

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Bruno Sérgio Gomes dos Santos

**VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO
COM BATERIAS DE SEGUNDA VIDA EM SISTEMAS DISTRIBUÍDOS COM
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA: estudo de caso na minirrede Oásis-UFMG**

Belo Horizonte
2025

Bruno Sérgio Gomes dos Santos

**VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO
COM BATERIAS DE SEGUNDA VIDA EM SISTEMAS DISTRIBUÍDOS COM
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA: estudo de caso na minirrede Oásis-UFMG**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa

Belo Horizonte
2025

S237v	<p>Santos, Bruno Sérgio Gomes dos. Viabilidade técnico-econômica de sistemas de armazenamento com baterias de segunda vida em sistemas distribuídos com geração fotovoltaica [recurso eletrônico] : estudo de caso na minirrede Oásis-UFMG / Bruno Sérgio Gomes dos Santos. – 2025. 1 recurso online (105 f. : il., color.) : pdf.</p> <p>Orientadora: Wadaed Uturbey da Costa.</p> <p>Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Inclui bibliografia.</p> <p>1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Energia – Armazenamento – Teses. 3. Baterias de lítio – Teses. 4. Energia fotovoltaica – Teses. I. Costa, Wadaed Uturbey da. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.</p>
	CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

COLEGIADO DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM Engenharia Elétrica

FOLHA DE APROVAÇÃO

"Viabilidade Técnico-econômica de Sistemas de Armazenamento com Baterias de Segunda Vida em Sistemas Distribuídos com Geração Fotovoltaica: Estudo de Caso na Minirrede Oásis-UFMG"

BRUNO SÉRGIO GOMES DOS SANTOS

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 15 de dezembro de 2025.

Por:

Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG) - Orientadora

Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Igor Amariz Pires
(UFMG)

Prof. Dr. Carla César Martins Cunha
Eng. Elétrica (UFES)



Documento assinado eletronicamente por **Wadaed Uturbey da Costa**, Professora do **Magistério Superior**, em 15/12/2025, às 17:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

Documento assinado eletronicamente por **Igor Amariz Pires**, Professor do Magistério



Superior, em 15/12/2025, às 17:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Sidelmo Magalhaes Silva, Professor do Magistério Superior**, em 15/12/2025, às 17:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carla Cesar Martins Cunha, Usuário Externo**, em 06/01/2026, às 16:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **4816235** e o código CRC **B37C9E20**.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha orientadora, professora Wadaed Uturbey, pela compreensão, apoio e por me guiar ao longo dos últimos anos.

Aos meus pais, Luzia e Expedito, por me incentivar a estudar desde sempre, por acreditar que a educação é um elemento transformador, e aos meus irmãos, Sílvia e Rafael, por sempre manterem o sarrafo lá no alto.

À minha amada Tamíres, pela confiança e por me oferecer todo o suporte necessário ao longo de tantos anos.

À Maitê, que chegou para mudar tudo.

À Malu, por ser minha incentivadora mais vocal.

Ao Capes, PPGEE e UFMG, pelo apoio e oportunidade.

RESUMO

Sistemas de armazenamento de energia são elementos fundamentais para a transição energética, por possibilitar a substituição de combustíveis fósseis e a adoção de uma matriz renovável. Nesse contexto, as baterias eletroquímicas possuem papel importante na eletrificação do transporte, na maior penetração de geração de energia com fontes renováveis e de recursos energéticos distribuídos. Nos últimos anos, observa-se crescimento exponencial na venda de veículos elétricos, enquanto para utilização em sistemas estacionários permanece o desafio de viabilidade econômica, situação que pode ser amenizada a partir de baterias de segunda vida. Foi desenvolvida uma análise de viabilidade técnico-econômica aplicada para um estudo de caso, em que um sistema de armazenamento com baterias de segunda vida funciona associado com uma usina fotovoltaica para um consumidor de uma distribuidora, com aplicação do método de fluxo de caixa descontado e indicação dos principais fatores e parâmetros críticos a serem considerados em eventual desenvolvimento de modelo de negócio para o tema apresentado. Embora para o caso analisado não foi obtida viabilidade, são apontados os principais desafios e alternativas para a difusão de SAEB no futuro a partir de baterias de segunda vida.

Palavras-chave: baterias de íon-lítio; baterias de segunda vida; sistemas de armazenamento de energia; veículos elétricos; viabilidade técnico-econômica.

ABSTRACT

Energy storage systems are fundamental elements for the energy transition, enabling the replacement of fossil fuels and the adoption of a renewable energy matrix. In this context, electrochemical batteries play an important role in the electrification of transport and in the expansion of energy generation with renewable sources and distributed energy resources. In recent years, there has been exponential growth in the sale of electric vehicles, while their use in stationary systems remains a challenge in terms of economic forecasting, a situation that can be mitigated by use of second-life batteries. A technical-economic feasibility analysis was developed for a case study, in which a storage system with second-life batteries operates in conjunction with a photovoltaic power plant for a consumer of an electricity distributor in Brazil. The study applies the discounted cash flow method and indicates the main critical factors and parameters to be considered in the eventual development of a business plan for this topic. Although feasibility was not achieved for the analyzed case, the main challenges and alternatives for the future dissemination of second-life battery storage systems are highlighted.

Keywords: Battery energy storage system; Electric vehicles; Lithium-ion batteries; Second life batteries; Techno-economic analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Matriz de Energia em 2022 e projetada para 2050 - Cenário 1,5°C.....	20
Figura 2.2. Diagramas dos veículos elétricos	23
Figura 2.3. Curva de adoção da tecnologia	24
Figura 2.4. Estoque acumulado de VE de 2010 a 2024.....	25
Figura 2.5. SAEB	27
Figura 2.6. Possibilidade de serviços prestados por SAEB.....	29
Figura 2.7. Curva de demanda de energia em um dia - CAISO	30
Figura 3.1. Esquema de uma bateria de íon-lítio.....	32
Figura 3.2. Tensão e corrente das células de íon-lítio durante funcionamento.....	34
Figura 3.3. Demanda estimada de baterias de íon-lítio para VE - Cenário 1,5°C	36
Figura 3.4. Demanda de baterias de íon-lítio por aplicação	36
Figura 3.5. Volume acumulado de baterias de íon-lítio em operação, por tipo de aplicação ...	37
Figura 3.6. Estrutura das baterias de íon-lítio.....	38
Figura 3.7. Principais mecanismos de degradação	40
Figura 3.8. Perfil de degradação	40
Figura 3.9. Roadmap para utilização de SLB	41
Figura 3.10. Aplicações possíveis para SLB	54
Figura 4.1. Estrutura do modelo em Excel	60
Figura 5.1. CAD3 e usina fotovoltaica no telhado	66
Figura 5.2. Fluxo de energia do caso analisado.....	82

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1. Observações na literatura sobre envelhecimento e degradação.....	51
Quadro 4.1. Agentes de mercado para SLB	56

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1. Brasil: consumo energético por atividade	21
Gráfico 2.2. Vendas anuais de VE, em milhares: Brasil e Mundo.....	26
Gráfico 5.1. Dados de consumo e de geração fotovoltaica para o CAD3	67
Gráfico 5.2. Perfil de um dia letivo, para consumo e geração fotovoltaica.....	69
Gráfico 5.3. Perfil de um dia não letivo, para consumo e geração fotovoltaica.....	69
Gráfico 5.4. Consumo ao longo do ano no HP	71
Gráfico 5.5. Potência ao longo do ano no HP	71
Gráfico 5.6. Índice de Rentabilidade por capacidade do SAEB.....	72
Gráfico 5.7. Custo de SLB por referências bibliográficas.....	74
Gráfico 5.8. Projeções macroeconômicas.....	79
Gráfico 5.9. Projeções de Câmbio - Dólar Americano e Euro	79
Gráfico 5.10. Dados de consumo e geração fotovoltaica para o CAD3 (HFP).....	83
Gráfico 5.11. Dados de consumo e geração fotovoltaica para o CAD3 (HP)	83
Gráfico 5.12. SoC ao final de cada dia	84
Gráfico 5.13. Fluxo de caixa projetado por ano de operação	85
Gráfico 5.14. Diagrama de Tornado	92
Gráfico 5.15. Fluxo de caixa projetado por ano de operação, em R\$ mil	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Roadmap para atingir a meta de Net Zero em 2050	19
Tabela 3.1. Características por tipo de bateria de íon-lítio	33
Tabela 3.2. Características por tipo de bateria	35
Tabela 3.3. Lista de projetos de SLB.....	43
Tabela 5.1. Tarifas para o cliente A4 Verde da Cemig Distribuição durante Ciclo 2025/2026	65
Tabela 5.2. Parâmetros de dimensionamento do projeto para o SAEB.....	73
Tabela 5.3. Custos referenciais para obtenção de SLB.....	74
Tabela 5.4. Investimentos associados com a instalação de SAEB	75
Tabela 5.5. Investimentos associados com a instalação de SAEB	76
Tabela 5.6. Referências de custos operacionais para SAEB.....	77
Tabela 5.7. Tarifas adotadas para o cenário base, com impostos	78
Tabela 5.8. Parâmetros para Custo de Capital	80
Tabela 5.9. Custo de Capital adotado	80
Tabela 5.10. Taxas de Depreciação.....	80
Tabela 5.11. Resultados da Avaliação Econômica.....	85
Tabela 5.12. Sensibilidade da taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos	86
Tabela 5.13. Sensibilidade da taxa de degradação da bateria	87
Tabela 5.14. Sensibilidade dos custos operacionais do SAEB.....	88
Tabela 5.15. Sensibilidade do valor de investimento em baterias	88
Tabela 5.16. Sensibilidade de variação sobre a tarifa de energia	89
Tabela 5.17. Sensibilidade da razão entre tarifa HP e tarifa HFP.....	89
Tabela 5.18. Sensibilidade de WACC.....	90
Tabela 5.19. Sensibilidade do prazo de operação	90
Tabela 5.20. Impostos considerados	91
Tabela 5.21. Sensibilidade de Regime de Tributação.....	91
Tabela 5.22. Receita adicional necessária para viabilizar o SAEB	93

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEV	Veículo puramente elétrico, do inglês <i>battery electric vehicle</i>
BMS	Sistema de gerenciamento da bateria, do inglês <i>Battery Management System</i>
BoP	Do inglês <i>balance of plant</i>
CAD	Centro de Atividades Didáticas
CAISO	California ISO
CAPM	Do inglês <i>Capital Asset Pricing Model</i>
CL	Perda de condutividade, do inglês <i>conductivity loss</i>
DDM	Modelo de Dividendos Descontados, do inglês <i>Dividend Discount Model</i>
DoD	Profundidade de descarga, do inglês <i>depth of discharge</i>
EMS	Sistema de gerenciamento de energia, do inglês <i>Energy Management System</i>
FC	Fluxo de caixa
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FCEV	Veículo à célula combustível, do inglês <i>fuel cell electric vehicle</i>
FCFe	Fluxo de Caixa do Acionista, do inglês <i>Free Cash Flow to Equity</i>
FCFf	Fluxo de Caixa da Firma, do inglês <i>Free Cash Flow to Firm</i>
FV	Geração fotovoltaica
GEE	Gases de efeito estufa
HEV	Veículo elétrico híbrido, do inglês <i>hybrid electric vehicle</i>
HFP	Horário Fora de Ponta
HP	Horário de Ponta
HVAC	Controle térmico, do inglês <i>Heating, Ventilation and Air Conditioning</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
kd	Custo de capital de terceiros
ke	Custo de capital próprio
LAM	Perda de material ativo, do inglês <i>loss of active material</i>
LCO	Bateria de Lítio-Cobalto
LFP	Bateria de Lítio-Ferro-Fosfato
LLI	Perda de quantidade de lítio, do inglês <i>loss of lithium inventory</i>
LMO	Bateria de Lítio-Manganês
LRCAP	Leilão de Reserva de Capacidade

MME	Ministério de Minas e Energia
NCA	Bateria de Lítio-Níquel-Cobalto-Alumínio
NMC	Bateria de Lítio-Níquel-Manganês-Cobalto
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCS	Sistema de conversão de energia, do inglês <i>Power Conversion System</i>
PHEV	Veículo híbrido plug-in, do inglês <i>plug-in hybrid electric vehicle</i>
PLC	Do inglês, <i>Programmable Logic Controller</i>
RUL	Tempo restante de vida útil, do inglês <i>Remaining Useful Life</i>
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEI	Do inglês <i>solid electrolyte interface</i>
SLB	Baterias de segunda vida, do inglês <i>second life batteries</i>
SoC	Estado de carga, do inglês <i>state of charge</i>
SoH	Estado de saúde, do inglês <i>state of health</i>
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
USABC	<i>United State Advanced Battery Consortium</i>
VE	Veículo Elétrico
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês <i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Apresentação do tema	16
1.2	Objetivos	17
1.3	Estrutura da dissertação	18
2	CONTEXTUALIZAÇÃO	19
2.1	Transição energética	19
2.2	Veículos elétricos	22
2.3	Sistema de armazenamento de energia em bateria	26
2.3.1	Benefícios e aplicações	28
2.3.2	Contexto brasileiro	31
2.4	Discussões e conclusões	31
3	BATERIAS DE ÍON-LÍTIO	32
3.1	Mercado de baterias de íon-lítio	35
3.2	Aplicações em VE	37
3.3	Envelhecimento, degradação e vida útil	38
3.4	Baterias de segunda vida	41
3.4.1	Aspectos ambientais	47
3.4.2	Aspectos técnicos	48
3.4.3	Envelhecimento e degradação	50
3.4.4	Realização de testes	51
3.4.5	Aplicações em sistemas de energia	53
3.5	Discussões e conclusões	54
4	AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA	55
4.1	Avaliação técnico-econômica	55
4.2	Modelo de negócio	55
4.3	Avaliação econômica	58
4.4	Modelo desenvolvido	60
4.5	Dimensionamento do SAEB	62
4.6	Discussões e conclusões	62
5	ESTUDO DE CASO	64
5.1	Caso analisado: Horário de Ponta para o CAD3	64
5.2	Premissas utilizadas	70

5.2.1	Dimensionamento e dados operacionais do SAEB.....	70
5.2.2	Investimento para obtenção de SLB.....	73
5.2.3	Investimento para SAEB.....	75
5.2.4	Custos operacionais do SAEB.....	76
5.2.5	Degradação da bateria.....	77
5.2.6	Usina fotovoltaica de telhado.....	77
5.2.7	Tarifa de energia.....	78
5.2.8	Outros parâmetros.....	78
5.2.9	Balanco de energia.....	81
5.3	Resultados para o cenário base.....	84
5.4	Análise de sensibilidades.....	86
5.4.1	Taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos.....	86
5.4.2	Taxa de degradação da bateria.....	87
5.4.3	Custos operacionais do SAEB.....	87
5.4.4	Investimento em baterias.....	88
5.4.5	Tarifa de energia.....	89
5.4.6	Taxa de desconto.....	89
5.4.7	Prazo de operação.....	90
5.4.8	Impostos.....	90
5.4.9	Análise de Diagrama de Tornado.....	91
5.5	Discussões e conclusões.....	92
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	95
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação do tema

As baterias eletroquímicas têm papel importante na eletrificação do transporte, na maior penetração de geração de energia com fontes renováveis e de recursos energéticos distribuídos, no desenvolvimento de atividades ambientalmente sustentáveis e, segundo o Fórum Econômico Mundial (WEF, 2019), são elementos essenciais para alcançar as metas do Acordo de Paris de redução de emissão de gases do efeito estufa (GEE).

Em relação à eletrificação de transporte, o mercado mundial de veículos elétricos (VE) tem crescido de forma exponencial nos últimos anos. Em 2024, em relação à venda de carros novos, os VE representaram 26% do total, um acréscimo de 27% em relação ao ano de 2023 e mais de seis vezes superior ao valor registrado em 2018 (BNEF, 2025a; IEA, 2024b). A eletrificação do transporte, como resposta à crescente necessidade de descarbonização, inclui veículos leves, como motocicletas e carros de passeio, e pesados, como caminhões e ônibus este acelerado crescimento impulsiona a demanda por baterias eletroquímicas. Além da aplicação em tração motora, estas baterias são recursos versáteis também para a aplicação em eletroeletrônicos, bem como em sistemas estacionários, com potencial de oferecer diversos serviços nos sistemas de energia elétrica.

Especificamente para esta última aplicação, a característica de rápida resposta aos comandos de carga e descarga permite que os sistemas de armazenamento de energia em bateria (SAEB) possam participar na oferta de diversos serviços ancilares, como a regulação de frequência, no equilíbrio entre carga e geração em diversos horizontes temporais, no controle de tensão, contribuir na estabilidade na rede elétrica e na recomposição da rede elétrica depois de perturbações. As baterias podem também atuar na redução de picos de demanda, contribuir com a melhora da qualidade da energia, atuar como *back-up* de cargas importantes, atuar em arbitragem junto a consumidores e no gerenciamento de energia de fontes variáveis (SILVA, 2022; DUNN et al., 2011). Adicionalmente, dada sua modularidade, as baterias se mostram aptas a diferentes aplicações, desde sistemas residenciais ou isolados de pequeno porte até aplicações de alta capacidade com participação na operação do sistema de transmissão (DUNN et al., 2011; EPE 2019). No contexto da inserção de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica, sejam grandes usinas operadas de forma centralizada ou pequenas e médias instalações conectadas junto a consumidores, as baterias permitem compensar a variabilidade da geração e mitigar os impactos negativos no sistema elétrico, propiciando o aumento da capacidade de

hospedagem da geração variável.

No momento, as baterias eletroquímicas baseadas em íon-lítio dominam o mercado de VE e também na aplicação em novos projetos de energia elétrica, embora diversos fabricantes sigam estudando outras tecnologias e alternativas, como baterias de íon-sódio, um elemento mais abundante e barato que o lítio, e baterias de estado sólido (JONES, 2024; IRENA, 2024a). Em relação aos VE, diversos estudos alertam sobre a quantidade de baterias que chegarão ao final de vida útil nos próximos anos, uma vez que para aplicação em tração motora estima-se um período de operação entre 8 e 10 anos (NOVÁKOVÁ et al., 2023), quando os dispositivos ainda possuem de 70% a 80% de capacidade residual (NARULA et al., 2011; USABC, 2020), pois não existem instalações de reciclagem aprovadas em quantidade suficiente para essas baterias e descartá-las indevidamente pode anular o efeito ambiental positivo do processo de eletrificação do transporte e descarbonização da economia (IQBAL et al., 2023).

As baterias retiradas dos VE podem ser ainda utilizadas em uma segunda aplicação menos exigente, como baterias de segunda vida (*second life batteries*, SLB). Os potenciais benefícios econômicos e ambientais das SLB estão sendo crescentemente investigados (PESARAN et al., 2023; ZHU et al., 2021), sobretudo para demonstrar a viabilidade destes dispositivos em aplicações estacionárias em sistemas de energia. A geração de receitas adicionais com a segunda aplicação da bateria fornece um valor residual não nulo à bateria na primeira aplicação, reduzindo o custo de troca de bateria no VE, além de postergar o custo com reciclagem, de descarte da bateria e de extração de metais para fabricação de novos dispositivos (RUFINO JÚNIOR et al., 2023), ao mesmo tempo que atende à crescente necessidade de armazenamento do setor elétrico. Investigar a viabilidade técnico-econômica desta opção é necessária, vide seu caráter promissor.

1.2 Objetivos

Esta dissertação aborda o estudo de viabilidade técnico-econômica de um SAEB, para aplicação em associação com uma usina fotovoltaica de telhado para um cliente cativo de uma empresa de distribuição de energia, a partir da utilização de SLB. O objetivo é apresentar uma avaliação de viabilidade de projeto, com a indicação dos principais fatores e parâmetros mais críticos a ser considerados na análise e em eventual desenvolvimento de modelo de negócio para o tema apresentado, em especial para aplicação de SLB em larga escala para sistemas estacionários, bem como fornecer uma alternativa para a destinação de baterias retiradas de VE.

1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada, além desta introdução, em mais cinco capítulos. O capítulo 2 apresentará o estado da arte sobre o tema, com a contextualização para o desenvolvimento desta dissertação, com enfoque nos conceitos de transição energética, VE e SAEB, ressaltado a importância premente de sistemas de armazenamento. O capítulo 3 apresenta as principais características das baterias de íon-lítio e de SLB, incluindo o mercado atual, a aplicação em VE e conceitos sobre degradação e vida útil e a aplicação de SLB em sistemas estacionários de energia. O capítulo 4 aborda os principais parâmetros para o desenvolvimento da avaliação técnico-econômica e do modelo desenvolvido para o estudo. O capítulo 5 trata da análise técnico-econômica, apresentando o caso analisado, as premissas utilizadas, resultados e sensibilidades. O capítulo 6 apresenta as conclusões e indicações de trabalhos futuros.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

2.1 Transição energética

Nos últimos anos observa-se uma crescente preocupação internacional por questões ambientais e pelo interesse por estudos do impacto de atividades humanas para o planeta, sobretudo em relação ao aquecimento global decorrente da emissão de GEE, como o dióxido de carbono e metano, e de sua consequência. Quando comparado o intervalo entre os anos de 1850-1900 em relação à década de 2011-2020, a temperatura superficial da Terra aumentou 1,1°C (IPCC, 2023). Entretanto, observa-se ainda, a tendência de continuidade da emissão destes gases para os próximos anos, o que afeta a seguridade de água e alimento para a raça humana e contribui para aumento das ocorrências de eventos climáticos extremos. Para reversão deste quadro são necessárias ações pragmáticas e imediatas. O Acordo de Paris estabeleceu a meta de zerar as emissões líquidas de GEE até 2050 (*Net Zero 2050*), sendo que vários países e agentes já se tornaram signatários deste pacto, o que enseja ações e compromissos para alcançar este objetivo.

