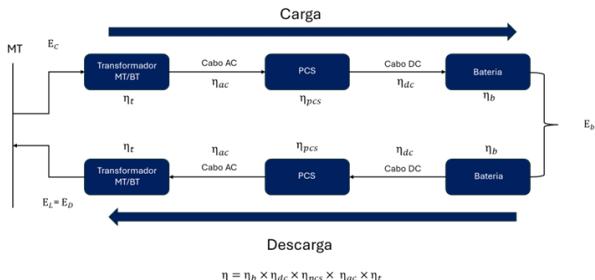


Figura 4. Principais componentes de uma planta BESS com suas eficiências associadas

**5) Degradação:** A degradação das baterias ocorre ao longo do tempo e do uso, impactando a capacidade de armazenamento. Por isso, o dimensionamento adequado é essencial, já que o superdimensionamento pode comprometer a viabilidade do projeto. Os principais fatores que influenciam essa degradação são o ciclo de uso (*throughput*), o *C-rate*, a temperatura e a *DoD*. Quanto maior o número de ciclos, maior tende a ser a degradação, sendo recomendável que as células sejam carregadas e descarregadas na menor taxa possível para reduzir o desgaste. Além disso, a operação fora dos limites de temperatura definidos pelos fabricantes, geralmente entre -30 °C e -40 °C no limite inferior e entre 50 °C e 60 °C no limite superior, pode acelerar a degradação e até causar danos permanentes às células, anulando a garantia.

No que se refere o *SoC* e a *DoD*, as células LFP apresentam degradação mais lenta quando permanecem em *stand-by* com um *SoC* médio em torno de 25%, podendo inclusive registrar um leve aumento de capacidade nos primeiros ciclos de operação. Em contrapartida, quando mantidas em um *SoC* médio de 75%, a degradação tende a ser significativamente mais rápida. Dessa forma, para prolongar a vida útil da bateria, é preferível mantê-la mais próxima de vazia do que constantemente cheia. Finalmente, a Figura 5 apresenta, de forma conceitual, a evolução da capacidade da bateria ao longo dos anos de operação, considerando um cenário de 365 ciclos anuais e um *C-rate* de 25%. Observa-se uma redução gradual de desempenho, resultante do envelhecimento natural do sistema. Ao final do 20º ano, a célula mantém cerca de 72% de sua capacidade inicial, o que corresponde a um desgaste aproximado de 28%.

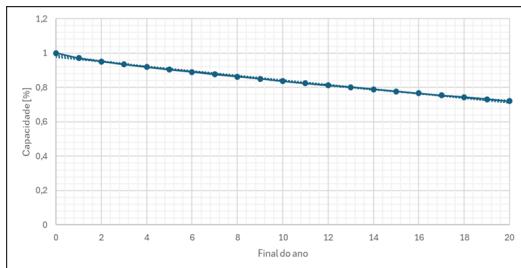


Figura 5. Curva de decaimento da capacidade da bateria

6) **Augmentation:** Tendo em vista a degradação das baterias de íon-lítio, a maioria dos projetos em escala de utilidade precisa realizar o aumento da capacidade do BESS, prática muitas vezes denominada *augmentation*, ou a substituição dos módulos de bateria, a fim de assegurar a manutenção da capacidade contratada do empreendimento, requisito geralmente estabelecido no respectivo contrato de *oftake*, que consiste em um acordo de compra de energia entre o gerador e um consumidor ou comercializador, definindo as condições de fornecimento e a obrigação de entrega da capacidade comprometida ao longo da vigência do contrato.

A estratégia de ampliação consiste em adicionar novos contêineres de baterias ao longo da vida útil do projeto, geralmente de 2 a 4 vezes, o que reduz os custos iniciais e aproveita a queda dos preços das baterias. Para viabilizar essa prática, é essencial prever desde a fase de concepção a infraestrutura necessária, como bases de concreto e circuitos de reserva.

## V. SAEs ELETROQUÍMICOS: RISCOS, SEGURANÇA E MEDIDAS MITIGATÓRIAS

Conforme descrito no artigo “Large-scale Energy Storage System: Safety and Risk Assessment” [11], a implementação de um BESS envolve riscos que devem ser cuidadosamente avaliados e mitigados, seguindo diretrizes de normas internacionais, como a NFPA 855 [12] e a IEC TS 62933-5 [13]. Esses riscos podem ser classificados em quatro categorias principais: incêndio, elétricos, químicos e físicos, detalhadas a seguir.