Neste contexto de transição energética, a descarbonização da economia é tema premente. Segundo *roadmap* elaborado pela International Energy Agency (IEA), em 2025 a projeção de emissão de CO₂ na atmosfera é de 30,2 gigatoneladas, sendo que as atividades industriais, de eletricidade e de transporte representam, somadas, 86% deste total. Para alcançar a meta de zero emissões líquidas de carbono até 2050, a IEA elenca 400 marcos que precisarão ser alcançados. Em relação ao transporte, destacam-se o crescimento da utilização de veículos elétricos até a sua dominância no mercado (puramente elétricos, híbridos e à célula combustível), a utilização de biocombustíveis e o encerramento da venda de carros puramente à combustão interna (IEA, 2021). A rota até atingir a meta do *Net Zero* em 2050 é apresentada na Tabela 2.1.

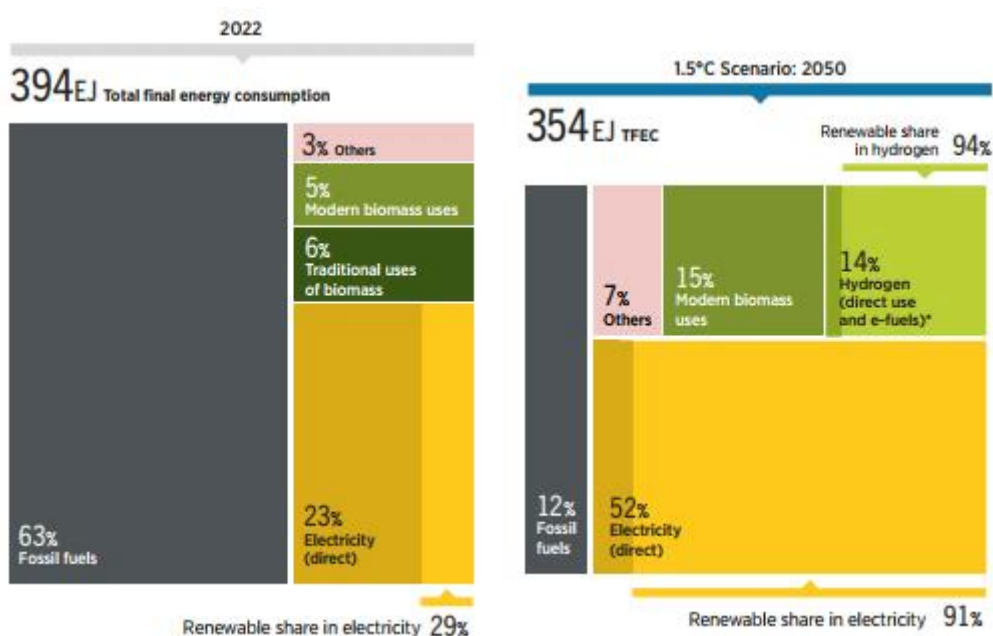
Tabela 2.1. *Roadmap* para atingir a meta de Net Zero em 2050

Emissão líquida de CO ₂ por atividade, em Gt, até o ano de 2050							
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Indústria	8,5	8,1	6,9	5,2	3,5	1,8	0,5
Eletricidade	13,5	10,8	5,8	2,1	-0,1	-0,3	-0,4
Transporte	7,2	7,2	5,7	4,1	2,7	1,5	0,7
Construção	2,9	2,4	1,8	1,2	0,7	0,3	0,1
Outros	1,9	1,7	0,9	0,2	-0,5	-0,8	-1,0
Total	33,9	30,2	21,1	12,8	6,3	2,5	0,0

Fonte: elaboração própria, com dados de IEA (2021)

Para atingir o objetivo elencado acima, que ainda assim significaria um acréscimo de mais 0,4°C na temperatura superficial da Terra até o final do presente século, a principal alavanca consiste na redução do uso de combustíveis fósseis da matriz energética e a substituição por fontes renováveis, menos poluentes (IEA, 2024c). Para tanto, a eletricidade em uso direto será a principal impulsionadora para possibilitar esta transição, e quase na totalidade (91%) produzida a partir de fontes renováveis. Conforme exibido na Figura 2.1, para o cenário projetado em 2050, há uma expectativa também da ampliação do uso de biomassa e de hidrogênio como importantes fontes da matriz de energia (IRENA, 2024b).

Figura 2.1. Matriz de Energia em 2022 e projetada para 2050 - Cenário 1,5°C

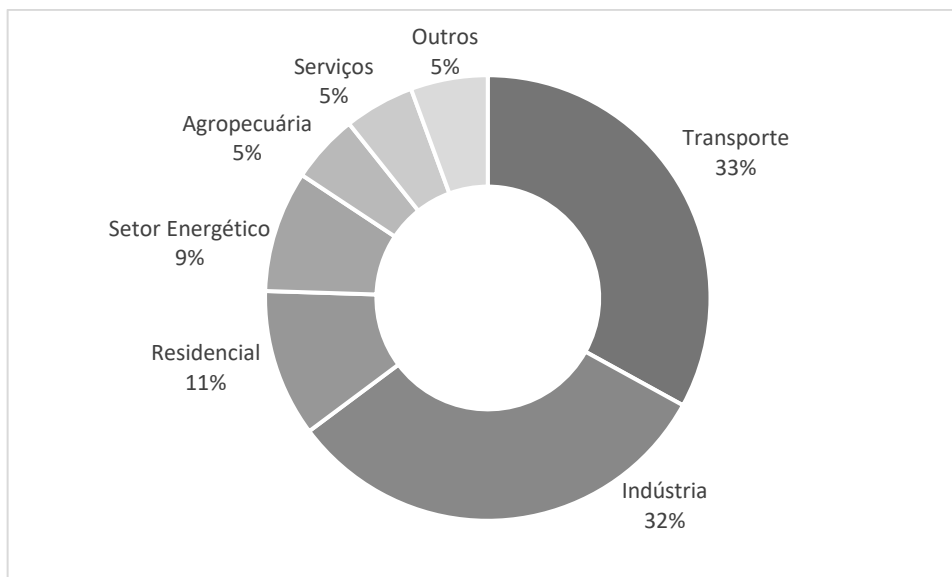


Fonte: IRENA (2024b)

Atento ao contexto mundial, o Brasil no ano de 2024 estabeleceu a Política Nacional de Transição Energética, com o objetivo de orientar os esforços nacionais para transformação da matriz nacional de energia para uma estrutura de baixa emissão de carbono, contribuindo para o alcance da neutralidade das emissões líquidas de GEE. As diretrizes definidas possuem o condão de apoiar a articulação da política energética com as demais políticas públicas e de influenciar o desenvolvimento do setor energético global, promovendo oportunidades de inserção econômica e geopolítica do Brasil. Segundo dados extraídos do Balanço Energético Nacional 2024 (EPE, 2024), o Brasil já possui considerável matriz renovável, responsável por suprir 49% da demanda de energia, com destaque para os biocombustíveis e usinas hidrelétricas. O consumo de energia por atividade é apresentado na Gráfico 2.1, elaborado com dados a partir de EPE (2024), com destaque para a relevância do segmento de transporte, que

representa 33% do total, sendo que 78% deste consumo ainda é provido por combustíveis fósseis, evidenciando a importância de endereçá-lo.

Gráfico 2.1. Brasil: consumo energético por atividade



Fonte: elaboração própria, com dados de EPE (2024)

Para atingir objetivos tão importantes, novas tecnologias serão necessárias em larga escala para permitir a adequação para este novo paradigma mundial. Entre elas, destaca-se o armazenamento em baterias. Segundo o Fórum Econômico Mundial (WEF, 2019), as baterias são essenciais para alcançar as metas do Acordo de Paris de redução de emissão de GEE, por meio da eletrificação do transporte e por possibilitar a maior penetração de geração de energia com fontes renováveis e de recursos energéticos distribuídos, bem como o desenvolvimento de atividades ambientalmente sustentáveis. As projeções de demanda por baterias indicam a manutenção de curva acelerada verificada a partir da década de 2010, com estimativa de atingir 3,1 TWh até 2030, mantida a preponderância de uso para mobilidade e reforçando a importância de mercados como a China, Estados Unidos e Europa (BNEF, 2025a).

Com a redução dos custos de baterias e aumento da inserção de VE, muitos países e principais montadoras já definiram metas e políticas sobre o tema. Marcas como Ford, Mercedes, BMW e Volkswagen planejam que as vendas de VE representem 50% do total até 2030, enquanto alguns membros da União Europeia, Canadá e os Estados Unidos planejam a venda apenas de veículos leves com emissão líquida zero a partir de 2035 (IEA, 2024a). Especificamente sobre o Brasil, há no Congresso Nacional o Projeto de Lei do Senado nº 304/2017, que estabelece a política de substituição de veículos à combustão, com proibição de fabricação a partir de 2030 e, de circulação, a partir de 2040.

2.2 Veículos elétricos

Embora a inserção de VE tenha crescido rapidamente nos últimos anos, os primeiros veículos deste tipo remontam ao início do século XIX, logo após as principais descobertas no campo da eletrodinâmica e eletromagnetismo e, conseqüentemente, do início da construção dos primeiros motores elétricos. A invenção do VE é atribuída à várias pessoas na literatura (GUARNIERI, 2012), e na corrida para se consolidar, entretanto, esses tipos de veículos foram preteridos em relação aos veículos à vapor e à combustão interna no início do século XX, por apresentar um desempenho inferior em termos de potência e autonomia, além dos desafios adicionais relacionados às baterias, como o custo, necessidade de substituição e, posteriormente, de estrutura para recarregamento. A partir de modelos de produção de veículos de Henry Ford e da queda do preço de combustível derivado do petróleo, o veículo com motor à combustão interna tornou-se mais popular, o que se mantém até os dias atuais (GUARNIERI, 2012).

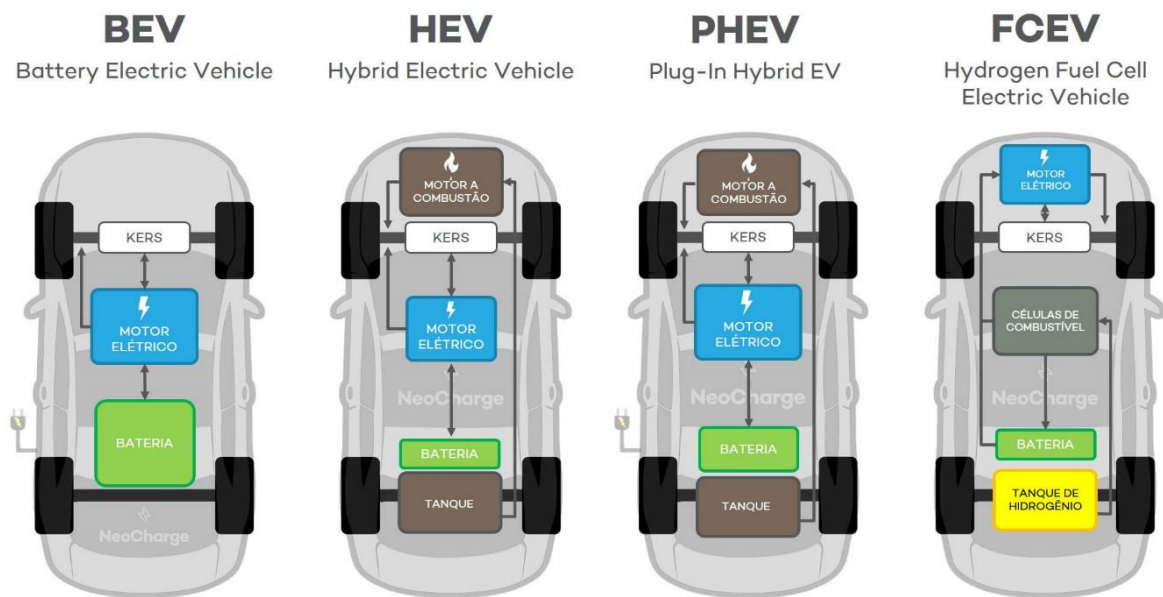
Os VE são caracterizados pela presença de ao menos um motor elétrico para tração motora, sendo os mais comuns o motor à indução e o motor de ímã permanente, que fornece alto torque mesmo em baixas velocidades para atender a necessidade de aceleração, além de conseguir operar em ampla faixa de velocidades, em um cenário mais dinâmico que um motor elétrico para aplicação estacionária. Os VE atuais podem ser classificados em veículos puramente elétrico, veículos híbridos, veículos híbridos *plug-in* e veículos à célula de combustível, como descrito a seguir (NARULA et al., 2011; GUO et al., 2021; HANNAN et al., 2018):

- a) Puramente Elétrico (*battery electric vehicle*, BEV): possuem apenas o motor elétrico para propulsão, que é alimentado por banco de baterias, carregadas por meio de fonte externa de energia elétrica. Não possuem motor de combustão interna;
- b) Híbrido (*hybrid electric vehicle*, HEV): possuem motor elétrico e motor à combustão, sendo este último o principal e que irá fornecer energia para carregar a bateria conectada ao motor elétrico, uma vez que não há possibilidade de utilização de fonte externa de eletricidade;
- c) Híbrido *Plug-in* (*plug-in hybrid electric vehicle*, PHEV): intermediário entre os dois modelos apresentados anteriormente, com a presença de motor de combustão interna e motor elétrico, mas com a possibilidade de carregamento da bateria por meio de fonte externa de eletricidade;

- d) Células de combustível (*fuel cell electric vehicle*, FCEV): geração de eletricidade a partir de combustível e uma célula eletroquímica, para posterior funcionamento do motor elétrico.

A Figura 2.2 apresenta diagramas dos principais componentes dos tipos de VE, sendo que para o FCEV é mostrado, como exemplo, o uso de hidrogênio como combustível. O tamanho do banco de baterias varia de acordo com cada modelo. Para carros de passeio, o BEV possui a maior capacidade, entre 20 e 100 kWh, seguido pelo PHEV, entre 5 e 35 kWh, e o FCEV, entre 1 e 2 kWh (GUO et al., 2021; NEOCHARGE, 2024), com a ressalva que estes números são dinâmicos e variam com o avanço tecnológico das baterias eletroquímicas, características de cada modelo e do fabricante.

Figura 2.2. Diagramas dos veículos elétricos

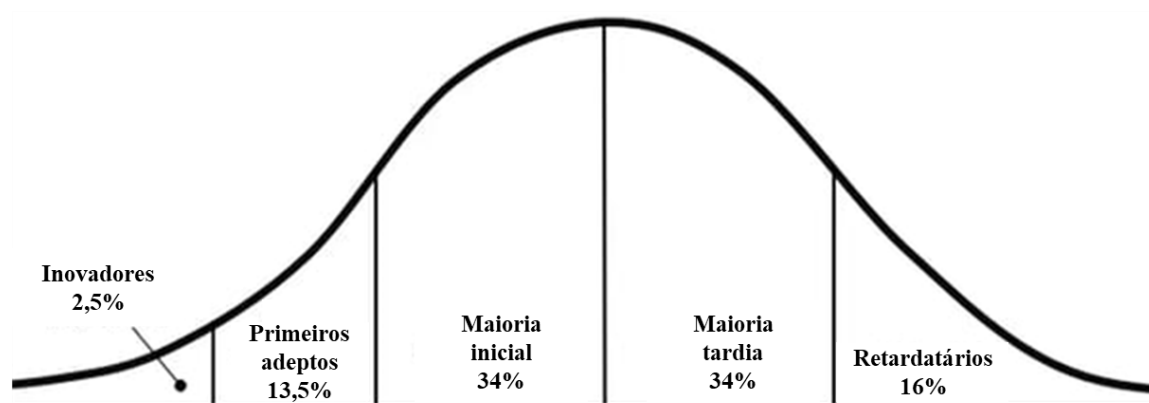


Fonte: NEOCHARGE (2024)

O mercado mundial de VE tem crescido de forma exponencial nos últimos anos. Em 2023, em relação à venda de carros novos, os VE representaram 18% do total, um acréscimo de 35% em relação ao ano de 2022 e mais de seis vezes superior ao valor registrado em 2018 (IEA, 2024b). Em 2024, em relação à venda de carros novos, os VE representaram 26% do total, um acréscimo de 27% em relação ao ano de 2023 (BNEF, 2025a) e espera-se que as vendas mundiais de BEV e de PHEV aumentem cerca de 25% em 2025 (BNEF, 2025b). Para comprovar a consolidação do VE para os próximos anos recorre-se à Teoria da Difusão da Inovação, postulada em 1962 pelo sociólogo norte-americano Everett Rogers. Em resumo,

Rogers estabeleceu uma escala gráfica, após realizar pesquisas empíricas e uma abordagem multidisciplinar, com as etapas de como uma nova ideia, produto ou tecnologia é adotada ao longo do tempo por um grupo específico de pessoas ou de mercado. A conclusão obtida indica que a adoção da tecnologia segue um padrão previsível e passa por estágios distintos, desde os inovadores (*innovators*) e adotantes iniciais (*early adopters*) até chegar à maioria da população. A escala é demonstrada na Figura 2.3 (CUBO ITAÚ, 2024).

Figura 2.3. Curva de adoção da tecnologia



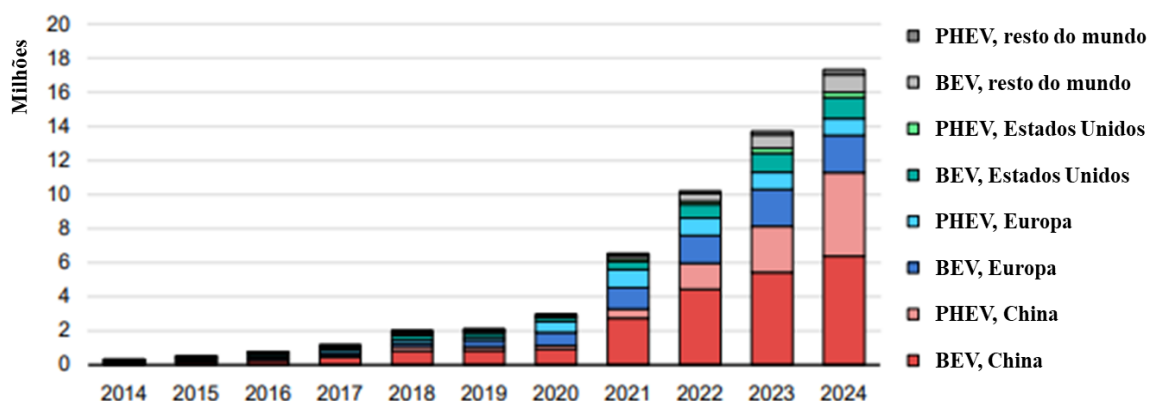
Fonte: adaptado de CUBO ITAÚ (2024)

Ao final de 2023, em 31 países pelo menos 5% das vendas de automóveis novos foram de VE, o que sinaliza o início da adoção em massa, vencida a etapa de inovação (BLOOMBERG, 2024). Ao incluir também PHEV na análise, 10% das vendas de VE novos foram de BEV e PHEV em 27 países, estando muito perto do 13,5% que indica o limiar dos adotantes iniciais. Estes países representam dois terços das vendas mundiais, embora não contemplem grande parte da população global. Observa-se que a Índia, a Indonésia e a Polônia estão em ascensão e na América do Sul espera-se que a adoção em massa comece pelo Brasil. Em alguns países, como Noruega, Islândia, Dinamarca e China, os VE já avançaram para o mercado principal (BLOOMBERG, 2024). Estes dados demonstram a rapidez com que a transição entre os veículos pode ser concretizada, com a ressalva que variações importantes a cada ano podem ocorrer, devido a perturbações na cadeia de fornecimento, alterações de subsídios, crises econômicas, falências e outros, representando os desafios da transição entre mercado inicial e o mercado principal.

Em 2023 foram registrados mais de 14 milhões de novos VE no mundo e em 2024, mais de 17 milhões, totalizando uma frota atual de mais de 50 milhões de unidades (IEA, 2025; IEA, 2024b). Os mercados chinês, estado-unidense e europeu concentram 95% da frota mundial, sendo que no país asiático a proporção verificada recentemente é que a cada três carros novos

vendidos, um deles é elétrico. A quantidade de carros elétricos acumulada é apresentada na Figura 2.4, extraída de IEA (2025). Para os anos seguintes, as projeções podem variar devido às políticas e cenários analisados, sendo que a IEA projeta crescimento da frota elétrica e uma maior demanda caso seja perseguida a meta de *Net Zero* até 2050, em detrimento de outras projeções, o que levaria a frota elétrica para 800 milhões de veículos até 2035 (IEA, 2024b).

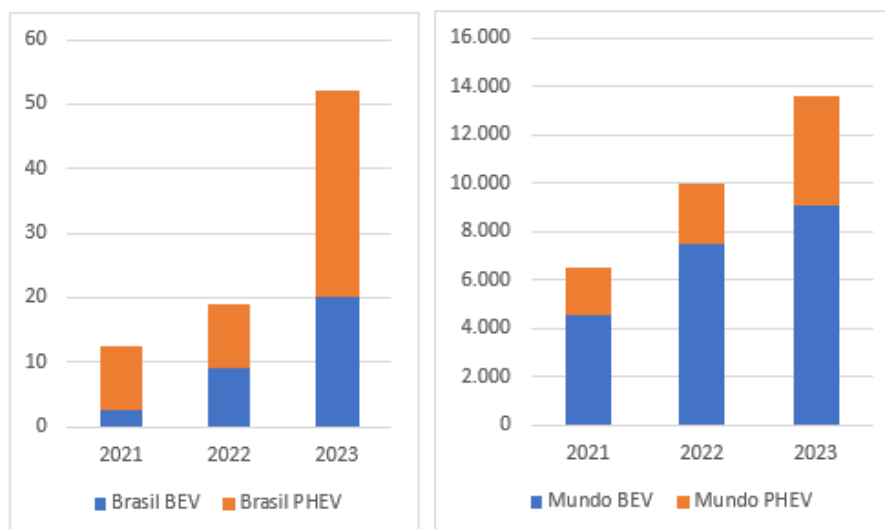
Figura 2.4. Estoque acumulado de VE de 2010 a 2024



Fonte: adaptado de IEA (2025)

O mercado de VE de países com economia emergente ou em desenvolvimento, como do sudeste asiático, Índia e Brasil, ainda estão aquém da média mundial. Em 2023 representavam 2% do total de VE em circulação no mundo e, a partir de políticas públicas que incentivem a adoção destes tipos de veículos, estima-se que atinjam 15% do mercado mundial em 2040 (BLOOMBERG, 2024). Ao observar o mercado brasileiro, verifica-se atualmente uma inserção maior de PHEV do que BEV, em contraste com a tendência do restante dos outros países, conforme dados apresentados no Gráfico 2.2 (IEA, 2024b). O gráfico exibe as vendas nos últimos três anos de VE e ilustra o crescimento anual, sugerindo um elevado potencial de desenvolvimento deste mercado, que tem se estabelecido com a inserção, sobretudo, de modelos chineses (IEA, 2024b). Estima-se que em 2040, 20% da frota brasileira de carros de passeio sejam de VE (BLOOMBERG, 2024).