(i) **Risco de incêndio:** Ocorre principalmente devido à fuga térmica, quando a temperatura da célula aumenta de forma descontrolada por reações internas no ânodo, cátodo ou eletrólito. Isso pode causar autoignição, liberação de gases inflamáveis e propagação do incêndio entre células adjacentes.

(ii) **Risco químico:** Decorre da presença de eletrólitos corrosivos, gases tóxicos e metais reativos. Vazamentos ou contato inadequado podem causar danos à saúde e impactos ambientais.

(iii) **Risco físico:** Está relacionado a partes quentes ou móveis da bateria e a impactos mecânicos que comprometem a integridade das células. Tais danos podem induzir curtos-circuitos.

(iv) **Risco elétrico:** Inclui choques elétricos e arcos elétricos, que podem se intensificar na presença de fluidos

condutores. A gravidade desses riscos exige o uso de Equipamentos de Proteção Individual (EPIs).

Ademais, segundo o livro THE BESS BOOK [9], os riscos mais críticos decorrem do fenômeno de *thermal runaway*, que pode ser iniciado por abusos mecânicos, elétricos ou térmicos. Para mitigar tais riscos, a estratégia deve ser dividida em três fases principais: prevenção, alerta e contenção. Na etapa de prevenção, busca-se evitar condições adversas que levem a falhas, por meio de redundâncias de projeto, fatores de segurança em todos os níveis (célula, módulo, rack e contêiner) e camadas de monitoramento e controle automático. A fase de alerta envolve a detecção precoce de sinais de anomalia, como variações anormais de tensão e temperatura, bem como o uso de sensores de fumaça e gases com redundância e alta sensibilidade. Já a fase de contenção entra em ação quando falhas não puderem ser evitadas, priorizando a segurança de pessoas e do ambiente. Nesse contexto, recomenda-se isoler o evento, permitir que o contêiner afetado queime de forma controlada e adotar medidas para impedir a propagação para unidades vizinhas.

O livro [9] também ressalta que os riscos não estão restritos às células em si: mais de 65% dos incidentes relatados entre 2018 e 2023 tiveram origem em componentes de integração do sistema (como sensores, sistemas de supressão e tubulações de refrigeração líquida), menos sujeitos a controles de qualidade rigorosos que os processos de fabricação das células. Isso reforça a importância de auditorias de fábrica, controle de qualidade e incorporação de lições aprendidas no design dos produtos.

Do ponto de vista normativo, destaca-se a aplicação de códigos e padrões como NFPA 855 [12] (instalação de sistemas estacionários de armazenamento), NFPA 68/69 [14]/[15] (prevenção de explosões), NFPA 72 (detecção e alarme de incêndio) [16] e a norma UL 9540 [17], que trata da segurança de sistemas de armazenamento integrados. Essas referências definem práticas de mitigação, como o uso de sistemas de ventilação, detecção de gases inflamáveis, painéis de deflagração projetados para aliviar pressões internas e protocolos de monitoramento remoto. Em muitos casos, a diretriz mais segura ainda é o chamado “*let it burn*”, permitindo que o módulo afetado queime em isolamento, desde que sejam adotadas barreiras físicas e resfriamento defensivo para evitar a propagação.

## VI. ASPECTOS AMBIENTAIS DAS CÉLULAS DE ÍON-LÍTIO: PRODUÇÃO E RECICLAGEM

### A. Impactos ambientais na fabricação das células de íon-lítio

Conforme discutido no livro THE BESS BOOK [9], a fabricação de células de íon-lítio apresenta impactos ambientais significativos, especialmente relacionados à mineração e ao processamento de materiais críticos. A extração de lítio, níquel e cobalto, principais insumos da indústria, exige processos intensivos em energia e água, além de causar

degradação do solo e riscos de contaminação. O cobalto, em particular, levanta preocupações adicionais devido às condições sociais e ambientais de sua exploração, com grande parte da produção concentrada na República Democrática do Congo, onde há registros de condições laborais adversas.

Do ponto de vista ambiental, a pegada de carbono da manufatura das células também é relevante. Segundo o relatório Carbon Footprint of Lithium-Ion Battery Production (vs Gasoline, Lead-Acid), realizado pelo grupo 8 Billion Trees [18], a produção de uma bateria de 200 kWh resulta na emissão de aproximadamente 8 toneladas de gás carbônico, obtendo-se a razão de 40 t/MWh. Dessa forma, a fabricação de um contêiner de baterias de 5 MWh, valor padrão de mercado, geraria cerca de 200 toneladas de  $CO_2$  na atmosfera.