Gráfico 2.2. Vendas anuais de VE, em milhares: Brasil e Mundo



Fonte: elaboração própria, com dados de IEA (2024b)

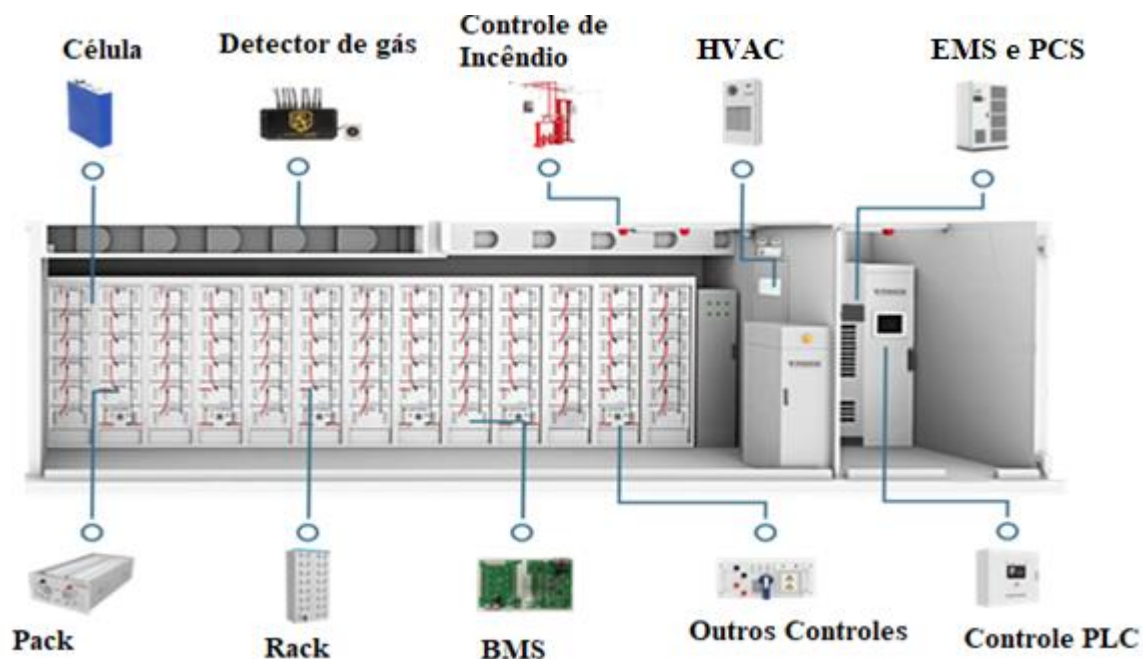
O crescimento da frota de VE experimentado nos últimos anos, tão impactante, pressiona também a indústria de baterias, uma vez que a demanda por dispositivos para aplicação em tração motora continuará intensiva no futuro. Ao mesmo tempo, as baterias eletroquímicas também serão cada vez mais necessárias para outras aplicações, como em sistemas estacionários, em decorrência do aumento de inserção de fontes renováveis e novos atributos desejáveis aos sistemas de energia, e para aparelhos eletrônicos. O mercado de baterias e desafios serão tratados no capítulo 3.

2.3 Sistema de armazenamento de energia em bateria

A função de um SAEB pode ser resumida como um sistema de baterias eletroquímicas, compostas por células que são organizadas em *packs* ou *racks*, que serão carregadas em determinado momento e irão armazenar energia para depois liberá-la em momento desejado. Portanto, são dispositivos customizáveis, projetados de acordo com a necessidade da aplicação, e modulares, permitindo a implantação de sistemas de portes diversos. Para grandes aplicações, por exemplo, atualmente os bancos de baterias são comumente vendidos e instalados em contêineres. Assim, além das baterias, com células em série e paralelo, os sistemas contêm outros equipamentos, como inversores, transformadores e sistemas auxiliares, como de combate a incêndios, de refrigeração, de gerenciamento de energia e de controle da operação (DIVYA e ØSTERGAARD, 2009). O tamanho do sistema pode variar de acordo com a aplicação e podem alcançar contêineres com dimensões de 6 metros de comprimento, 2,5 metros de largura e 3

metros de altura, construídos em aço, alumínio ou tubos poliméricos. A Figura 2.5 exibe um sistema de armazenamento, apresentando os principais componentes.

Figura 2.5. SAEB



Fonte: adaptado de <https://solarbatterymanufacturer.com/battery-energy-storage-system-components/>

Além das células de baterias, tema tratado no capítulo 3, o SAEB possui componentes fundamentais para operação adequada e com segurança, em que se destacam: (i) o controle térmico HVAC (do inglês, *Heating, Ventilation and Air Conditioning*), fornecendo estabilidade térmica ao sistema; (ii) o detector de gás e sistema de controle de incêndio; (iii) o BMS (do inglês, *Battery Management System*), dispositivo eletrônico responsável por controlar do funcionamento do SAEB, garantindo que a operação ocorra dentro dos limites seguros de tensão e corrente, além de monitorar o estado de carga (SoC, do inglês *State of Charge*, quantidade de energia que pode ser extraída durante a descarga da bateria), o estado de saúde (SoH, do inglês *State of Health*, indicação de quanto da capacidade original da bateria ainda está disponível), a temperatura e o balanceamento de carga entre as células, módulos e *pack* (ROUHOLAMINI et al., 2022; NUNES et al., 2023), ações que visam prolongar a vida útil da bateria; (iv) o EMS (do inglês, *Energy Management System*), que gerencia e controla o sistema de armazenamento, otimizando seu funcionamento; (v) o PCS (do inglês, *Power Conversion System*) ou inversor, responsável pela regulação de tensão e frequência, correção do fator de potência, sincronização

da rede e conversão entre CC (corrente contínua) e CA (corrente alternada) e; (v) Outros controles e PLC (do inglês, *Programmable Logic Controller*).

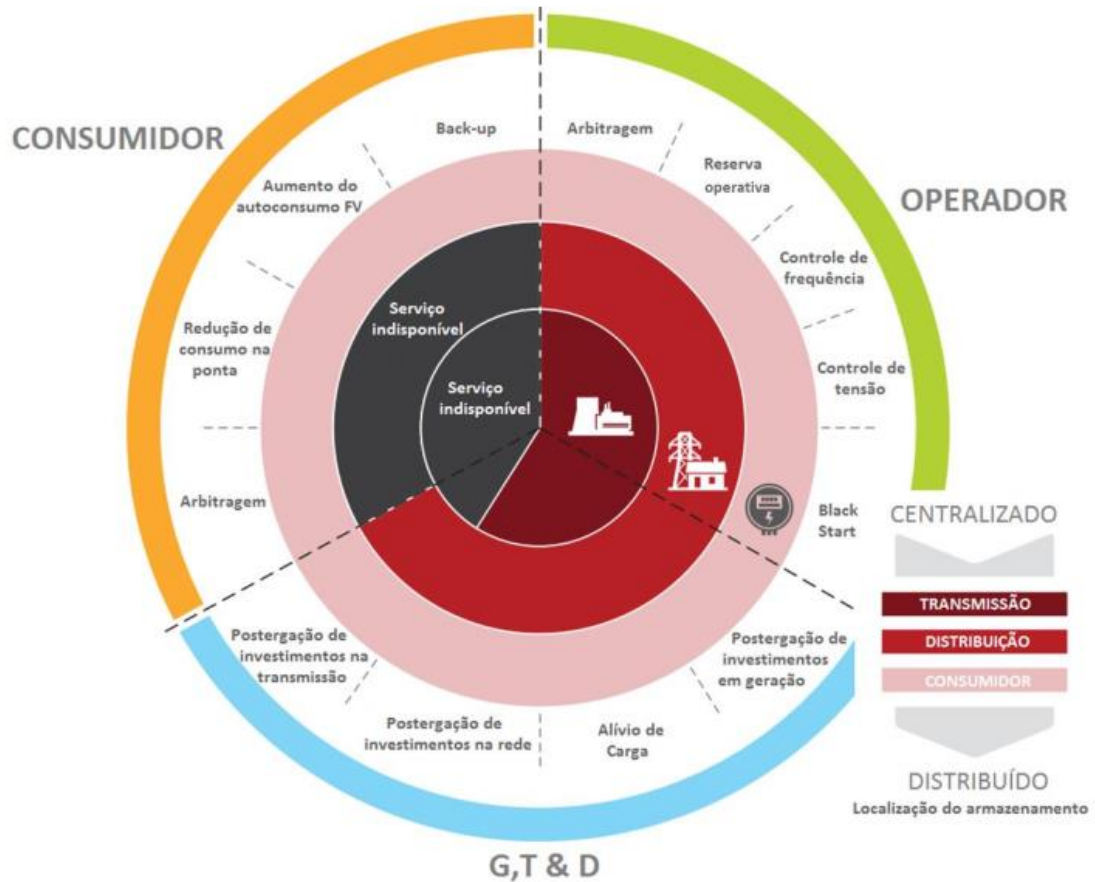
2.3.1 Benefícios e aplicações

A crescente necessidade da utilização de SAEB em sistemas de energia está relacionada com o aumento de participação de fontes de geração variável e não-controlável, que torna desejável a utilização de tecnologias de armazenamento para os crescentes requisitos de capacidade e flexibilidade, além de conferir segurança e estabilidade para o sistema de energia. Neste contexto, as baterias eletroquímicas são potenciais candidatas para aplicação, por serem dispositivos flexíveis e modulares, permitindo desempenhar diversas funções ao atuar de forma sinérgica nos segmentos de geração, transmissão e/ou distribuição de energia, fornecendo não apenas um serviço ou produto, mas diversos atributos em horizontes de tempo distintos (IEA, 2024a; EPE, 2019; SILVA, 2022; DUNN et al., 2011). Em termos gerais, destacam-se as seguintes ações vislumbradas para sistemas de armazenamento:

- a) Regulação de frequência;
- b) Controle de tensão e reativo;
- c) Black-start;
- d) Reserva operativa ou de capacidade (potência e energia);
- e) Arbitragem (*peak shaving, load management, time shifting, etc.*);
- f) Virtual Power Plant (VPP).

O caráter de flexibilidade das baterias permite que sejam utilizadas como um recurso centralizado, controlado e despachado pelo operador do sistema elétrico, integrada a um gerador ou como alternativa de solução a restrições locais, substituindo investimentos tradicionais de transmissão ou distribuição, desde que se verifique atratividade econômica e seja identificado o requisito ou serviço que o sistema necessite naquele local e momento, ou em sistemas isolados. Além disso, podem ser instaladas por um consumidor atrás do medidor (*behind the meter*), para gerenciamento de carga, aumento de confiabilidade e qualidade de energia ou otimização do autoconsumo, em combinação com sistemas de geração distribuída (IEA, 2024a). As possibilidades e serviços correlatos são apresentadas na Figura 2.6 (EPE, 2019).

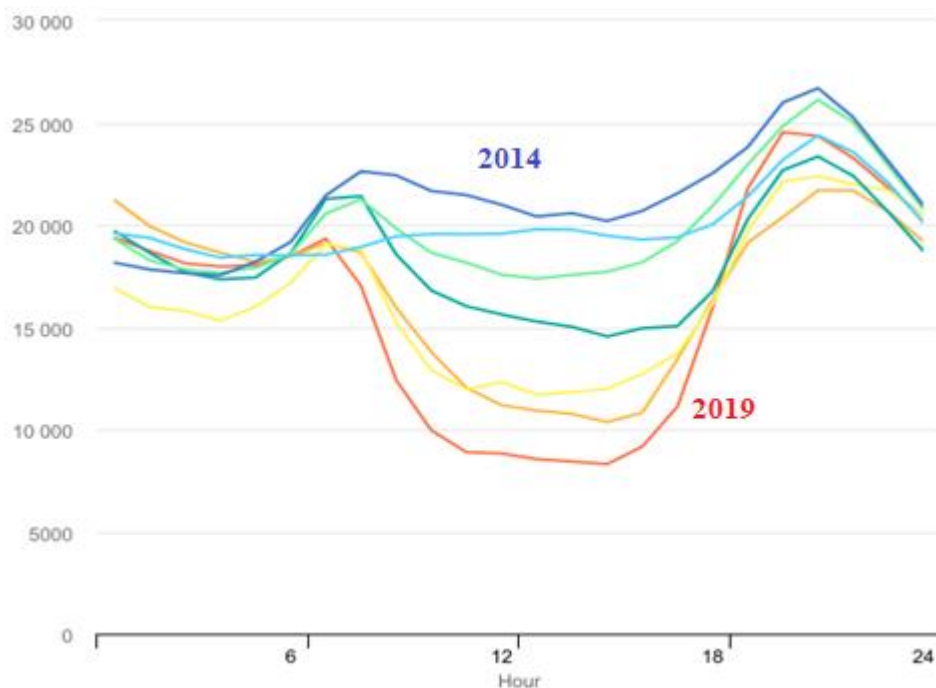
Figura 2.6. Possibilidade de serviços prestados por SAEB



Fonte: EPE (2019)

Um evento que tem acometido os principais sistemas elétricos ao redor do mundo envolve a inserção de geração fotovoltaica, alterando o perfil de carga para o que tem sido denominado como “curva do pato”, em que há uma queda brusca da demanda do sistema durante o dia, momento que a carga é suprida pela geração da fonte solar, e uma elevação muito acentuada ao final do dia, quando esta fonte deixa de gerar, acarretando na necessidade de novos investimentos para suprir o sistema neste momento. No Brasil, o efeito já é percebido e tende a se acentuar nos próximos anos, conforme projeção do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2024), com o corte da geração de fontes despacháveis durante a geração de fonte solar não despachável. A Figura 2.7 apresenta dados de um dia do California ISO (CAISO) ao longo dos anos, demonstrando a progressiva redução da carga líquida do sistema ao longo do dia, quando há geração fotovoltaica. Com o crescente incremento de geração fotovoltaica, o efeito torna-se mais perceptível e desafiador para os sistemas de energia, que precisam se adequar para atendimento nos momentos de maior demanda, com fontes despacháveis, aplicação que poderia ser atendida por baterias.

Figura 2.7. Curva de demanda de energia em um dia - CAISO



Fonte: IEA (2019)

Entre outras aplicações, e com grande potencial de adoção de baterias, destaca-se a arbitragem de energia em redes de distribuição. O sistema de armazenamento é carregado nos momentos de abundância de energia no sistema, em que o preço é menor, para descarregamento nos momentos de escassez, seja por restrição de escoamento ou maior carga do sistema. A adoção desta modalidade, portanto, depende da granularidade temporal do preço de energia e da estrutura tarifária aplicada, com correta sinalização econômica para os agentes que possuem sistemas de armazenamento. Tal atuação, inclusive, seria uma importante forma de retardar e/ou reduzir os investimentos em reforços e ampliações dos sistemas de distribuição e evitar, por exemplo, episódios de sobretensão no alimentador.

Devido à flexibilidade operativa e possibilidade de desempenhar diversas funções, um tema relevante e cerne na discussão da regulamentação em diversos países para as baterias em aplicações estacionárias refere-se à estrutura de remuneração por serviços prestados ao sistema, o que é endereçado muitas vezes pelo empilhamento de receitas. A depender da atuação pretendida, o dispositivo poderá ficar ocioso por grande parte do tempo, ocasião em que poderia prestar outros tipos de serviços remunerados para o sistema elétrico, incrementando o benefício econômico do investimento realizado.

2.3.2 Contexto brasileiro

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atenta ao tema, realizou uma Tomada de Subsídios em 2020 (Tomada de Subsídios ANEEL nº 11/2020), para verificar as principais alterações regulatórias necessárias para a inserção de sistemas de armazenamento no Brasil. De posse da Análise de Impacto Regulatório, a Agência segmentou a discussão do tema em três ciclos, com a realização de consultas públicas para cada um deles, sendo que em 2025 foi concluída a segunda fase da Consulta Pública ANEEL nº 039/2023, correspondente ao primeiro ciclo, que se concentra na caracterização dos recursos de armazenamento e definição dos serviços passíveis de serem prestados. Estão em análise os sistemas de armazenamento em geral, incluso o SAEB, e de outras tecnologias em que o Brasil tem grande potencial, como usinas hidráulicas reversíveis. Ademais, destaca-se a importância de alteração regulatória para a previsão de inclusão de agentes armazenadores, para permitir a contratação de prestadores de serviços específicos, visando aumentar a confiabilidade e flexibilidade do sistema elétrico.

Em 2026, segundo projeção do Ministério de Minas e Energia (MME) há possibilidade de realização de um Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), exclusivo para SAEB, em que os empreendimentos vencedores deverão despachar quando solicitados pelo ONS, em especial no horário de ponta, suprindo potência ao sistema ao passo que seriam remunerados por uma receita fixa durante 10 anos de operação. Tal certame, se confirmado, poderia ser um importante catalisador para o SAEB no Brasil, pois será destinado para sistemas de 30 MW ou superiores. O Brasil atualmente contém apenas um projeto em operação comercial deste porte, implementado como um ativo de transmissão de reforço na subestação Registro, em São Paulo, com o intuito de reduzir os picos de carga, com a injeção de potência adicional no sistema durante os períodos críticos, ou seja, durante os meses de verão no litoral, evitando obras mais dispendiosas para adequar o fluxo de carga na região para atender poucos meses no ano.

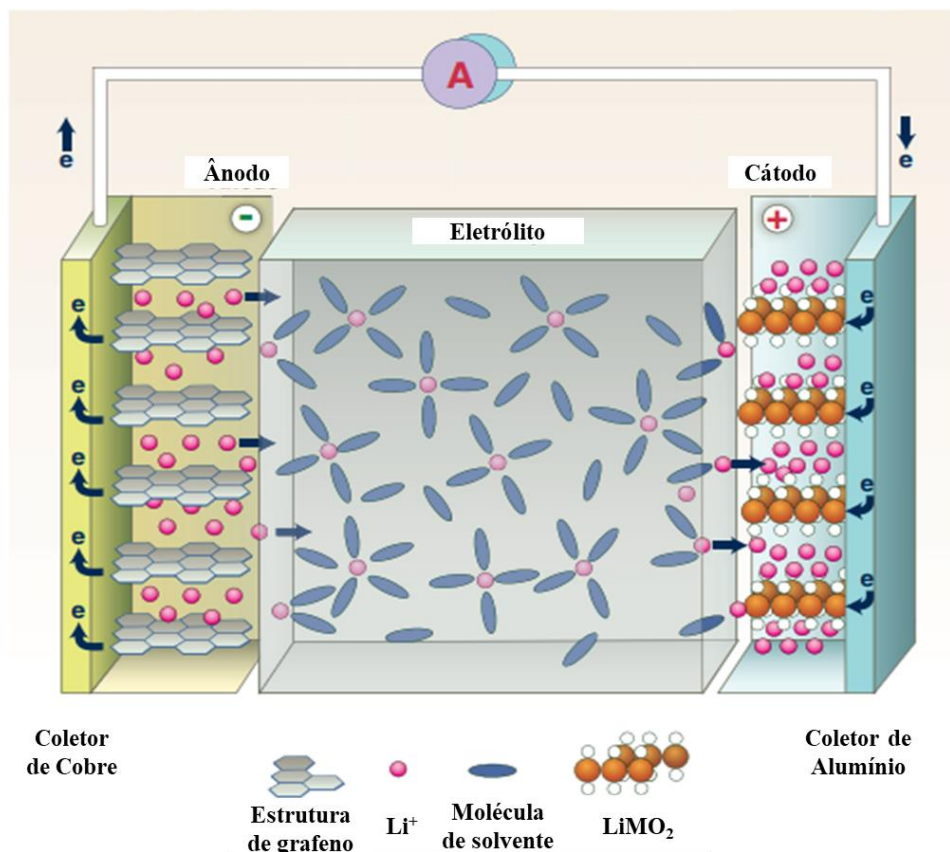
2.4 Discussões e conclusões

O crescimento do uso de eletricidade na matriz energética e a inserção de fontes renováveis para geração de energia tem imposto a demanda crescente por SAEB, seja para equipar veículos elétricos ou para garantir confiabilidade e flexibilidade para sistemas de energia. Neste contexto, as baterias de íon-lítio despontam nos últimos anos como os dispositivos mais adotados para esses fins, tornando fundamental aprofundar o conhecimento sobre o seu funcionamento e particularidades.

3 BATERIAS DE ÍON-LÍTIO

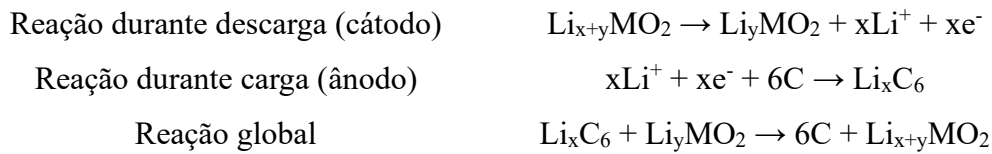
As baterias de íon-lítio já são comercializadas há algumas décadas. KHAN et al. (2023) apresenta um histórico completo desde a descoberta do elemento químico lítio e a caracterização de suas propriedades eletroquímicas no século XIX, culminando com a comercialização de baterias de íon-lítio no início dos anos 1990. São dispositivos compostos por células eletroquímicas ligadas em série e/ou paralelo, com dois eletrodos – um positivo, cátodo, e outro negativo, ânodo – separados por uma membrana porosa, imersos em um eletrólito líquido ou em gel, com funcionamento por meio de reações químicas de oxidação e redução. A membrana desempenha importante papel, por evitar o curto-circuito entre eletrodos e permitir a passagem de íons entre os polos, enquanto o eletrólito é composto, em geral, por soluções orgânicas com sais de lítio, como o hexafluorofosfato (LiPF_6), hexafluorarsenato (LiAsF_6), perclorato (LiClO_4), entre outros (KHAN et al., 2023; ROUHOLAMINI et al., 2022; NARULA et al., 2011). A Figura 3.1 exibe diagrama com os componentes de uma bateria e representação do processo de descarga, quando há deslocamento dos íons de lítio do ânodo para o cátodo através do eletrólito.

Figura 3.1. Esquema de uma bateria de íon-lítio em processo de descarga



Fonte: adaptado de DUNN et al. (2011)

Durante o funcionamento da bateria, na fase de carga, os íons de lítio se movem do cátodo, geralmente formado por óxidos de lítio ($\text{Li}_{x+y}\text{MO}_2$) em combinação com outros metais como níquel, manganês, cobalto e alumínio, para o ânodo, composto à base de carbono, como o grafite (Li_xC_6) (NARULA et al., 2011). Durante o descarregamento, a partir de reações de oxidação e redução, ocorre a liberação de elétrons e consequente formação de corrente elétrica, em circuito externo, por diferença de potencial entre os eletrodos e o retorno de íons de lítio para o cátodo através do eletrólito. A reação global é apresentada a seguir, bem como as reações no cátodo e ânodo (SANDBERG, 2023):



Além de representar o principal componente no custo da bateria (QI et al., 2023) e conferir as características específicas para cada tipo de dispositivo, conforme Tabela 3.1, confeccionada a partir de WARNER (2019), o cátodo também está atrelado com a denominação da bateria de íon-lítio. As baterias mais comuns atualmente para aplicação em VE e sistemas estacionários são de Lítio-Ferro-Fosfato (LFP), Lítio-Níquel-Cobalto-Alumínio (NCA), Lítio-Níquel-Manganês-Cobalto (NMC), Lítio-Manganês (LMO) e Lítio-Cobalto (LCO), sendo que, em 2023 as baterias de LFP e NMC equiparam, em conjunto, 90% de VE novos comercializados (IEA, 2024a). Importante salientar que a escolha da composição do eletrólito e dos eletrodos determinam a performance e a vida útil da bateria (NARULA et al., 2011).

Tabela 3.1. Características por tipo de bateria de íon-lítio

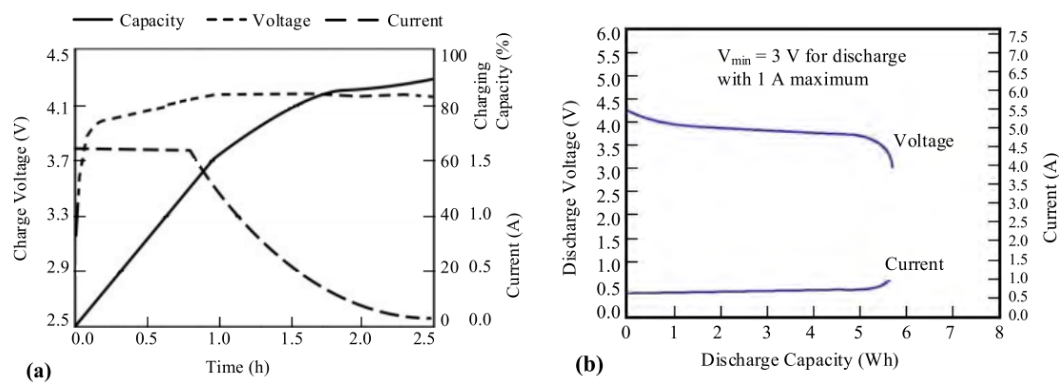
	LFP	NCA	NMC	LMO	LCO
Energia Específica (Wh/kg)	90-120	200-300	150-280	100-150	150-200
Densidade de Energia (Wh/L)	190-300	490-675	325	250-360	400-600
Densidade de Potência (W/L)	10.000	2.000	2.000-10.000	10.000	2.000
Tensão por célula (V)	3,3	3,6	3,7	3,7	3,6
Ciclos de vida útil	5.000-6.000	500	3.000-4.000	300-700	500-1.000

Fonte: elaboração própria, a partir de dados de WARNER (2019)

As baterias de LFP apresentam densidade de energia menor que as demais apresentadas, mas menor custo por não utilizar níquel nem cobalto, além de serem mais seguras em termos de estabilidade térmica e apresentar elevado número de ciclos de vida. Entre 2018 e 2023, o uso da bateria LFP em VE saltou de 10% para 40% do total de veículos vendidos (IEA, 2024a). A presença de níquel, apesar de proporcionar maior densidade de energia, reduz a vida útil da bateria e provoca problemas de estabilidade térmica (GUO et al., 2021), além do custo mais elevado.

Em termos elétricos, as baterias de íon-lítio apresentam boas características durante o funcionamento, com tensão e corrente em valores constantes por longo intervalo durante o funcionamento (ROUHOLAMINI et al., 2022). Esta faixa operacional, mais previsível e sem variações abruptas é o intervalo preferencial para operação, definindo a profundidade de descarga (DoD, do inglês *Depth of Discharge*, percentual de carga utilizada da bateria durante um ciclo) por ciclo que otimiza o tempo de vida útil da bateria. Em intervalos com o SoC muito baixo ou muito alto, há elevação ou queda abrupta de tensão e corrente que contribuem com os fenômenos de degradação das células. Em termos de tensão, conforme apresentado na Figura 3.2 extraída de HANNAN et al. (2018), há uma elevação na fase inicial de carregamento até se manter estável, enquanto no descarregamento há uma forte queda ao final da operação, acompanhada de elevação de corrente, configurando regiões que, se evitadas, reduzem os efeitos de degradação e estendem a vida útil do dispositivo.

Figura 3.2. Tensão e corrente das células de íon-lítio durante funcionamento



Fonte: HANNAN et al. (2018)

Em relação com outros tipos de baterias, as de íon-lítio apresentam pontos positivos e negativos, que justificam sua predominância para diversas aplicações atualmente. Entre os pontos positivos destacam-se a alta densidade de energia e potência, a ausência de efeito memória, a autodescarga reduzida (taxa de perda de carga da bateria quando não está em uso

ou está desconectada de um circuito) e poucos eventos de manutenção. Entre os pontos negativos são elencados a necessidade de controle e proteção, a ocorrência de avalanche térmica e o envelhecimento por ciclo de vida e vida-calendário (HANNAN et al., 2018). O comparativo entre alguns tipos de baterias é apresentado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Características por tipo de bateria

	Chumbo-Ácido	Níquel-Cádmio	Níquel-Metal Hidreto	Ferro-Cromo	Íon-Lítio
Energia Específica (Wh/kg)	30-50	45-80	60-120	20-35	90-300
Densidade de Potência (W/L)	180	150	250-1.000	70-100	2.000
Tensão por célula (V)	2,0	1,25	1,25	1,18	3,6
Ciclos de vida útil	200-300	1.500	300-500	-	300-6.000

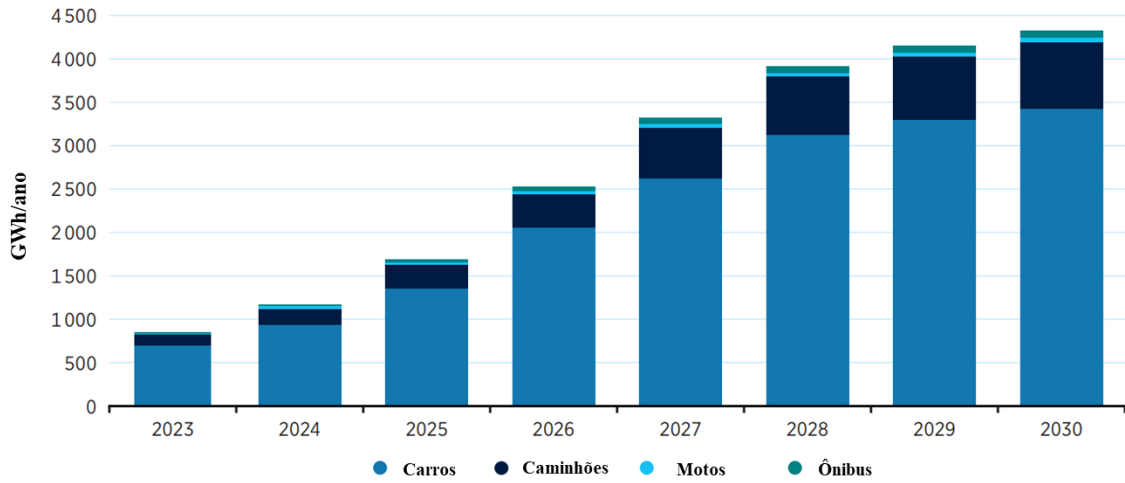
Fonte: elaboração própria, a partir de dados de WARNER (2019)

Os termos densidade de energia, razão entre quantidade de energia e volume (Wh/L), e a densidade de potência, razão entre a quantidade de potência e volume (W/L), também poderiam ser expressos em função do peso. Segundo WARNER (2019), para muitas aplicações o volume torna-se um parâmetro mais relevante para dimensionar os sistemas de armazenamento.

3.1 Mercado de baterias de íon-lítio

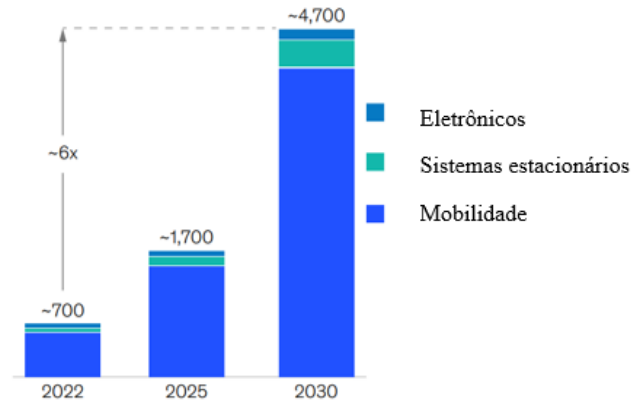
Em geral, o processo de transição energética necessita de minerais que receberam a alcunha de “críticos”, tamanha sua importância para este contexto de transformação, não só para VE, mas para a descarbonização da economia em larga escala. Espera-se um aumento de consumo expressivo até 2030 destes materiais. Tomando como exemplo o lítio e comparando com os dados verificados em 2023, a demanda crescerá em até 3 vezes, atingindo de 2,5 a 3 Megatoneladas/ano ao final da presente década, sendo que 82% da demanda será destinada para baterias de VE, sendo a evolução demonstrada a partir da Figura 3.3 (IRENA, 2024a). Em termos de outras aplicações, destacam-se a aplicação em sistemas estacionários de energia elétrica e em equipamentos eletrônicos, com a demanda total alcançando 4.700 GWh/ano, conforme apresentado na Figura 3.4 (MCKINSEY, 2023).

Figura 3.3. Demanda estimada de baterias de íon-lítio para VE - Cenário 1,5°C



Fonte: adaptado de IRENA (2024a)

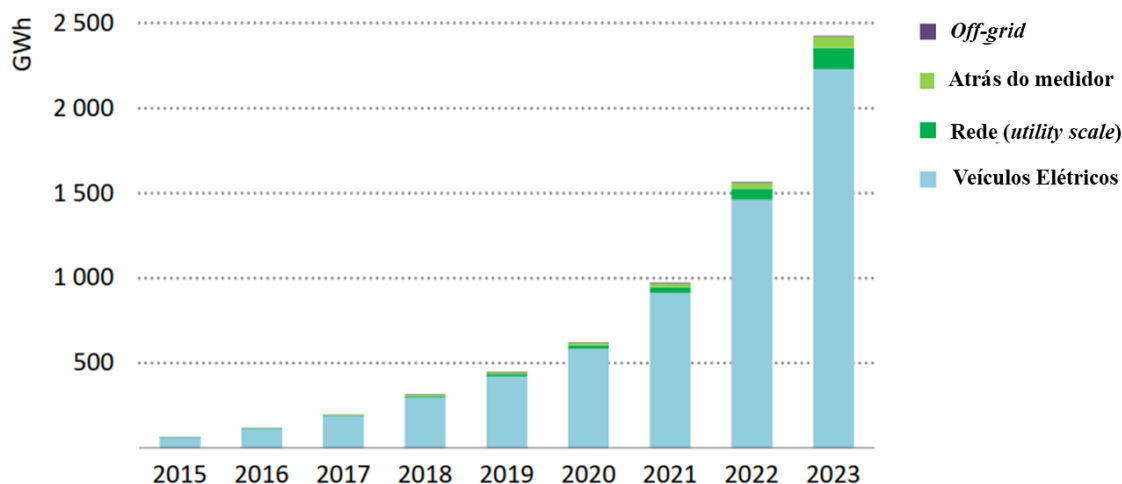
Figura 3.4. Demanda de baterias de íon-lítio por aplicação



Fonte: adaptado de MCKINSEY (2023)

Nos últimos anos a demanda por baterias de íon-lítio tem sido crescente. Em 2023, o total acumulado em operação alcançou 2.400 GWh, em movimento acelerado a partir da segunda metade da década de 2010, conforme a Figura 3.5, extraída de IEA (2024a), em conformidade com a redução de preços experimentada a cada ano, de quase 400% em dez anos.

Figura 3.5. Volume acumulado de baterias de íon-lítio em operação, por tipo de aplicação



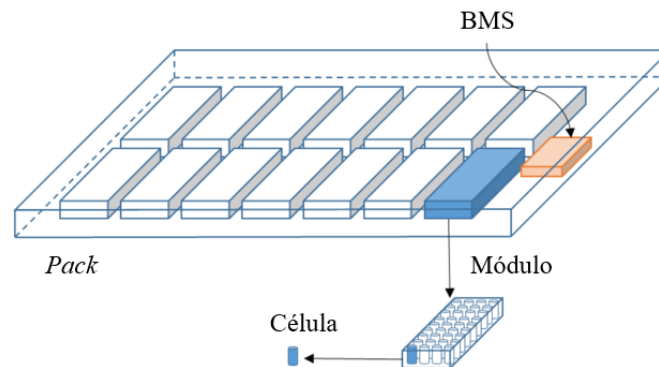
Fonte: adaptado de IEA (2024a)

3.2 Aplicações em VE

Conforme apresentado na seção 2.2, os primeiros veículos elétricos remontam ao século XIX e ganharam impulso com a utilização de baterias recarregáveis de chumbo-ácido. Mais recentemente, além de bateria de chumbo-ácido, foram adotadas outras tecnologias, como níquel-cádmio e níquel-metal-hidreto, até finalmente ser adotada a bateria de íon-lítio em maior escala a partir da década de 2010 e que domina o mercado de VE atualmente (KHAN et al., 2023). De forma geral, as baterias veiculares devem suprir diversos requisitos exigidos para esta aplicação, como fornecer energia suficiente para a aceleração, trabalhar em ampla faixa de temperaturas com segurança e possuir vida útil longa capaz de grande quantidade de ciclos. Para tanto, outros requisitos são desejáveis, como a elevada densidade energética (armazenar grande quantidade de energia em dispositivos sem excessos de peso ou volume), a possibilidade de recarga rápida e também preço competitivo em relação aos veículos de motor à combustão interna.

Em termos de configurações, os dispositivos são formados por células, organizadas em módulos e *packs*, envoltos em estrutura de segurança e com a presença de sistemas de controle eletrônico e monitoramento de tensão, corrente e temperatura. A geometria de células, módulos e *packs* podem variar significativamente entre fabricantes, bem como a configuração em série ou paralelo, e coexistir em um mesmo dispositivo sem prejuízo para o funcionamento do veículo (KELLY e WINJOBI, 2020). A Figura 3.6 ilustra a estrutura das baterias de um VE.

Figura 3.6. Estrutura das baterias de íon-lítio



Fonte: adaptado de KELLY e WINJOBI (2020)

Segundo definição do United States Advanced Battery Consortium (USABC) o final de vida útil da bateria para aplicação motora é alcançado quando há redução para 80% da capacidade original, potência original ou profundidade de descarga. Neste momento, estima-se que a degradação da bateria não permite que todos os requisitos necessários para um VE sejam atendidos, suscitando a substituição da bateria. Entretanto, este valor foi definido ainda na década de 1990, quando os veículos eram equipados com baterias de níquel. Estudos posteriores, entretanto, questionam esse valor. Segundo SAXENA et al. (2015), baterias com 80% de capacidade ainda suprem os requisitos para mais de 65% dos motoristas americanos, e segundo LI et al. (2023), a definição de um percentual fixo de SoH para determinar o final da aplicação veicular é questionável. Portanto, o critério de final de vida útil de baterias de íon-lítio para VE ainda carece de mais estudos e de uma reavaliação, diante da evolução dos dispositivos nos últimos anos (PATEL et al., 2024).

3.3 Envelhecimento, degradação e vida útil

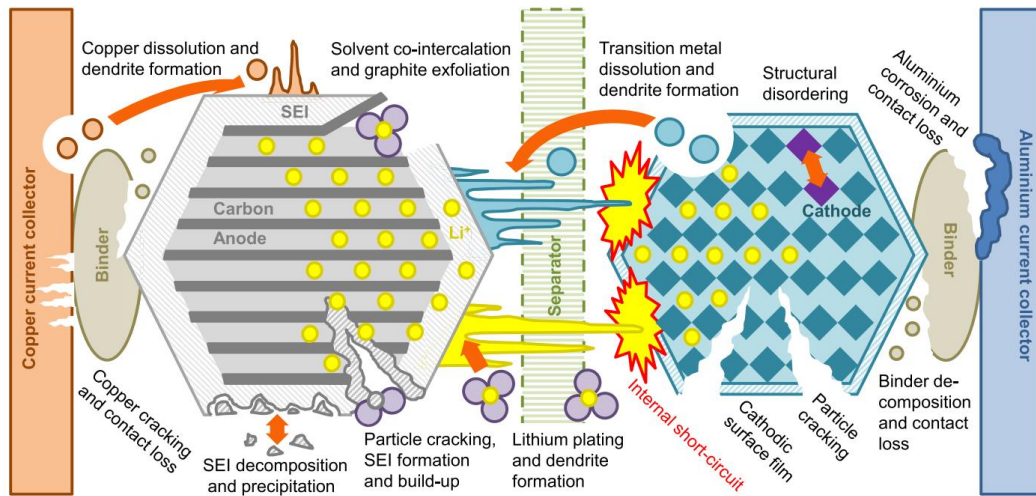
Um dos pontos de atenção de baterias de íon-lítio está relacionado com o envelhecimento e degradação, seja com o passar do tempo ou das formas de uso. A vida da bateria é associada a duas condições: envelhecimento por ciclo e envelhecimento por calendário. Os ciclos de vida correspondem ao número de ciclos de carga e descarga que a bateria oferece, e o calendário contempla o tempo transcorrido (MOREIRA et al., 2023; BARRÉ et al., 2013; SCHADE e EGGING-BRATSETH, 2024). Os mecanismos de degradação da vida-calendário são influenciados pela temperatura e pelo SoC. BARRÉ et al. (2013) revisa vários aspectos sobre os mecanismos e estimativas de envelhecimento da bateria de íon de lítio.

Por ser um dispositivo com flexibilidade operativa, a degradação e vida útil da bateria podem variar significativamente a depender do uso, carregamento e tempo que permanece em espera (GUO et al., 2021).

Para melhor compreensão dos fenômenos de degradação, na literatura é possível verificar a classificação dos efeitos em três categorias: (i) perda de material ativo dos eletrodos (*loss of active material*, LAM); (ii) perda de quantidade de lítio (*loss of lithium inventory*, LLI), e; (iii) perda de condutividade (*conductivity loss*, CL) (JINLEI et al., 2019; CORON et al., 2020; TASNIM MOWRI et al., 2024). Os mecanismos que envolvem a redução de íons cicláveis, que possuem papel fundamental na capacidade de armazenamento e propriedades elétricas das baterias, estão relacionados ao LLI. Corrosão nos coletores e agentes aglutinantes estão associados ao CL. A redução de materiais ativos nos eletrodos está associada ao LAM.

Os mecanismos de degradação mais comuns que acometem às baterias de íon-lítio podem ser classificados entre aqueles que ocorrem no ânodo: (i) aumento do SEI (*solid electrolyte interface*); (ii) quebra nas partículas e esfoliação de grafite e; (iii) formação de lítio metálico. Outros mecanismos de degradação podem ocorrer no cátodo: (i) dissolução de metal de transição; (ii) aumento da interface de cátodo eletrolítica; (iii) quebra nas partículas; (iv) desordem estrutural a partir de reações com os íons de lítio e; (v) retenção de lítio (COLLATH et al., 2022). Estes mecanismos ocorrem com maior frequência em casos de estresse na operação da bateria. No caso de VE, isto inclui os hábitos do condutor e condições impostas à bateria relacionadas com DoD, SoC, temperatura, percurso, tráfego, tempo de inatividade, entre outros (BIRKL et al., 2017). Os sinais de envelhecimento são demonstrados também com a elevação da resistência interna (NUNES et al., 2023; HOSSAIN et al., 2019), o que se configura como o principal problema para baterias na aplicação de tração motora. HAN et al. (2019) apresenta as influências que a temperatura, SoC e corrente tem sobre os mecanismos de degradação de acordo com o uso da bateria. A Figura 3.7 apresenta os principais mecanismos de degradação observados, extraído de (BIRKL et al., 2017).