Embora os sistemas BESS sejam fundamentais para viabilizar a transição energética e reduzir a dependência de combustíveis fósseis, o ciclo de vida inicial das baterias envolve impactos ambientais significativos. Nesse contexto, o livro *THE BESS BOOK* [9] destaca que essas externalidades reforçam a importância de aumentar a rastreabilidade nas cadeias de suprimento e de adotar práticas de mineração e produção mais sustentáveis.

#### B. Processos de reciclagem e reaproveitamento das células de íon-lítio

Ainda no capítulo “Safety and Environmental Considerations” do *THE BESS BOOK* [9], destaca-se que a reciclagem de células de íon-lítio é um pilar fundamental para reduzir os impactos ambientais ao longo do ciclo de vida dos sistemas BESS. Atualmente, as técnicas de reaproveitamento podem ser divididas em processos pirometalúrgicos, hidrometalúrgicos e abordagens emergentes de reciclagem direta. A pirometalurgia consiste na fusão das células em altas temperaturas, permitindo a recuperação de metais como níquel e cobalto, embora apresente elevado consumo de energia. A hidrometalurgia, por sua vez, utiliza soluções químicas para extrair seletivamente materiais valiosos, oferecendo maior eficiência na recuperação, mas demandando rigoroso controle dos efluentes.

Além disso, mais recentemente, a reciclagem direta ganha espaço, que busca preservar a estrutura química dos materiais catódicos, reduzindo a necessidade de processamento intensivo e, consequentemente, o impacto ambiental. Paralelamente, outra estratégia mencionada é o *second life*, em que módulos de baterias que já não atendem às exigências de veículos elétricos são reaproveitados em aplicações estacionárias de menor demanda, como sistemas *BTM* ou em *microgrids*.

Dessa forma, enfatiza-se que apesar de desafios logísticos e econômicos ainda limitarem a ampla adoção desses processos, o avanço da reciclagem é decisivo para fechar o ciclo produtivo das baterias. Isso permitirá não apenas mitigar os efeitos ambientais da extração mineral, mas também assegurar a disponibilidade futura de materiais críticos,

consolidando um modelo mais sustentável e alinhado às metas globais de transição energética. A Figura 6, elaborada tomando como base o livro exemplificado em [9], ilustra os procedimentos de reciclagem mencionados.

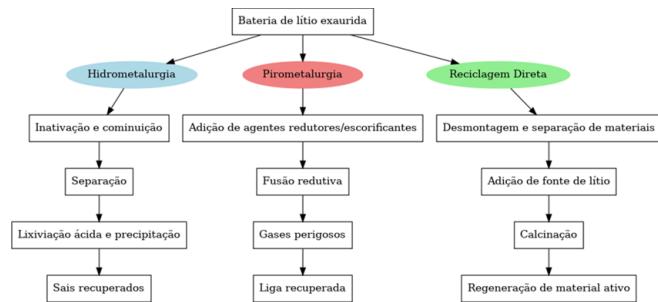


Figura 6. Possíveis procedimentos de reciclagem de baterias de íon-lítio.

## VII. CONCLUSÃO

Portanto, o BESS configura-se como uma das tecnologias de armazenamento mais promissora da atualidade, não apenas pelo amadurecimento tecnológico e pela redução de custos, mas também pela versatilidade de aplicações que oferecem. Do ponto de vista técnico, permitem mitigar a intermitência das fontes renováveis, suavizar rampas de carga e oferecer serviços auxiliares essenciais, como regulação de frequência e suporte de tensão. No âmbito econômico, combinam receitas de contratos de longo prazo com oportunidades no mercado livre, embora exijam modelagem financeira cuidadosa que considere a degradação e a necessidade de augmentation. No aspecto ambiental, apresentam desafios relevantes relacionados à extração de matérias-primas, ao impacto da manufatura e ao gerenciamento do fim de vida, reforçando a importância de processos de reciclagem e reutilização.

Mais do que uma solução pontual para problemas de confiabilidade, os BESS representam um componente estruturante da transição energética. Sua adoção em larga escala depende de políticas públicas adequadas, padronização normativa, incentivos à reciclagem e estratégias consistentes de mitigação de riscos. Compreender em profundidade seus fundamentos, limitações e potencialidades é condição indispensável para inseri-los de forma segura, eficiente e sustentável nos sistemas elétricos do presente e do futuro.

## VIII. APÊNDICE

### A. Definições e abreviações

Apresentam-se, a seguir, as principais siglas adotadas ao longo deste documento, bem como suas respectivas definições.