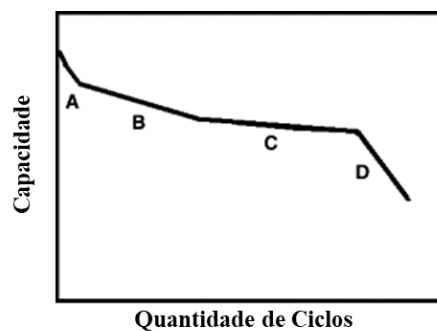
Figura 3.7. Principais mecanismos de degradação



Fonte: BIRKL et al. (2017)

Em linhas gerais, a degradação não segue um perfil linear ao longo do uso da bateria, sendo mais acelerada nos primeiros ciclos, entre 50 e 100 ciclos, devido a formação de SEI. Contudo, a partir deste momento muitos fatores e reações internas podem interferir na degradação percebida, inclusive por depender das condições de utilização. Vencido o período inicial, a degradação tende a ser menor nos ciclos seguintes para depois acelerar rapidamente até atingir o final de vida útil do dispositivo (XU et al., 2016). O perfil de degradação com as fases de degradação é apresentado na Figura 3.8, extraída de SPOTNITZ (2003), que retrata um perfil linear mais acelerado até o ponto A, menos acelerado e linear entre B e C, e novamente mais acelerado no ponto D até o final de vida útil, denominado de *knee point*. Embora não exista ainda entendimento claro na literatura sobre este efeito, indica o final de vida útil da bateria, pois a capacidade de armazenamento cai rapidamente e há riscos para a segurança do dispositivo e, conseqüentemente, da operação (GU et al., 2024).

Figura 3.8. Perfil de degradação



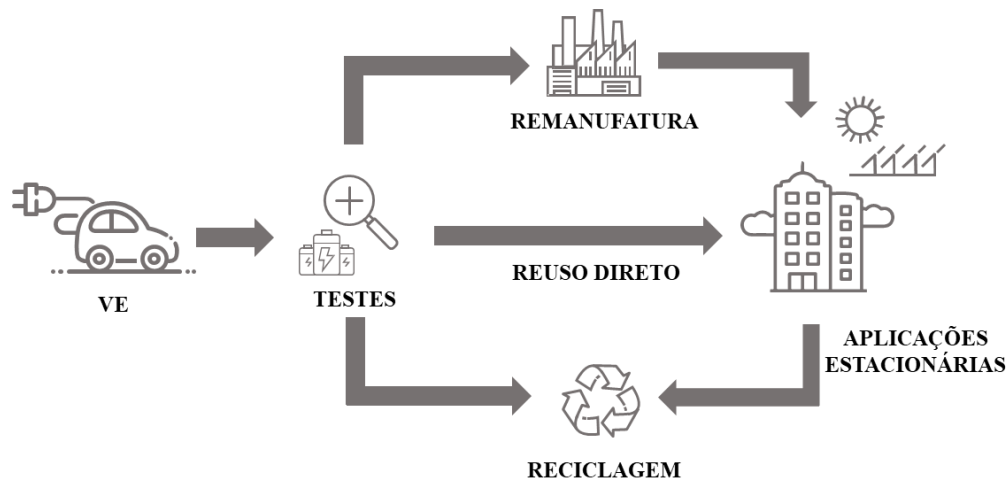
Fonte: adaptado de SPOTNITZ (2003)

3.4 Baterias de segunda vida

Na literatura existem diversos estudos que identificam a oportunidade para a utilização de SLB (CASALS et al., 2019; ZHAO et al., 2021; SARKER et al., 2024; PATEL et al., 2024), em virtude da estimativa da quantidade de baterias que chegarão ao final de vida útil para tração motora nos anos vindouros. Segundo SARKER et al. (2024), estima-se que até 2025 serão retiradas 2 milhões de baterias de VE, um número que continuará aumentando e chegará ao ano de 2040 com o total 18 milhões de unidades retiradas. Ressalta-se que os números são previsões, impactados pelo crescimento esperado na venda de novos veículos, mas há diversas projeções que indicam a mesma ordem de grandeza, totalizando mais de 100 a 200 GWh até o ano de 2030 (IEA, 2024b; ZHU et al., 2021). Vislumbrar o reuso de baterias provenientes de VE em uma segunda aplicação não é uma novidade, sendo os primeiros estudos realizados ainda ao final da década de 1990 a partir de veículos híbridos equipados com baterias de Níquel-Metal-Hidreto (NiMH), em que a performance foi comparada com baterias de chumbo-ácido (CREADY et al., 2003), e atualmente já são realizados estudos com baterias de íon-lítio.

Após atingir o encerramento da primeira vida veicular, quando a bateria se torna insuficiente para suprir todos os requisitos desta aplicação, a viabilidade para utilização em segunda aplicação deve considerar diversos fatores, tais como o benefício econômico gerado pela adoção de SLB em comparação com uma bateria nova, a condição remanescente da bateria após a primeira vida definida pelo SoH e RUL estimados, a definição por qual tipo de segunda aplicação a bateria já usada é indicada, assim como as questões ambientais para reciclagem. A Figura 3.9 exibe um diagrama geral de *roadmap* com as principais etapas para a utilização de baterias de VE numa segunda aplicação.

Figura 3.9. *Roadmap* para utilização de SLB



Fonte: elaboração própria

O processo de reutilização de baterias envolve inicialmente a sua retirada do VE, a coleta e transporte dos dispositivos para o local de realização de testes de desempenho, mecânicos, eletroquímicos e de segurança, para classificá-las. Na etapa seguinte opta-se: (i) pelo descarte e encaminhamento para reciclagem, quando o estado de saúde não é apropriado para continuar em operação; (ii) pelo reuso direto sem intervenção ou, ainda; (iii) pela desmontagem e manipulação do *pack*, aliados com processos de remanufatura das baterias, com a possibilidade de reaproveitamento de células e módulos que, embora com o custo adicional deste processo, irão fornecer baterias em melhores condições. Após estas etapas, os dispositivos aptos podem ser comercializados e transportados ao local da nova aplicação, neste caso em sistemas estacionários. É interessante observar que o estado de saúde da bateria ao final da primeira aplicação e os requisitos de desempenho da segunda aplicação impõem um *trade-off* específico para cada tipo de aplicação de segunda vida que deve ser investigado. Este ciclo tende a ganhar escala nos próximos anos, quando a quantidade de baterias ao final de vida útil tende a aumentar, impondo desafios para o descarte e reciclagem, o que contribuiria para a sua viabilidade.

A literatura apresenta algumas recomendações para o desenvolvimento de um mercado para SLB (RUFINO JÚNIOR et al, 2023; HOSSAIN et al., 2019) que pode ser estimado, segundo ARIOLI et al. (2021), a partir da projeção que 60% dos *packs* retirados de VE serão aptos para utilização em segunda aplicação. A busca por uma solução ótima que envolva a escolha de baterias formada por células similares, com mesma composição química de seus elementos, capacidade e níveis de tensão semelhantes são desejáveis e podem contribuir para garantir melhor desempenho, além de estender a vida útil na segunda aplicação (LIESKOSKI et al., 2024). Os dados de SoH provenientes do BMS podem ser extraídos como uma estimativa inicial da condição da bateria, mas não devem ser utilizados de forma isolada, e outros testes adicionais devem ser realizados, por meio de métodos experimentais diretos, com medição de resistência interna e capacidade, e indiretos, como a análise da curva de carga (LI et al., 2023). Como não há ainda padronização de testes a serem realizados para estimativa do SoH, inicialmente a forma mais econômica de seleção de baterias pode-se basear nos registros do BMS e em métodos de *machine learning* para análise e interpretação mais assertiva (BÖRNER et al., 2022), o que tende a melhorar nos próximos anos com uma base de dados mais robusta.

A condição de SoH ao final da primeira aplicação da bateria depende de diversos fatores como a temperatura de operação no primeiro uso, a forma de dirigir do condutor do veículo, os intervalos de inatividade, se os limites de DoD foram respeitados e a quantidade de ciclos já experimentada pela bateria. Todas estas características, de formas isoladas ou combinadas,

afetam a vida útil remanescente e o nível de degradação apresentado, sendo que alguns estudos sugerem que as SLB teriam ainda 10 anos de uso na segunda aplicação, o que seria prazo promissor para a viabilidade da solução (NOVÁKOVÁ et al., 2023; KELLY e WINJOBI, 2020). No entanto, o RUL depende de muitos fatores, como a definição da aplicação da SLB, as condições de operação, o comportamento da degradação da bateria na segunda vida e a estimativa do SoH realizada (ZHU et al., 2021).

Para comprovar essas aplicações muitos projetos têm sido desenvolvidos com SLB e são apresentados na Tabela 3.3, observando-se, de forma geral, a participação de fabricantes de baterias ou de VE e a parceria com empresas de energia elétrica, demonstrando o interesse no tema e a cooperação para viabilizar a utilização de SLB (ZHU et al., 2021; NOVÁKOVÁ et al., 2023; TAO et al., 2022; LI et al., 2023; PATEL et al., 2024).

Tabela 3.3. Lista de projetos de SLB

Montadora	Parceiro	Pot. (kW)	Capacidade (kWh)	Ano	Aplicação	País
Ford	Duke Energy, Itochu		2.000	2010	Energia renovável, recarga rápida	Japão e Estados Unidos
GM	ABB	25	50	2012	Suprimento de potência, energia renovável	Estados Unidos
Nissan	Sumitomo, 4R Energy	600	400	2013	Serviços de rede, energia renovável, armazenamento	Japão
Nissan	Eaton, CEA, EPFL, ICTroom, Credit Suisse, University of Trento			2014	Data center	
BMW	UC San Diego	108	180	2014-2017	Recarga rápida	Estados Unidos
Nissan	Relectrify		60	2015	Serviços de rede, energia renovável	Estados Unidos, Austrália
GM			17,1	2015	Data center, energia renovável	
BMW	Beck Automation		22 ou 33	2016	Residencial	Canadá
BMW	Vattenfall, Bosch	2.000	2.800	2016	Energia renovável, serviços de rede	Alemanha

(continua)

Tabela 3.3. Lista de projetos de SLB

(continuação)

Montadora	Parceiro	Pot. (kW)	Capacidade (kWh)	Ano	Aplicação	País
Mercedes-Benz	Getec Energie, The Mobility House, Remondis	12.000	13.000	2016	Planta de reciclagem	Alemanha
Nissan	Amsterdam Arena		5.600	2016	Back-up	Holanda
Renault	Powervault			2017	Energia renovável, estabilidade rede	Japão
Renault	United Technologies Research Centre Ireland		88	2017	Energia renovável, arbitragem	União Europeia
Renault	City of Terni, ASM Terni		66	2017	Arbitragem, serviços de rede, estabilidade de rede, energia renovável	Itália
Nissan	Eaton		4,2	2017	Residencial	Reino Unido
Nissan	Gateshead College, United Technologies Research Centre Ireland		48	2017	Energia renovável	Reino Unido
Nissan			192	2017	Recarga VE, energia renovável	França
Nissan	Eaton, The Mobility House	4.000	4.000	2017	Arbitragem, back-up	Holanda
BMW	Vattenfall	50	12	2018	Recarga rápida	Alemanha
BMW	Evgo	30	44	2018	Recarga VE	Estados Unidos
Renault	Nidec, The Mobility House		50.000	2018	Back-up	França
Renault	Connected Energy		360	2018	Recarga rápida	Reino Unido
Renault	Morbihan Energies, Les Cars Bleus, Enedis			2018	Sistema isolado	França
Renault	Empresa de Electricidade da Madeira, The Mobility House, Bouygues Energies et Services, ABB			2018	Sistema isolado	Portugal

(continua)

Tabela 3.3. Lista de projetos de SLB

(continuação)

Montadora	Parceiro	Pot. (kW)	Capacidade (kWh)	Ano	Aplicação	País
Audi	Belectric	1.900	22.000	2018	Energia renovável, serviços de rede	Reino Unido, Alemanha
Toyota	Chubu Electric Power, Tokyo Electric	10.000		2018	Potência	Japão
Toyota	Jera	485	1.260	2018	Potência	Japão
Nissan	The Mobility House, Empresa de Electricidade da Madeira			2018	Sistema isolado	Portugal
Nissan	Sumitomo, 4R Energy			2018	Substituição de baterias	
Toyota	Seven Eleven		10	2018	Back-up	
Nissan	EDF			2018	Arbitragem	Reino Unido
Volvo	Goteborg Energi, Riksbyggen, Johannesburg, Science Park		200	2018	Residencial	Alemanha, África do Sul
Nissan			0,7	2019	Sistema isolado	
Nissan	Eaton, BAM, The Mobility House	3.000	2.800	2019	Serviços de rede	Holanda
Daimler	BAIC		40.000	2019		China
BYD	Itochu		1.000	2019	Armazenamento	Austrália
	BAK, China Southern Grid	15	7.000	2019	Armazenamento	China
Renault	Engie, Umicore	1.200	720	2019	Armazenamento	Bélgica
Audi	EnBW			2020	Armazenamento	Alemanha
GM	SAIC, Wulin	250	1.000	2020	Armazenamento	China
Renault	SmartHubs	50-70.000	14.500-60.000	2020	Residencial, armazenamento	Reino Unido
Renault	Nidec, The Mobility House, Demeter, Banque des Territoires		50.000	2020	Residencial, armazenamento	França
Renault	Connected Energy		360-1.200	2020	Recarga rápida, energia renovável, armazenamento	Bélgica

(continua)

Tabela 3.3. Lista de projetos de SLB

(continuação)

Montadora	Parceiro	Pot. (kW)	Capacidade (kWh)	Ano	Aplicação	País
Renault	City of Kempten, The Allgäuer Überlandwerk		95	2020	Energia renovável	Alemanha
Toyota	Eurus Energy, Tokyo Electric Power	1.000	3.000	2020	Armazenamento	Japão
Volvo	Batteryloop		200	2020	Energia renovável	Suécia
Audi	RWE		4.500	2021	Energia Renovável	Alemanha
Renault	Eco2Charge		66	2021	Energia Renovável	França
Mitsubishi, PSA	EDF, Forsee Power			2022	Energia Renovável	França
Mercedes-Benz	Moment Energy		60	2022	Energia Renovável	Canadá
Honda	B2U	3.000	12.000	2023	Energia Renovável	Estados Unidos
Mercedes-Benz	Batteryloop	2.800	2.600	2023	Residencial	Suécia
	Connected Energy, Engie, Innovate United Kingdom, EU	600	600	2023	V2G	Reino Unido
Mercedes-Benz	Envon		26.000	2023		Noruega
Nissan, Tesla, Ford, Chevy	B2U		28.000	2023	Serviços de rede	Estados Unidos
Renault	Swarco Smart Charging, Connected Energy	300		2023	Recarga de VE	Reino Unido
Audi	Mobility House	1.250	1.900	2023	Recarga de VE, serviços de rede	Alemanha
BMW	UC San Diego	100	60	2023	Energia renovável	Estados Unidos
BMW	Tricera		100-2.000	2023	Arbitragem, serviços de rede, energia renovável	Alemanha
Forsee	Connected Energy		40.000	2024	Armazenamento	Reino Unido

Fonte: elaboração própria

Por se tratar de uma oportunidade ainda em desenvolvimento, a adoção de SLB enfrenta alguns desafios que precisam ser superados. LAM et al. (2022) elenca os principais pontos, em contexto de comparação entre a adoção de uma bateria nova e uma SLB. SANDBERG (2023) aponta também a necessidade de compartilhamento de dados entre os diversos elos da cadeia, o que incluiria o histórico da aplicação veicular e evolução dos parâmetros internos, tais como resistência interna, histórico de carregamento/descarregamento, eventos de elevação de temperatura, entre outros, que poderiam ser registrados no BMS, o que envolveria sobretudo o papel das montadoras e fabricantes, e que se procura endereçar, como no caso de criação de passaporte digital da bateria, projeto ainda em desenvolvimento e que também enfrenta desafios (PATEL et al., 2024; BERGER et al., 2023). A seguir são elencados os principais desafios e as oportunidades esperadas para a difusão do mercado de SLB.

3.4.1 Aspectos ambientais

A utilização de SLB é importante por aspectos ambientais, consistindo em um dos principais motivadores para sua adoção, pois reduz a necessidade de fabricação de novas baterias, que envolve esforços para a extração e manufatura de novos dispositivos, processos dispendiosos e que possuem relevante impacto ambiental (HARAM et al., 2023). Além disso, o reuso de baterias envolve, ao estender a vida útil da bateria, a postergação dos eventos de descarte e de reciclagem, sendo que processos atuais, ainda em desenvolvimento, poderiam se tornar mais eficientes no futuro, com taxas mais elevadas de recuperação de materiais para produção de novas baterias (SUN et al., 2018). Salienta-se que os principais metais envolvidos na fabricação de baterias são considerados como críticos para a transição energética (KOTAK et al., 2021), dependentes de processos mais onerosos para obtenção. HARAM et al. (2023) consolida as informações de recursos envolvidos para fabricação de novas baterias, entre metais e processo minerário, água e a quantidade de CO₂ liberado. O benefício ambiental da utilização de SLB é estudado na literatura (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018) e também deve ser considerado no estudo para viabilização de modelos de negócio, consistindo em um incentivo para a criação de um ambiente favorável para o uso de SLB.

O crescimento da quantidade de VE nos últimos anos e a expectativa do número de baterias que atingirão o final de vida útil acrescentam certa urgência na necessidade de expansão de centros de reciclagem, ao mesmo tempo que se apresenta como uma oportunidade de negócio, com a perspectiva de ganho de escala (ZHAO et al., 2021; MEEGODA et al., 2024). Com o crescimento exponencial na quantidade de VE apresentado nos últimos anos, há certo

receio que as unidades de reciclagem tenham dificuldade em oferecer capacidade suficiente para processar esta grande quantidade de baterias, criando um gargalo no modelo de negócio hoje existente, quando não é considerada a segunda aplicação como uma possibilidade.

3.4.2 Aspectos técnicos

CREADY et al. (2003) e DONG et al. (2023) elencam os principais desafios técnicos que precisam ser superados para a consolidação de SLB: (i) necessidade de realizar testes para estimar a performance remanescente das baterias; (ii) dificuldade de obter módulos com capacidade similar para montar os *racks* para operações maiores, o que pode ser mitigado por meio de sistemas de menor porte ou menos exigentes durante a operação; (iii) falta de padronização das baterias e dos fabricantes de veículos; (iv) viabilidade para desenvolvimento e substituição de sistemas de controle, como o BMS, customizado para o novo arranjo de baterias e aplicação. Em termos de segurança e otimização da operação, o BMS possui papel fundamental para a SLB, ao controlar o nível de carga e descarga de células não uniformes (capacidades, fabricantes e composição) e com diferentes estágios de degradação (SANDBERG, 2023). Além destes pontos, há também os desafios adicionais em caso de desmembramento da bateria e de remanufatura.

Ao retomar a Figura 3.9 nota-se que o ponto de decisão para a destinação das baterias retiradas dos VE envolve, em um primeiro momento, a verificação do estado de saúde, da definição da aplicação possível para a segunda vida e do tempo estimado de vida útil remanescente, sendo que este último tem relação com as condições de degradação durante a operação da SLB, a partir de estimativa do comportamento esperado durante a segunda vida (ZHU et al., 2021; PATEL et al., 2024). A utilização de baterias extraídas de VE de forma direta, sem grandes intervenções no *pack*, é uma solução de menor custo e mais segura, por evitar a manipulação dos dispositivos. Entretanto, deve ser levado em conta que o desempenho pode ser limitado pelo módulo ou célula em pior condição e que o *pack* a ser reutilizado foi desenvolvido para aplicação em tração motora e que serão necessários outros componentes para utilização em sistemas estacionários, como sistemas de refrigeração, conversores de tensão contínua para conexão em paralelo para obtenção de sistemas maiores e atualizações do BMS, para contemplar a nova configuração. A remanufatura a partir de módulos exige um custo adicional para abrir o *pack* e realizar testes para obtenção de componentes com desempenho semelhante, para montar os novos bancos de baterias que podem ser dimensionados adequadamente para a aplicação desejada. Neste caso, o desempenho do dispositivo estará

limitado à performance da pior célula. Por fim, a remanufatura a partir de células permite a destinação da bateria para aplicação em sistemas menores, embora os custos para manipulação e testes seja mais elevado e aumenta-se o risco de danificar o material durante a manipulação, ao passo que se aumenta o desempenho do sistema (MONTES et al., 2022; SANDBERG, 2023).

O processo de envelhecimento em SLB podem ser mais complexos do que em baterias novas e mais difícil previsão (LAM et al., 2022; ZHU et al., 2021; COLARULLO e THAKUR, 2022), o que pode impactar a viabilidade de sua utilização ao, por exemplo, provocar o encerramento da aplicação em sistemas estacionários de forma precoce. O envelhecimento em SLB é discutido na seção 3.4.3. Apesar da realização de testes, e embora apenas a estimativa de SoH não seja a única medida para garantir o desempenho da SLB, o estado de saúde já pode apontar preliminarmente a nova aplicação mais adequada e dimensionar o sistema necessário para atendê-la (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018; LAM et al., 2022), por meio de requisitos de capacidade e potência (PATEL et al., 2024). Os testes a serem realizados para estimativa do estado de saúde da bateria são apresentados na seção 3.4.4. Atualmente há grande diversidade de sistemas de baterias entre os modelos de VE, com *packs*, módulos e células com especificidades dos fabricantes, o que torna difícil a uniformização de testes e definição de referência de custos para a análise de SoH e de custos com a remanufatura (FRANK et al., 2024). Esta falta de padronização entre os fabricantes de baterias torna custoso o processo de avaliação das baterias recebidas, acrescentando dificuldade para interpretação de dados e para utilização de métodos de analíticos, assim como a ausência de uma norma unificada para avaliação das baterias. Padronização na fabricação de baterias, de diagnóstico e de monitoramento de saúde poderiam simplificar o processo de reuso, mas envolve em contrapartida ativa participação e coordenação dos fabricantes de baterias e de VE (OLSSON et al., 2018).