- I. SAEs: Sistemas de Armazenamento de Energia**
- II. BESS: Battery Energy Storage Systems**
- III. SoC: State of Charge**
- IV. DoD: Depth of Discharge**
- V. C-rate: Charge rate**
- VI. RTE: Round-Trip Efficiency**
- VII. SEB: Sistema Elétrico Brasileiro**
- VIII. ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico**
- IX. CC: Corrente Contínua**
- X. CA: Corrente Alternada**
- XI. PoC: Point of Connection**
- XII. PCS: Power Conversion System**

## REFERÊNCIAS

- [1] International Energy Agency (IEA), “World energy outlook 2024,” <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>, 2024, relatório anual com projeções de capacidade e tendências do armazenamento de energia.
- [2] DNV, *Energy Transition Outlook 2023*. Hovik, Norway: DNV, 2023.
- [3] LBNL, “The economics of battery energy storage (lbnl),” Lawrence Berkeley National Laboratory, Relatório Técnico LBNL-1003477, 2016.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Caderno de requisitos de geração para atendimento aos critérios de suprimento do pde 2034,” <https://www.epe.gov.br>, 2024, projeções de demanda e requisitos de potência no Sistema Elétrico Brasileiro.
- [5] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Plano da operação elétrica de médio prazo do sistema interligado nacional — par/pel 2024,” <https://www.ons.org.br>, 2024, relatório técnico contendo curvas de carga e análises de rampa do sistema.
- [6] Instituto Acende Brasil, “Armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro: White paper 2024,” [https://acendebrasil.com.br/whitepapers](https://acendebrasil.com.br/), 2024, documento técnico sobre tecnologias, desafios e oportunidades do armazenamento no SEB.
- [7] ISA CTEEP, “Projeto de armazenamento de energia em registro, sp,” <https://www.isaenergiabrasil.com.br/transicao-energetica/armazenamento-de-energia/>, 2023, primeiro projeto em larga escala de armazenamento em baterias no Brasil.
- [8] Bloomberg New Energy Finance (BNEF), “Energy storage investments boom as battery costs halve in the next decade,” *BloombergNEF Report*, 2023, estudo sobre custos e projeções globais de sistemas BESS.
- [9] P. S. S. S. D. Drew Lebowitz, *The BESS Book: A Cell to Grid Guide to Utility-scale Battery Energy Storage Systems*. BESS BOOK, 2024, referência técnica sobre fundamentos, segurança, economia e aspectos ambientais dos BESS.
- [10] M. Ovaskainen, T. Paakkunainen, and S. Barcón, “Main characteristics to consider in a BESS during the design process,” in *2023 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. Ixtapa, Mexico: IEEE, 2023.
- [11] E. H. Y. Moa and Y. L. Go, “Large-scale energy storage system: safety and risk assessment,” *Sustainable Energy Research*, vol. 10, p. 13, 2023, análise aprimorada de avaliação de riscos para sistemas de armazenamento de energia em larga escala integrados a plantas solares.
- [12] National Fire Protection Association (NFPA), “Nfpa 855: Standard for the installation of stationary energy storage systems,” <https://www.nfpa.org>, 2020, norma internacional de segurança para instalação de sistemas estacionários de armazenamento.
- [13] International Electrotechnical Commission (IEC), “Iec ts 62933-5: Electrical energy storage (ees) — safety considerations,” <https://www.iec.ch>, 2021, diretriz técnica sobre segurança de sistemas de armazenamento elétrico.
- [14] National Fire Protection Association (NFPA), “Nfpa 68: Standard on explosion protection by deflagration venting,” <https://www.nfpa.org>, 2018, norma sobre prevenção de explosões e deflagração.
- [15] ———, “Nfpa 69: Standard on explosion prevention systems,” <https://www.nfpa.org>, 2019, complementa a NFPA 68 na prevenção de explosões em sistemas industriais.
- [16] ———, “Nfpa 72: National fire alarm and signaling code,” <https://www.nfpa.org>, 2019, código de detecção e alarme de incêndio aplicável a BESS.
- [17] Underwriters Laboratories (UL), “Ul 9540: Standard for energy storage systems and equipment,” <https://www.ul.com>, 2020, norma sobre segurança e integração de sistemas de armazenamento.
- [18] 8 Billion Trees, “Carbon footprint of lithium-ion battery production (vs gasoline, lead-acid),” <https://8billiontrees.com>, 2022, relatório comparativo sobre pegada de carbono na produção de baterias de íon-lítio.