O desmembramento do *pack* e reaproveitamento de células e módulos apresentam ainda desafios técnicos para redução do custo em relação ao benefício gerado pela aplicação da SLB, em um processo que ainda não é automatizado. Soma-se, ainda, o custo para desenvolvimento ou adaptação do BMS para controle das baterias de segunda vida e aplicação diferente do originalmente previsto, em VE, o que irá garantir segurança para o funcionamento do sistema e preservação de vida útil da bateria (KELLY e WINJOBI, 2020). A adaptação do BMS deve ser de acordo com cada aplicação definida para a SLB e em caso de remanufatura, de acordo com os tipos de células e de módulos utilizados, com a função destacada de realizar o balanço

de carga entre as células. Segundo LANDER et al. (2023), a automação poderia representar uma economia de 97% nos custos para desmembramento do *pack* veicular.

A necessidade de aprofundamento e o desenvolvimento de pesquisas nos próximos anos são determinantes para atestar a viabilidade técnica das baterias e quais ações serão necessárias para melhorar o desempenho e qualidade de sistemas com SLB, bem como o estabelecimento de normas e padronização de produto e testes de desempenho. Além das questões de estado de saúde e de carga, a verificação de aspectos de segurança são fundamentais para permitir a difusão do mercado de SLB.

3.4.3 Envelhecimento e degradação

Um ponto de atenção importante para a utilização de SLB envolve a definição de previsão de degradação da bateria durante a segunda vida útil. Ao considerar que a bateria é dimensionada para uma aplicação em tração motora por vários anos e ocorre a alteração para uma aplicação diferente, com características particulares de funcionamento, torna-se fundamental entender como será o comportamento do dispositivo, seu desempenho e expectativa de vida útil remanescente. Para tanto, acessar dados históricos de uso durante a primeira vida útil é um ponto chave, uma vez que a forma como a bateria foi utilizada afeta significativamente os mecanismos de degradação que serão experimentados durante a segunda aplicação. Para ilustrar tal afirmação, a adoção de recargas rápidas em regiões de temperatura baixa, por exemplo, pode tornar preponderante o fenômeno de *lithium plating* (GU et al., 2024).

Como descrito na seção 3.3, o comportamento de degradação experimentado pela bateria é acelerado no início da utilização, depois experimenta um comportamento linear até o *knee point*, quando há uma queda brusca da performance. Na literatura são encontrados trabalhos sobre o comportamento esperado desta curva de degradação durante a segunda aplicação. Alguns autores esperam que a degradação seja reduzida (AHMADI et al., 2014), por se tratar de uma aplicação menos exigente que a tração motora, enquanto outros adotam uma degradação acelerada (DEBNATH et al., 2016; SATHRE et al., 2015; LAM et al., 2022). Ao certo, o evento de degradação preponderante durante a primeira aplicação continuará sendo o mais atuante também durante a segunda vida (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018) e que a taxa de degradação durante a segunda aplicação está mais fortemente relacionada com fatores químicos do que com a resistência interna ou capacidade remanescente da bateria (HARAM et al., 2023; TASNIM MOWRI et al., 2024). O Quadro 3.1 apresenta algumas observações encontradas na literatura sobre envelhecimento e degradação de SLB.

Além de possível desconhecimento sobre o histórico de uso durante a primeira vida, há o desafio adicional de conhecer o ponto de final de vida útil da bateria. Há na literatura a referência que se daria entre 35% a 60% de SoH (CASALS et al., 2019; ARIOLI et al., 2021; SANDBERG, 2023; GAO et al., 2024). Entretanto, o encerramento da utilização estaria relacionado também com os requisitos exigidos durante a segunda aplicação e o conhecimento do momento de *knee point*, quando a bateria encerra sua utilização e deve ser encaminhada para descarte ou reciclagem, fenômeno complexo e ainda pouco explorado na literatura (BRACO et al., 2020; GU et al., 2024).

Quadro 3.1. Observações na literatura sobre envelhecimento e degradação

Referência	Observação
DEBNATH et al., 2016	Considera degradação acelerada na segunda vida útil. Uso de multiplicador 3,3% por ano para redução do fator de capacidade. Sem prova experimental.
SATHRE et al., 2015	Taxa de degradação maior durante a segunda vida útil.
AHMADI et al., 2014	Apresentação de equação de degradação para todo o período de utilização da bateria. Início com caráter exponencial e o restante linear, com inclinação menor durante a segunda vida.
WIELAND et al., 2017	Degradação menor durante a segunda vida, com C-rate (taxa em que a bateria é carregada ou descarregada) e temperatura de operação mais suave.

Fonte: elaboração própria

3.4.4 Realização de testes

Uma etapa fundamental para a SLB envolve a determinação de seu estado de saúde e o nível de degradação, que possibilitarão definir a melhor destinação para o dispositivo. O processo se inicia com a obtenção dos dados técnicos fornecidos pelos fabricantes e caracterização da bateria a ser analisada, que inclui verificar o tipo, geometria, condições de operação (corrente e tensão), capacidade, expectativa de ciclos de vida útil e quantidade de células e módulos. O passo seguinte envolve a extração de dados do veículo, como idade, distância percorrida e outros dados como temperatura, DoD e C-rate (MONTES et al., 2022). A seguir são realizados testes, embora não exista ainda uma norma internacional específica e consolidada, que defina os requisitos necessários para certificar o estado da bateria ou para condições de segurança operacional de SLB (PATEL et al., 2024). Na literatura, uma referência

empregada é a UL 1974 - *Standard for Evaluation for Repurposing Batteries* (HARAM et al., 2023; ARIOLI et al., 2021), que define os seguintes procedimentos: a) Teste de performance: medições da capacidade remanescente, autodescarga e resistência interna; b) Testes de modelagem: coletar parâmetros para os algoritmos de SoC, SoH, balanço de carga e RUL; c) Testes de ciclagem: aplicação de condições operacionais características da segunda vida útil planejada e verificação de comportamento da bateria. Há ainda a possibilidade de verificação do histórico de manutenção do veículo, uma vez que podem ser realizados testes para verificar o estado de saúde da bateria (MONTES et al., 2022) durante as revisões programadas.

Entre os testes realizados, todos são importantes para a melhor compreensão do estado de saúde da bateria, e de forma isoladas são insuficientes para a sua caracterização. Destacam-se, o *Ah Counting* e a espectroscopia de impedância eletroquímica (*Electrochemical Impedance Spectroscopy*), sendo que esta última permite detalhada análise das características de resistência interna de uma célula e mais assertividade sobre o estágio de degradação e tem fornecido melhor parâmetro para caracterização do estado de saúde, sobretudo por estar relacionado com o nível de degradação da bateria e quando se pensa na quantidade de baterias que precisarão ser analisadas (MONTES et al., 2022; MOREIRA et al., 2023). Para a realização de testes, buscase evitar aqueles que dependem de ciclagem completa da bateria, que consomem algumas horas, para outros como maior escalabilidade, que consumiriam minutos, além de evitar a realização de procedimentos com efeito negativo para a saúde da bateria (SANDBERG, 2023; GU et al., 2024). HARAM et al. (2023) define um roteiro para análise de baterias e destinação para a segunda aplicação.

Para o processo de desmontagem dos *packs* de baterias automotivas, ainda não há norma com a definição de procedimentos (MOREIRA et al., 2023), além de ser um processo manual e exigir técnicos especializados, por questões de segurança. Na literatura, MOREIRA et al. (2023) descreve o roteiro de testes realizados em pesquisas desenvolvidas em laboratório, enquanto HELLMUTH et al. (2021) apresenta um extenso estudo do processo de desmontagem. Após a realização de testes, as baterias podem ser separadas e classificadas de acordo com seu estado e performance. O objetivo é minimizar a diferença de condição entre as diversas células e manter certa uniformidade para o novo banco a ser montado, de forma que não impacte em sua vida útil (GU et al., 2024). Tal procedimento, inclusive, reduz a necessidade de processos de remanufatura, mais dispendiosos. Os custos para remanufatura e testes contribuem de forma importante no custo global da SLB (SANDBERG, 2023).

Para definição do número de ciclos restantes até o final de vida útil da bateria, RUL, para a aplicação específica, sendo que apenas a definição do SoH é um critério insuficiente para

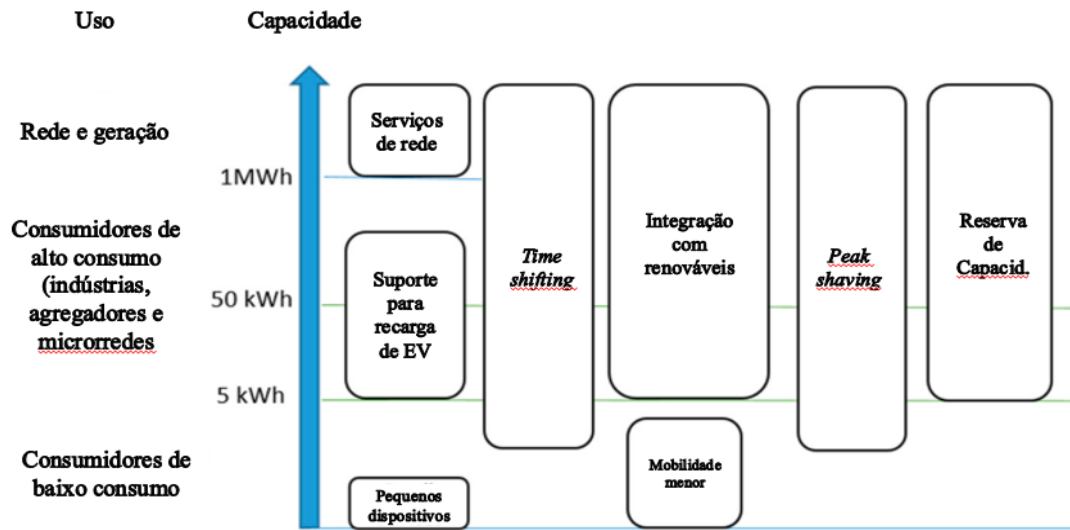
determiná-lo (PATEL et al., 2024). A estimativa do número de ciclos restantes até o final de vida útil da bateria, RUL, de acordo com a nova aplicação, pode ser realizada de duas formas, experimental ou com base na performance atual da bateria (ARIOLI et al., 2021). HASIB et al., 2021 apresenta os testes para definição do RUL, apresentando modelos baseados em quatro categorias: (i) físico; (ii) estatístico; (iii) inteligência artificial e; (iv) híbrido. Classificação semelhante também é apresentada por HARAM et al. (2021), PATEL et al. (2024) e por NOURA et al. (2020) para determinação de SoH.

3.4.5 Aplicações em sistemas de energia

Em termos de aplicações para SLB, os sistemas estacionários de armazenamento são promissores, por exigir menos das baterias que a aplicação em VE, com menor DoD, ciclagem e por trabalhar em faixa de temperatura menos susceptível à picos (FRANK et al., 2024). As principais aplicações possíveis de armazenamento em sistemas de energia são: (i) regulação de frequência (ii) estabilidade da rede e *black start* (iii) compensação das flutuações de potência na rede e otimização do suprimento de energia (iv) autoconsumo na geração distribuída, em certos casos podendo eliminar a conexão do cliente à rede (v) *peak shaving* na curva de carga (vi) recarga de VE (vii) provimento de energia firme em conjunto com a geração fotovoltaica (NOVÁKOVÁ et al., 2023).

Para a utilização de SLB são necessárias reconfiguração e remanufatura de banco de baterias, adequando-o para a aplicação pretendida. MONTES et al. (2022) propôs um diagrama com as aplicações possíveis, de acordo com o uso e capacidade desejadas, conforme exibido na Figura 3.10. A capacidade das aplicações é descrita para operações que necessitem de capacidade inferior a 5 kWh, para pequenas aplicações e DoD menor, e até superiores a 1 MWh, em especial para serviços de rede e aplicações de maior porte.

Figura 3.10. Aplicações possíveis para SLB



Fonte: adaptado de MONTES et al. (2022)

3.5 Discussões e conclusões

A demanda por baterias de íon-lítio apresenta crescimento nos últimos anos e expectativa de manutenção desse viés no futuro, sobretudo para a aplicação em VE. Tal realidade impõe o desafio de encontrar a melhor destinação para estes dispositivos quando atingirem o final de vida útil para a tração motora, quando as baterias ainda possuem até 80% de capacidade remanescente. Uma possibilidade promissora envolve a utilização com SLB, para aplicações menos exigentes, como em sistemas estacionários de energia. Para tanto, há um caminho a ser percorrido para o desenvolvimento desta solução, que precisa de mais pesquisas, para entender adequadamente os mecanismos de degradação que serão experimentados e o desenvolvimento de testes para quantificar adequadamente o SoH e RUL, antes da destinação das baterias para a segunda aplicação.

4 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA

Na seção 2.3 foi apresentada a importância da utilização do armazenamento para aplicações estacionárias, em sistemas de energia. Entretanto, o desenvolvimento dessa solução ainda encontra resistência devido ao preço de baterias e da remuneração necessária para a sua viabilidade. Vencido este obstáculo e, diante de condições regulatórias favoráveis, espera-se a maior presença deste tipo de equipamento. Uma possibilidade para favorecer e acelerar esta curva de adoção envolve o uso de SLB, que possuem o benefício de preços mais competitivos que de uma bateria nova, com bom desempenho e que ainda forneceria uma resposta adequada para as baterias em final de vida útil de VE. Para verificar a viabilidade da solução e indicar as condições necessárias para a utilização são apresentadas a seguir as técnicas empregadas para o desenvolvimento da avaliação técnico-econômica e elementos para eventual modelo de negócio, que serão adotados para estudo de caso no capítulo 5.

4.1 Avaliação técnico-econômica

A viabilidade técnico-econômica depende de vários fatores: (i) desempenho técnico satisfatório, que se configure como uma solução possível para o problema definido; (ii) custo competitivo em relação com outras soluções disponíveis no mercado; (iii) identificação de riscos, oportunidades e principais itens que podem impactar o resultado esperado. A análise realizada busca evidenciar a dificuldade atual para viabilizar projetos de SAEB com dispositivos novos e apresentar estudo de caso para a utilização de SLB. As premissas adotadas serão apresentadas em forma de sensibilidade, uma vez que, especialmente para a SLB, há certa indefinição de valores dos dispositivos e vários fatores são impactantes na viabilidade da solução, como a taxa de degradação das baterias e custos locais (GU et al., 2024), torna-se fundamental conhecer o impacto de cada parâmetro na viabilidade do projeto.

4.2 Modelo de negócio

Um modelo de negócio essencialmente visa definir uma forma que empreendedores entregam valor para clientes, que irão pagar por isso, e estes pagamentos incluem lucros que remunerarão o empreendedor (TEECE, 2010). Há diversas definições de modelos de negócio na literatura (RUFINO JÚNIOR et al., 2023; LI et al., 2019; OLSSON et al., 2018), mas todas possuem elementos comuns que fornecem uma visão completa das interações entre todas as partes interessadas. Os três aspectos mais importantes para o sucesso de um modelo de negócio

são a proposta de valor, criação de valor/entrega e a captura de valor (REINHARDT et al., 2019). A proposta de valor refere-se à combinação de atividades e recursos que resolvem um problema específico para o cliente, oportunidade que resulta em criação de valor, com os mecanismos que possibilitam a entrega de produto para o cliente, enquanto a captura de valor envolve fluxos de receita e estrutura de custos para descrever como a atratividade econômica é gerada. Além do fluxo econômico, o modelo de negócio envolve outras etapas, tais como identificação de oportunidade, definir o mercado-alvo, determinar o valor gerado ao consumidor e estruturar a operação, estimando os recursos necessários e os fluxos operacionais, de receitas e custos.

Torna-se importante, em um primeiro momento, definir os agentes que participariam deste mercado de SLB, conforme Quadro 4.1.

Quadro 4.1. Agentes de mercado para SLB

Agente	Definição
Montadoras e Fabricantes de baterias	Empresas que produzem VE e baterias, que possuem os dados de técnicos e de operação.
Intermediário ou Integrador	Empresas que podem realizar desde a troca da bateria veicular em final de vida útil, realizar testes de SoH, realizar a remanufatura e destinar a SLB para a nova aplicação.
Proprietário do VE	Fornecer a bateria em final de vida útil de seu veículo, com possibilidade de retorno econômico para auxiliar na aquisição de nova bateria.
Consumidor de SLB	Adquire a SLB para aplicação estacionária.
Empresas de energia	Integração da SLB aos sistemas da concessionária de energia.
Regulador	Órgãos fiscalizadores e de políticas públicas, criam um ambiente favorável para a utilização de SLB, com segurança, definição de normas/padronização e garantia para os demais agentes.
Reciclador	Recebe dispositivos ao final da vida útil, quando não há mais aplicação possível para o dispositivo e realiza a reciclagem das baterias.

Fonte: elaboração própria

Para o caso específico da utilização de SLB em sistemas de energia, o mercado desenhado apresenta forte correlação com o de VE, inclusive com forte interação entre os

diversos atores que compõe esta cadeia, tais como as montadoras, fabricantes de baterias, proprietários de veículos e redes de manutenção. JIAO e EVANS (2018) e RUFINO JÚNIOR et al. (2023) apresentam a possibilidade de três modelos de negócio: (i) mercado fechado ou padrão, em que as empresas automotivas, por confidencialidade, realizam todo o processo de retirada, testes e destinação das baterias, inclusive sendo responsável pela remanufatura, se for o caminho selecionado; (ii) mercado intermediário ou colaborativo, em que as montadoras possuem parcerias definidas com outros agentes, selecionados e definidos para receber as baterias e realizar a preparação e definição de destinação e; (iii) mercado aberto ou integrativo, em que agentes integradores atuam de forma livre, sendo o elo entre o proprietário do veículo e o consumidor da SLB. Para todos os casos existem desafios, efeitos positivos e negativos, como a resistência das montadoras e fabricantes de baterias de realizar a transferência de conhecimento à medida que o mercado é aberto, bem como de questões de segurança e garantia do dispositivo disponibilizado ao final do processo. Ainda segundo GU et al. (2024), os modelos acima têm sido aplicados de formas diferentes por países. No Japão, predomina um modelo fechado controlado pelas montadoras, enquanto os Estados Unidos e União Europeia operam atualmente com um modelo intermediário, que tende a se fortalecer com o ganho de escala. CREADY et al. (2003) apresenta outras possibilidades de relação dentro do mercado de baterias para VE, com o fabricante podendo realizar a compra da bateria ao final da vida útil ou realizando o modelo de *leasing*, sendo responsável por sua substituição do final da vida útil, e em contrapartida poderá auferir receita com a destinação como SLB.

Modelos de negócio de sucesso para um SAEB com utilização de SLB devem levar em conta o contexto de transição energética, as barreiras de mercado e tecnológicas, além de atenção para as constantes inovações de um setor ainda em desenvolvimento (LI et al., 2019) e os desafios inerentes ao negócio. JIAO e EVANS (2018), com base na análise de sete casos de SLB, elencam quatro pontos de destaque para a propagação do modelo: a) competitividade em relação à baterias novas, que possuem expectativa de melhoria tecnológica e queda de preços nos próximos anos; b) incertezas, seja pela existência futura de um mercado para SLB, pela performance técnica satisfatória do dispositivo durante a segunda aplicação ou pela resistência de consumidores em adotar a utilização de uma bateria já utilizada; c) design, uma vez que as baterias originalmente foram projetadas apenas para uso veicular, sem otimização pensando na segunda aplicação, o que pode envolver custos adicionais desde a retirada do dispositivo até a destinação final e; d) regulação, com a definição de normas para os processos de preparação da SLB e regramento para sistemas de armazenamento em aplicações estacionárias. Outros desafios são apresentados por SANTOS e UTURBEY (2024), que os classificam em aspectos

tecnológicos, aspectos econômicos e a criação de um ambiente favorável para a inserção desta solução.

A utilização de SLB é muito dependente do mercado de VE e apenas com o ganho de escala conseguirá ter liquidez e competitividade de preço com baterias novas (SANDBERG, 2023), tornando-se um produto de presença local em que também coexista a demanda por SAEB. ARIOLI et al. (2021) estima o potencial mercado de SLB de veículos leves no Brasil a partir de 2029, com perspectiva de atingir a capacidade de 1,69 GWh até 2038, o que representaria uma economia superior a US\$ 140 milhões em relação ao uso de baterias novas.

Em termos de aplicação, o modelo proposto nesta dissertação para a utilização de SLB engloba a instalação de SAEB em aplicações de menor escala, para sistemas distribuídos de energia, associado com uma fonte de geração renovável, para possibilitar ganhos econômicos e de qualidade de energia para o cliente. Desta forma, a solução de armazenamento é aplicada em um mercado que cresceu muito nos últimos anos e impôs alterações importantes na operação do sistema. Para verificar a viabilidade deste modelo será analisado um caso específico, para um cliente cativo do grupo A de uma distribuidora, identificando os principais desafios e oportunidades, e a possibilidade de replicá-lo de forma mais ampla, estabelecendo um produto disponível ao mercado no futuro.

4.3 Avaliação econômica

Para a avaliação econômica adota-se a metodologia de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), em que se estimam as receitas, custos, despesas, investimentos, reinvestimentos, pagamento de impostos, necessidade de capital de giro e demais itens que afetam o fluxo de caixa do projeto, para um determinado intervalo de tempo. O resultado depende, portanto, da capacidade de geração de riqueza no futuro e, como os valores gerados se dão em horizontes de tempo distintos ao longo do projeto, estes devem ser trazidos a valor presente por uma taxa de desconto que reflita os riscos inerentes ao negócio e o custo de oportunidade, ou seja, uma taxa de atratividade. Em geral, a taxa requerida é calculada com base no modelo de avaliação de ativos (*Capital Asset Pricing Model* – CAPM), que a partir de um título livre de risco incorporam o risco específico da atividade em análise. A equação 4.1 é aplicada para o cálculo do Valor Presente Líquido, elemento fundamental na abordagem de FCD, que considera o somatório entre o valor inicial de investimento e os fluxos de caixa (FC) gerados em intervalos de tempo (n), descontados por uma taxa requerida (i).

$$VPL = - Investimento\ Inicial + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

Existem diversas variações a partir da metodologia de FCD, sendo as mais comuns o Fluxo de Caixa do Acionista (*Free Cash Flow to Equity* – FCFe), o Fluxo de Caixa da Firma (*Free Cash Flow to Firm* – FCFf) e o Modelo de Dividendos Descontados (*Dividend Discount Model* – DDM). Para a análise a ser empregada, destacam-se o FCFe e FCFf:

- a) FCFe: representa o fluxo de caixa livre para o acionista, considerando todos os recursos gerados disponíveis, para remuneração ao investidor ou para reinvestimento, já descontados os fluxos de financiamento. O FCFe é mais apropriado para projetos em que as linhas de financiamento são facilmente identificadas e projetadas, como casos de *Project Finance* e concessões públicas;
- b) FCFf: representa o fluxo de caixa livre do projeto, considerando todos os recursos gerados disponíveis, para remuneração ao investidor ou reinvestimentos, mas sem descontar os fluxos de financiamento. O FCFf é mais apropriado para casos em que as linhas de financiamento são imprecisas e de difícil projeção.

Portanto, para o caso analisado, a análise a partir do FCFf torna-se mais adequada, pois a especificidade e porte de cada projeto poderão ensejar acesso a linhas de créditos diferentes e em condições, por vezes, muito distintas. Para tanto, os fluxos gerados serão descontados pela taxa representada pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, do inglês *Weighted Average Cost of Capital*), que consiste no custo médio de todas as formas de financiamento da empresa, por meio de proporção entre a estrutura de capital definida, ponderada pelos custos distintos, entre capital próprio (k_e) e capital de terceiros (k_d), conforme equação 4.2:

$$WACC = k_e \times W_e + k_d \times W_d \times (1 - T) \quad (4.2)$$

onde k_e é o custo de capital próprio; k_d é o custo de capital de terceiros; W_e é a proporção de capital próprio; W_d é a proporção de capital de terceiros e; T é a alíquota de impostos.

Para o cálculo do WACC é necessário definir os valores de k_e e de k_d . O primeiro é obtido a partir do CAPM, enquanto o último pode ser obtido a partir de dados de financiamento disponíveis e praticadas pelo mercado para o perfil em questão ou por meio de análise da

classificação de risco. O CAPM é uma metodologia amplamente utilizada por agentes de mercado, a partir de dados econômicos e financeiros disponíveis, e o cálculo do k_e é realizado conforme a equação 4.3:

$$k_e = r_f + (\beta_l \times PRM) + r_p \quad (4.3)$$

onde, r_f é o ativo livre de risco; β_l é o beta alavancado; PRM é o prêmio de risco de mercado, sendo a diferença entre o risco de mercado (r_m) e o ativo livre de risco (r_f) e; r_p é o risco país. Os parâmetros utilizados serão apresentados na seção 5.2.8.

Outras métricas possíveis para análise são a Taxa Interna de Retorno (TIR), que representa a taxa de desconto para que o resultado do VPL seja igual a zero e o *Payback* Descontado, que determina o período de tempo em que os fluxos trazidos a valor presente se igualam ao investimento inicial necessário para o projeto. Para permitir a comparação entre SAEB com dimensões diferentes é adotado o Índice de Rentabilidade, definido como a razão entre o VPL operacional, que define o benefício auferido, e o investimento inicial necessário, conforme definido na equação 4.4.

$$\text{Índice de Rentabilidade} = \frac{\text{VPL Operacional}}{\text{Investimento Inicial}} \quad (4.4)$$

4.4 Modelo desenvolvido

A avaliação econômica é realizada através de modelo baseado em Microsoft Excel®, segmentado em abas para entrada de dados, para realização de balanço de energia entre os dados de geração fotovoltaica, consumo e armazenamento, e para cálculos de viabilidade e realização das sensibilidades. A estrutura do modelo é apresentada na Figura 4.1. O detalhamento do conteúdo de cada aba é descrito a seguir.

Figura 4.1. Estrutura do modelo em Excel



Fonte: elaboração própria

- a) Painel: visualização de principais resultados, entrada e apresentação de premissas gerais, com possibilidade de realização de sensibilidades selecionadas e visualização do impacto nos resultados.
- b) Sensibilidades: realização de sensibilidades de parâmetros, visualização de gráficos e impacto no resultado.

- c) Macro: entrada de projeções macroeconômicas, em especial os dados de inflação (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, Índice Geral de Preços – Mercado - IGP-M, e Inflação ao Consumidor americano – CPI) e cotações de moedas internacionais em relação ao Real (Dólar americano e Euro).
- d) TarifasDIS: entrada de dados da estrutura tarifária da concessionária de distribuição, aplicáveis ao caso em análise, com valores e impostos para aplicação.
- e) WACC: entrada de dados para cálculo do custo de capital, com aplicação de metodologia CAPM.
- f) Consumo: entrada de dados de consumo de energia elétrica da unidade analisada, com resolução horária, a partir de medições realizadas.
- g) GeraçãoFV: entrada de dados de medições de geração da usina fotovoltaica no telhado, com resolução horária.
- h) SAEB: entrada de dados operacionais e características do SAEB, sobretudo de dimensionamento, custos e despesas operacionais, investimentos necessários e parâmetros durante o funcionamento.
- i) BalançoEnergia: consolidação de dados de consumo e geração fotovoltaica, com dimensionamento do sistema de armazenamento, com visualização do montante de energia armazenada ou disponibilizada pelo SAEB nos momentos de necessidade, contabilização de créditos no SCEE e definição dos montantes de energia para faturamento pela concessionária de energia.
- j) Cálculo.HP: aba com cálculos de viabilidade para o caso analisado, composto por demonstração de resultados e fluxo de caixa durante a vida útil do projeto.

As premissas utilizadas no estudo de caso específico são apresentadas no capítulo 5. A escolha em desenvolver o modelo em Excel foi feita por ser a ferramenta predominante em estudos de viabilidade econômica de grandes corporações e empresas de consultoria financeira, por permitir de forma fácil a visualização completa da memória de cálculo e ser uma ferramenta flexível, com possibilidade de adaptações de acordo com a realidade do caso analisado, como aspectos operacionais, especificidades do negócio proposto e de temas tributários, contábeis e análise de risco a partir de sensibilidade dos principais parâmetros.

4.5 Dimensionamento do SAEB

Uma etapa importante da avaliação técnico-econômica envolve o dimensionamento adequado do SAEB, o que impactará o investimento necessário, custos para operação, o benefício auferido e que deverá maximizar o retorno esperado para o projeto.

O cálculo do dimensionamento requer as seguintes informações: (i) análise da proposta de funcionamento, de acordo com a necessidade identificada e o padrão de operação estabelecido; (ii) definição de autonomia da bateria em horas ou dias, sem a necessidade de nova recarga; (iii) definir a potência e o consumo a serem atendidos; (iv) calcular a capacidade da bateria, considerando os dados anteriores e as condições de operação, como eventuais perdas, a eficiência de carga/descarga, degradação, SoC e DoD, por exemplo; (v) verificação de demais condições de funcionamento, como ambiente, temperatura e instalação e a configuração do banco de baterias para atender os requisitos de corrente e tensão. Tais observações são importantes para garantir que o projeto pretendido atenda aos requisitos esperados com a sua instalação. Além disso, para o modelo proposto, em que há associação com uma fonte de geração renovável, o perfil de geração de energia é outra variável fundamental para o dimensionamento do SAEB. É desejável que a usina gere energia suficiente para atender o consumo imediato e ainda possuir um excedente para ser armazenado, para uso posterior, ressaltando que a sazonalidade e variação diária da geração deve ser considerada para chegar ao resultado ótimo e que confira a confiabilidade desejada para o cliente.

O dimensionamento do SAEB para o caso analisado será apresentado na seção 5.2.1, conforme critérios pré-estabelecidos que serão apresentados e estudo de otimização realizado.

4.6 Discussões e conclusões

A realização de avaliação técnico-econômica é fundamental para verificar a viabilidade de soluções de armazenamento com SLB e estabelecer os principais desafios da proposta, para que evolua para um modelo de negócio de maior escala, inclusive para indicar e direcionar esforços para criação e amplificação da cadeia de valor da solução. Por óbvio, entre os aspectos técnicos são necessários maior investimento em pesquisa e experimentação, para compreensão adequada do desempenho das baterias frente aos requisitos necessários para a segunda aplicação proposta. Em termos de aspectos econômicos, há algumas lacunas de regulação e de remuneração por serviços prestados por tais dispositivos, que impactam a sua viabilidade e podem afetar também o desempenho. Mapear e avaliar cada cenário, por meio da metodologia de FCD, com maior detalhamento dos fluxos do projeto, é uma ferramenta essencial para

garantir a viabilidade deste eventual modelo de negócio e participar deste momento de inflexão e construção de soluções para garantir a sustentabilidade do planeta.

5 ESTUDO DE CASO

A viabilidade da utilização de SAEB ainda encontra alguns desafios, que tendem a ficar menores com a necessidade crescente dos sistemas elétricos por uma fonte despachável e com a queda de preço dos dispositivos, o que atrai diversos autores a pesquisar sobre a aplicação de baterias e, inclusive, sobre o uso de SLB. DONG et al., (2023) apresenta um registro de estudos sobre a viabilidade do uso de SLB e os resultados obtidos das análises econômicas realizadas, com a indicação de qual aplicação é a mais recomendada para cada caso e o *payback* esperado. Observa-se certo direcionamento para a utilização em aplicações menores em sistemas distribuídos, como a residencial, em combinação com uma usina fotovoltaica de telhado. PATEL et al., (2024) reúne as principais questões identificadas e apontadas na literatura que precisam ser tratadas para contribuir com a viabilidade de SLB.

A análise técnico-econômica é proposta para uma unidade acadêmica da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), a partir de medições realizadas durante um ano, de consumo e geração de usina fotovoltaica instalada no telhado, e o efeito esperado com a instalação de um SAEB a partir de SLB. Além das medições de geração fotovoltaica e consumo, utiliza-se dados obtidos na literatura, especialmente para subsidiar as informações sobre o SAEB, uma vez que o Projeto Oásis-UFMG ainda não possui dados experimentais de baterias e sistemas de armazenamento com SLB, o que deve ocorrer no futuro. Desta forma, o presente capítulo irá apresentar as premissas adotadas para o SAEB e o efeito de sua aplicação para um cliente de concessionária de distribuição com geração própria no mesmo local de consumo.

Ressalta-se, contudo, que a análise se atém ao caso ora apresentado e premissas utilizadas e a conclusão não deve ser extrapolada para outros projetos sem antes realizar uma crítica das especificidades e diferenças entre projetos. A melhor alternativa é realizar estudos caso a caso para verificação de viabilidade. O presente capítulo irá apresentar o caso analisado, as premissas empregadas para elaboração do cenário base, os resultados obtidos e análises de sensibilidade, para verificar o impacto de cada premissa no resultado e condições que auxiliariam na viabilidade do projeto.

5.1 Caso analisado: Horário de Ponta para o CAD3

O Projeto Oásis-UFMG foi criado ao final de 2019, com o intuito de estabelecer uma minirrede de energia dentro do Campus Pampulha da UFMG, com a integração de geração fotovoltaica, de geração a gás natural CHP, de baterias, e também de estratégias de gestão de

consumo. A minirrede Oásis-UFMG é projetada para atender cargas críticas durante eventuais falhas de fornecimento de energia. Atualmente há 500 kW de geração FV divididos em três usinas de telhado, de 128 kWp, 230 kWp e 146 kWp, instaladas nas três unidades acadêmicas de Centro de Atividades Didáticas – CAD, do campus. Duas microturbinas a gás natural para cogeração, totalizando 130 kW, e um sistema de armazenamento de energia em bateria (SAEB) de cerca de 1,0 MWh serão instalados em breve (COSTA e COURA, 2022).

As unidades acadêmicas são consumidoras independentes alimentadas em média tensão (13,8 kV) e são atendidas pela concessionária Cemig Distribuição, classificando-se como consumidores do subgrupo A4 de tarifa verde. Neste subgrupo, a tarifa é binômica: há duas tarifas horárias diferenciadas para o consumo, Horário de Ponta (HP) e Horário Fora de Ponta (HFP), e uma tarifa única para a demanda de potência, caso não ocorra ultrapassagem da demanda contratada. O posto tarifário HP é definido por um intervalo de 3 horas, atualmente entre 17 e 20 horas, apenas aplicável para dias úteis, conforme definido pela concessionária. Os valores de tarifas homologadas para o ciclo 2025/2026 são extraídos da página eletrônica da distribuidora (CEMIG, 2025), e são apresentados na Tabela 5.1. Os valores abaixo não consideram a incidência de impostos e são referenciados para a bandeira verde, e evidenciam a discrepância entre os valores das tarifas para os dois postos tarifários, em que a parcela consumo do HP é cerca de 5 vezes superior a tarifa de consumo do HFP.

Tabela 5.1. Tarifas para o cliente A4 Verde da Cemig Distribuição durante Ciclo 2025/2026

	Tarifa
Demanda (R\$/kW)	22,81
Demanda de ultrapassagem (R\$/kW)	45,62
Consumo HP (R\$/kWh)	2,28496
Consumo HFP (R\$/kWh)	0,45
SCEE* HP (R\$/kWh)	1,84574
SCEE* HFP (R\$/kWh)	0,18992
Geração (R\$/kW)	13,01

Fonte: elaboração própria

Nota: *SCEE – Sistema de compensação de energia elétrica

O estudo de caso é baseado na unidade CAD3, apresentada na Figura 5.1, que possui uma usina fotovoltaica de telhado de 146 kWp (150 kW_{ac}) (SILVA et al., 2022). Neste caso, a unidade dispõe de medição de dados de geração e de consumo no ponto de conexão (energia consumida ou injetada pela unidade, fornecidos pela distribuidora) para o ano de 2023, mas não

há medição do consumo total das unidades, sendo necessário recorrer ao balanço de energia no ponto de conexão para obtenção destes montantes. Os dados são fornecidos pela concessionária após solicitação e consistem em medições para faturamento das unidades do grupo A, contendo dados de consumo de energia ativa (kWh) e de energia reativa (kVARh) e dados de demanda de potência ativa (kW) e reativa (kVAR), todos com resolução de 15 minutos. Os dados foram tratados para suprir algumas inconsistências: (i) para os dados faltantes, utilizou-se o preenchimento com dados de outro dia e de horário equivalentes, considerando o dia da semana e o mês; (ii) para os dados de geração fotovoltaica, observaram-se dados de consumo e de injeção no mesmo horário, geralmente ao início e fim do dia. A correção é feita mantendo o dado de maior valor decrescido daquele de menor valor. A seguir, todos os dados de consumo e demanda são transformados em dados horários somando os de consumo e adotando o maior valor de demanda da hora (COURA et al., 2025).

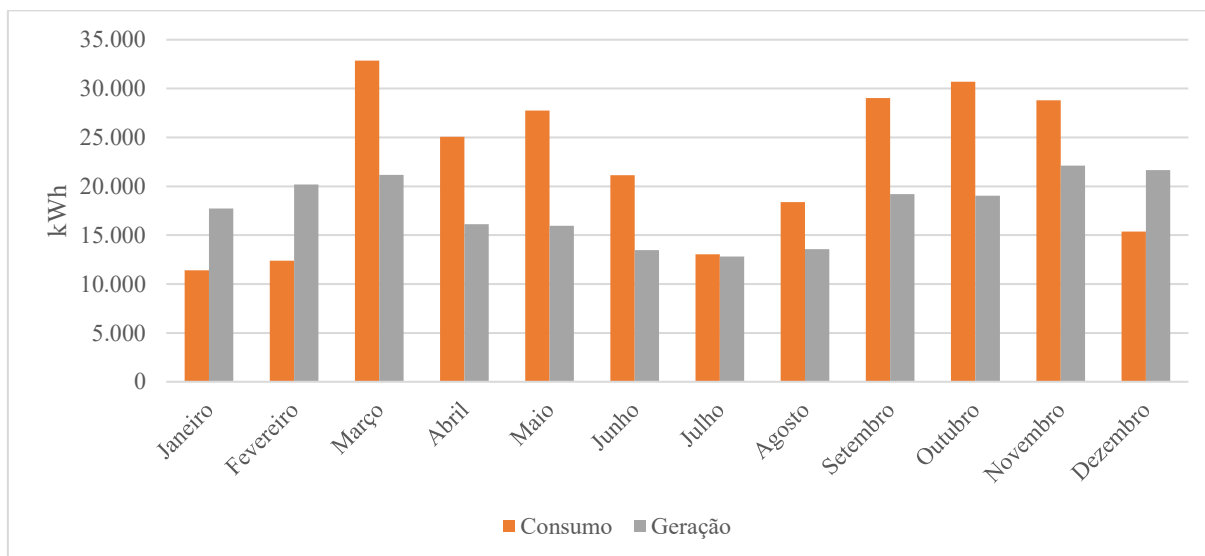
Figura 5.1. CAD3 e usina fotovoltaica no telhado



Fonte: SILVA et al. (2022)

A curva de consumo mensal de 2023 do CAD3 é apresentada no Gráfico 5.1, bem como a de geração fotovoltaica, ambas expressas em termos de kWh. Importante registrar que, para o ano analisado, o primeiro período letivo foi realizado entre 06 de março e 14 de julho e o segundo período letivo, entre 12 de agosto e 16 de dezembro (COURA et al., 2025). Por se tratar de uma unidade acadêmica, observa-se o aumento do consumo nos meses letivos, conforme esperado, e a variação de geração da usina no telhado ao longo do ano. Para os meses de janeiro, fevereiro e dezembro a geração da usina fotovoltaica supera o consumo verificado na unidade.

Gráfico 5.1. Dados de consumo e de geração fotovoltaica para o CAD3



Fonte: elaboração própria

Em termos anuais, a geração total da usina fotovoltaica foi de 213.052 kWh e o consumo total da unidade de 265.917 kWh, demonstrando que apenas a usina é insuficiente para suprir toda a energia requerida, sendo preponderante, no atual momento, a manutenção da conexão com a distribuidora e a utilização da capacidade de hospedagem da rede, para compensar a diferença temporal entre consumo e geração. Portanto, o arranjo apresentado configura-se como um consumidor com geração distribuída que participa do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE como GD I, com compensação integral da parcela de consumo (volumétrica). Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, o SCEE é definido como um arranjo no qual a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida a título de empréstimo gratuito à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa próprio ou de outras unidades consumidoras, no prazo de até 60 meses. Observam-se algumas regras para clientes do grupo A como, por exemplo, que a energia ativa injetada em determinado posto tarifário deve ser utilizada para compensar, primeiramente, o consumo no mesmo posto, para posterior utilização para compensar a energia ativa consumida em outro posto, com a aplicação de fator de ajuste tarifário (FA).

O ajuste tarifário é uma relação entre as componentes tarifárias para recuperar os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor e respectivos encargos do posto em que a energia elétrica foi gerada e a do posto em que foi alocada, aplicável à unidade consumidora que os recebeu. Para determinação do FA para o caso analisado foi utilizada a Resolução Homologatória ANEEL nº 3.459/2025, que homologou as tarifas para o ciclo

2025/2026 da Cemig Distribuição e adotado os valores da componente tarifa de energia (TE).

Fator de ajuste (créditos HFP para compensar no HP):

$$FA = \text{componente TE (HFP)} / \text{componente TE (HP)}$$

$$FA = 296,77/475,91 = 0,6236$$

Fator de ajuste (créditos HP para compensar no HFP):

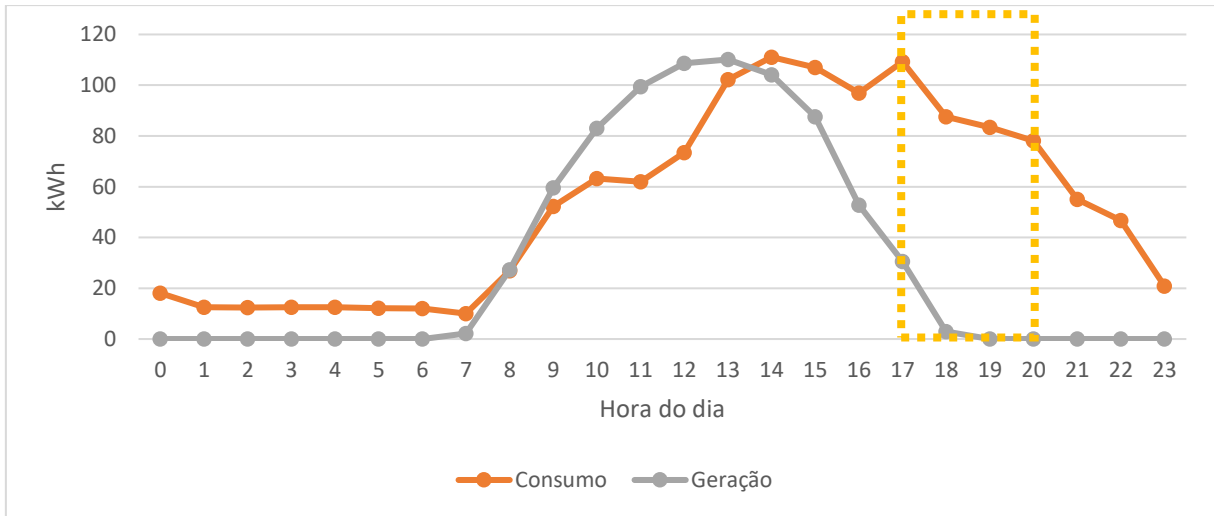
$$FA = \text{componente TE (HP)} / \text{componente TE (HFP)}$$

$$FA = 475,91/296,77 = 1,6036$$

Pela análise dos fatores acima, nota-se a redução de créditos caso sejam gerados durante o HFP e utilizados no HP e o acréscimo, caso seja a situação inversa, com geração de créditos no HP e utilização no HFP. Para o CAD3, o cenário observado é o primeiro, em que há créditos de HFP passíveis de utilização no HP.

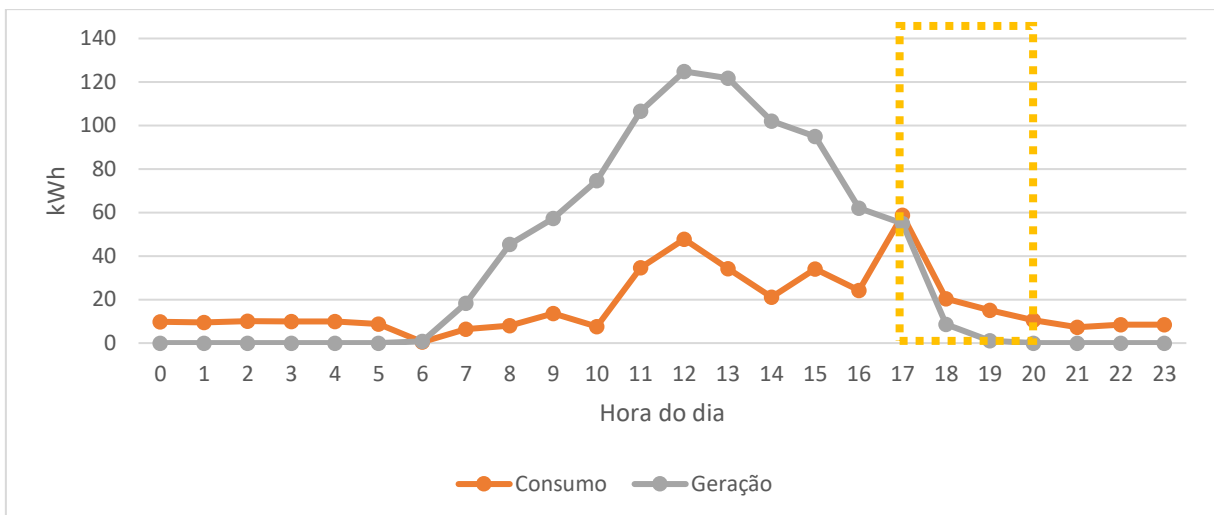
Os perfis de carga e de geração para um dia letivo são apresentados no Gráfico 5.2, com os dados em kWh ao longo das horas do dia, e corresponde ao dia 29 de março de 2023. Durante a madrugada a unidade é suprida pela rede da concessionária, mas a partir de 8 horas até o início da tarde o consumo pode ser suprido pela usina fotovoltaica no telhado, inclusive com excedente de geração, uma vez que a geração é maior que o consumo da unidade. Entretanto, por volta de 14 horas, ocorre a redução da geração e a necessidade de consumo da rede, situação que permanece até o final do dia. Observa-se que no HP, quando a tarifa é mais onerosa e o consumo permanece relevante, há a maior separação entre as curvas de geração e consumo, com o fornecimento sendo suprido majoritariamente pela concessionária de energia. Para um dia fora do período letivo, os perfis de carga e geração são apresentados no Gráfico 5.3, que representa os dados do dia 16 de janeiro de 2023.

Gráfico 5.2. Perfil de um dia letivo, para consumo e geração fotovoltaica



Fonte: elaboração própria

Gráfico 5.3. Perfil de um dia não letivo, para consumo e geração fotovoltaica



Fonte: elaboração própria

Para o caso analisado o excedente de geração é verificado apenas no HFP e, na ausência de um sistema de armazenamento, será utilizado para constituição de créditos no SCEE, para serem utilizados para compensação em até 60 meses. A partir da instalação de um sistema de armazenamento, parte da geração excedente pode ser armazenada e utilizada no HP sem a aplicação do FA. Portanto, observa-se uma oportunidade de negócio a partir da instalação de um SAEB e redução da energia requerida para a distribuidora durante o posto tarifário mais oneroso para o consumidor. O cálculo de viabilidade baseou-se na diferença entre um cenário sem o sistema de armazenamento (atual) e outro após instalação do dispositivo. Ou seja, a partir do investimento para instalação do SAEB haverá uma eventual economia nas faturas da unidade

consumidora, uma vez que a energia necessária no HP poderá ser suprida pela energia acumulada a partir da geração fotovoltaica da usina no telhado. Tal economia precisa ser suficiente para remunerar adequadamente o investimento realizado.

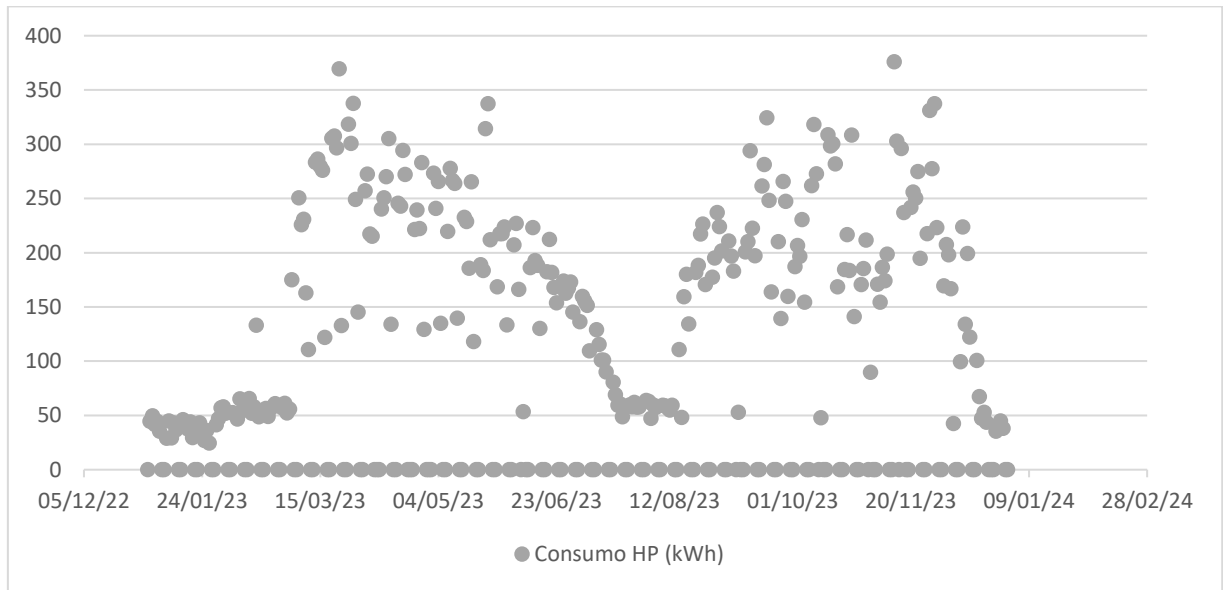
5.2 Premissas utilizadas

A seguir são apresentadas as premissas utilizadas na avaliação técnico-econômica para o caso analisado. A adoção de SAEB proposta para o caso considera a instalação de um dispositivo que foi dimensionado para atender inicialmente alguns critérios e posteriormente foi realizada a otimização, para verificar a capacidade do dispositivo que maximiza os resultados do projeto. Os valores adotados são apresentados na seção 5.2.1. Para o SAEB foram adotados dados de literatura de referências bibliográficas e são apresentados os dados utilizados para a definição de um cenário base, em relação ao investimento necessário para aquisição e instalação do SAEB projetado, os custos operacionais, a degradação da bateria e a degradação dos módulos fotovoltaicos, as tarifas utilizadas e demais parâmetros necessários para avaliações desta natureza. Ao final da seção será apresentado em detalhe o balanço de energia realizado, considerando a integração do SAEB com a usina fotovoltaica e o consumo do CAD3.

5.2.1 Dimensionamento e dados operacionais do SAEB

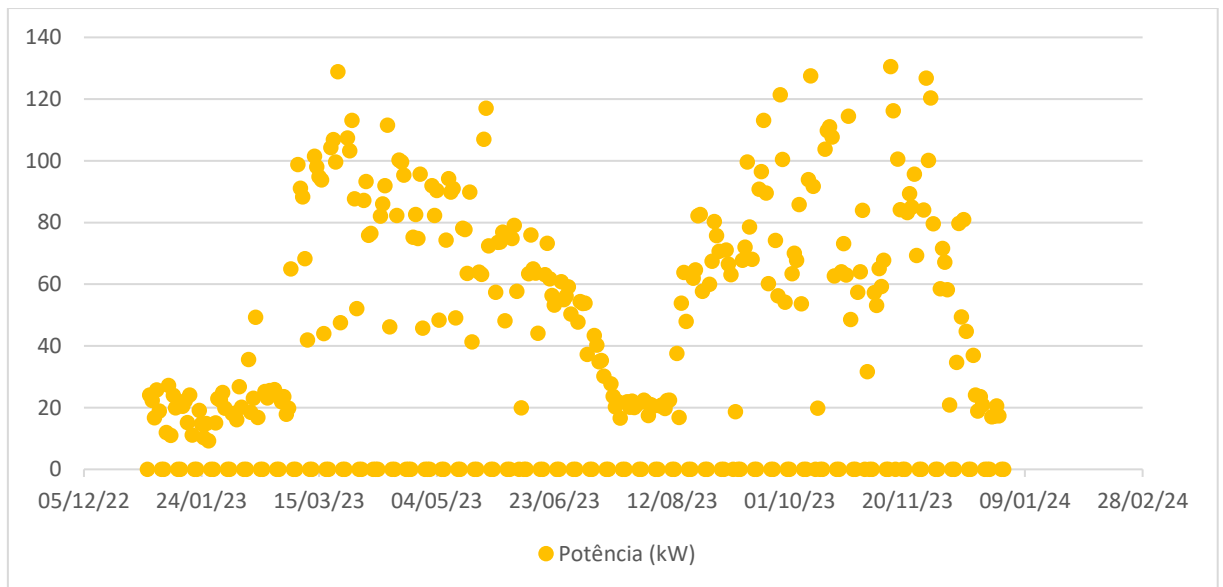
A partir dos dados de consumo e geração do CAD3, bem como o tipo de solução proposta para um sistema de armazenamento sendo utilizado para suprir o consumo no HP, inicialmente foram adotados os seguintes critérios: (i) capacidade para prover autonomia de um dia, a partir do máximo consumo do HP medido durante o ano; (ii) realização de, no máximo, um ciclo completo por dia; (iii) potência conforme a máxima demanda medida para o HP durante o ano e; (iv) que a capacidade e potência definidas considerem as especificidades da utilização de SLB, como SoH inicial, eficiência de carga/descarga, degradação anual e DoD. Portanto, em um primeiro exercício de dimensionamento, a capacidade útil foi definida em 370 kWh, conforme Gráfico 5.4 e a potência do banco de baterias em 150 kW, conforme Gráfico 5.5, com acréscimo de 15% em relação ao maior valor observado. Ressalta-se que um dos problemas que leva ao encerramento da aplicação em VE está relacionado à elevação de resistência interna das baterias, que possui relação com a potência do dispositivo. Além disso, como será apresentado na seção 5.2.3, a capacidade tem a maior influência sobre o investimento em SAEB.

Gráfico 5.4. Consumo ao longo do ano no HP



Fonte: elaboração própria

Gráfico 5.5. Potência ao longo do ano no HP



Fonte: elaboração própria

A capacidade total inicial do SAEB foi calculada, então, a partir de SLB já considerando o SoH de 80%:

$$\text{Capacidade total} = \text{Capacidade útil} / (\% \text{ DoD} \times \text{eficiência de carga/descarga})$$

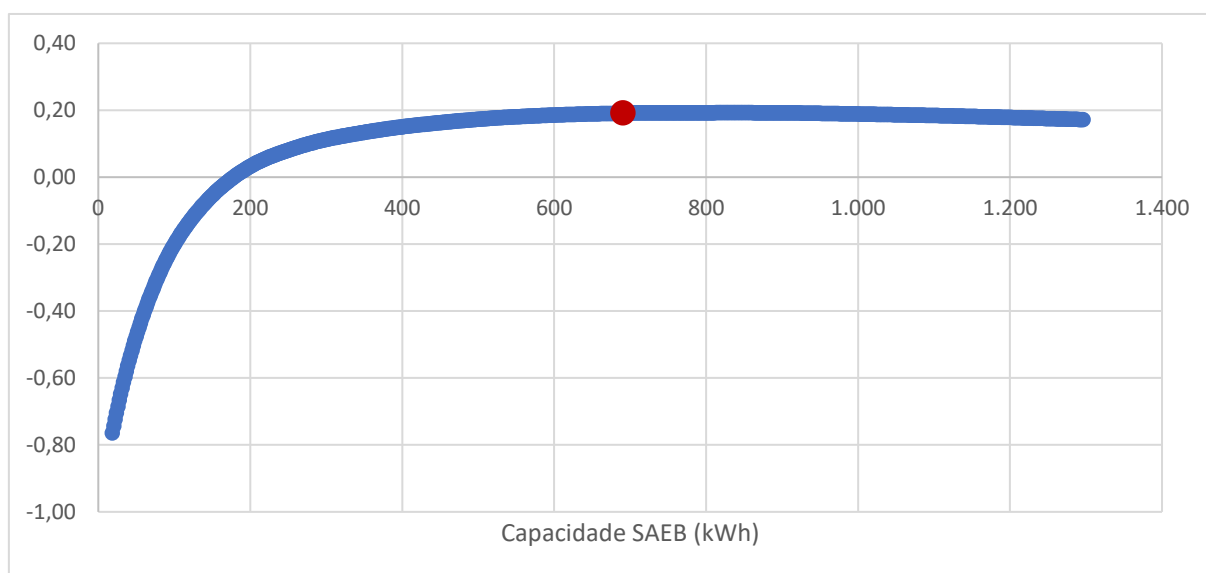
$$\text{Capacidade total} = 370 / (60\% \times 90\%)$$

$$\text{Capacidade total} = 686 \text{ kWh}$$

Portanto, ao adotar SLB para construção do SAEB, ponderado pelo DoD e eficiência de carga/descarga, há uma elevação de aproximadamente 1,8 vezes para atender a capacidade útil do projeto. Os dados de projeto são resumidos na Tabela 5.2. O valor de DoD foi obtido na literatura, a partir de NEUBAUER et al. (2015), que avaliou o efeito de DoD sobre a degradação de SLB. O valor de eficiência de carga e descarga representa o valor médio apresentado em GAO et al., (2024) para SLB.

A partir dos resultados obtidos para o dimensionamento foi realizada uma simulação para otimização, para verificar a capacidade do dispositivo que maximiza o retorno do investimento, foi adotado o índice de rentabilidade conforme definido na seção 4.3, que é a razão entre o VPL operacional, que mede o benefício auferido, e o investimento inicial necessário para alcançá-lo. Tal indicador é importante, pois a alteração do dimensionamento do SAEB também altera o montante de investimento necessário e a comparação do resultado pelo VPL é insuficiente para apontar a melhor solução. Ressalta-se, por fim, que não foi alterada a potência do dispositivo, mantendo o valor adotado de 150 kW. Para realização do estudo foi utilizado o modelo desenvolvido, e os resultados foram obtidos a partir da simulação para um amplo intervalo de capacidade para o SAEB, entre a capacidade total de 19 kWh a 1.300 kWh. A partir dos resultados e do investimento inicial necessário para cada caso foi calculado o índice de rentabilidade, conforme resultado apresentado no Gráfico 5.6.

Gráfico 5.6. Índice de Rentabilidade por capacidade do SAEB



Fonte: elaboração própria

O valor obtido que maximiza o retorno foi para a capacidade total de 848 kWh, com um dispositivo maior que o selecionado para o cenário base em 24% e índice de rentabilidade 0,9%

superior. O dimensionamento maior se deve a compensações pela degradação da bateria ao longo dos anos, eficiência entre carga e descarga da bateria e a redução da geração fotovoltaica, permitindo agora que o SAEB consiga atender o consumo máximo de um dia do CAD3 ao longo da vida útil do projeto. A partir da análise do Gráfico 5.6 é possível depreender da simulação realizada e do caso analisado, com todos os parâmetros definidos anteriormente, que dispositivos menores (até 178 kWh) apresentam índice de rentabilidade negativo, em que não há sequer benefício auferido, pois os custos operacionais superam o benefício esperado com a implantação do SAEB. Outro ponto identificado é que há um amplo intervalo de capacidade em que o índice de rentabilidade apresenta pouca variação, o que pode ser identificado para valores acima de 500 kWh de capacidade.

Tabela 5.2. Parâmetros de dimensionamento do projeto para o SAEB

Item	Base
Potência (kW)	150
Capacidade Total (kWh)	848
Estado de saúde inicial (SoH)	80%
Limite de estado de saúde final (SoH)	35%
Profundidade de descarga (DoD)	60%
Eficiência carga/descarga	90%

Fonte: elaboração própria

Com base no valor de degradação selecionado e vida útil da bateria para sua segunda aplicação, verifica-se o percentual esperado de SoH para garantir que o valor não seja inferior ao limite final de 35%, valor adotado como referência de quando a bateria atinge o *knee point* e perde suas propriedades operacionais. Tal valor é observado na literatura em GAO et al. (2024), que determina uma queda de desempenho a partir de SoH de 50% até 34%, mas ainda com possibilidade de utilização em aplicações estacionárias. A confirmação de tal parâmetro merece ser estudado e confirmado em trabalhos futuros, pois é um elemento importante para definir a vida útil do projeto.

5.2.2 Investimento para obtenção de SLB

Os custos de aquisição e preparação de dispositivos de SLB são de complexa definição, pois a cadeia requerida envolve muitas etapas e agentes, sendo que podem variar profundamente entre países, a depender da estrutura disponível e grau de maturidade do mercado (SANDBERG, 2023; RUFINO JÚNIOR et al., 2023; HARAM et al., 2023). Ainda assim,

autores tem se dedicado a apresentar estimativas, conforme Tabela 5.3, em que se observa que o principal custo está relacionado com a aquisição das baterias, quando comparado com os custos de testes e manipulações, etapa que inclui alterações e adaptações dos dispositivos para a utilização em outras aplicações como aqui proposto.

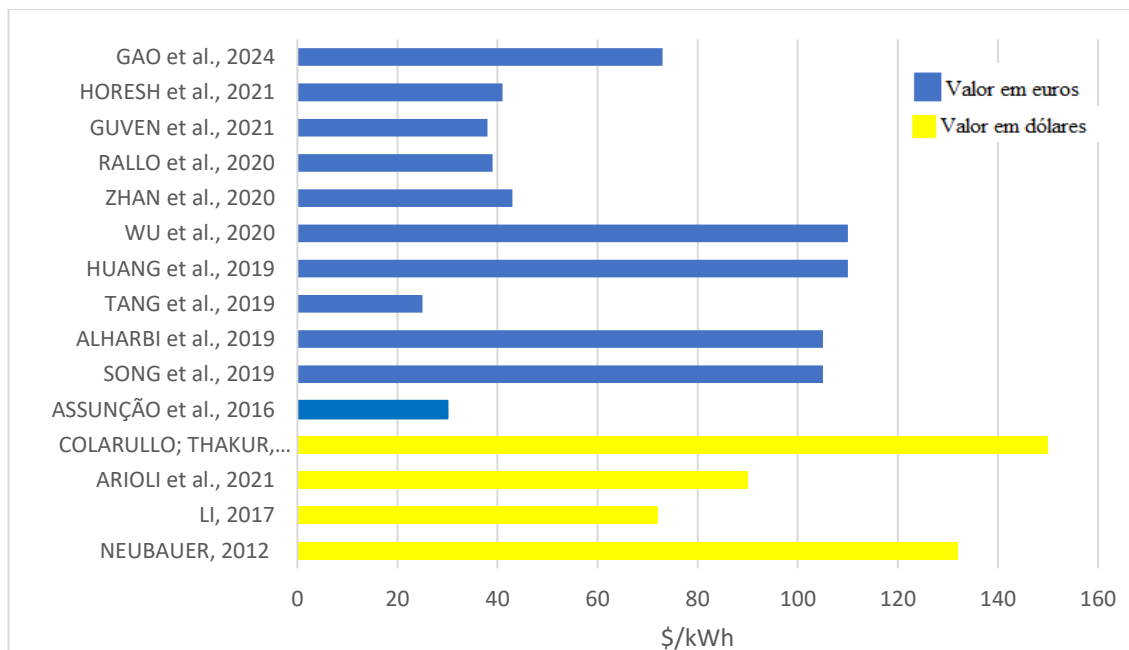
Tabela 5.3. Custos referenciais para obtenção de SLB

Autor	Bateria	Testes e Manipulação	Valor Total
ARIOLI et al., 2021	65%	35%	USD 90,1/kWh
MARTINEZ-LASERNA et al., 2018	56%	44%	

Fonte: elaboração própria

Na literatura diversos estudos foram realizados por métodos, parâmetros e condições de contorno diferentes, para estimar o custo da SLB, o que evidencia o caráter dinâmico do tema e a necessidade de maior investigação do assunto, ao passo que os preços de baterias novas seguem em ritmo de redução. Os resultados encontrados na literatura são apresentados no Gráfico 5.7 (FRANK et al., 2024; LI et al., 2017; NEUBAUER et al., 2012; COLARULLO e THAKUR, 2022), onde as barras azuis representam valores em euros/kWh e as amarelas, em dólares americanos/kWh. Observa-se a variação de preços entre US\$ 22/kWh até € 110/kWh.

Gráfico 5.7. Custo de SLB por referências bibliográficas



Fonte: elaboração própria

Conforme apresentado na seção 3.4, um ponto importante no desempenho ótimo da SLB envolve o processo de desmontagem e remanufatura das baterias utilizadas, para proceder com

a montagem de novos dispositivos, otimizados a partir de módulos ou células classificadas. RALLO et al. (2020) apresenta um estudo completo sobre o processo de desmontagem e remanufatura de baterias, em que determina intervalos de custo adicional para estas atividades, obtendo entre € 6,68/kWh e € 35,26/kWh, caso seja feita em nível modular, ou até € 50,97/kWh, caso em nível celular, que somado ao custo das baterias e de testes e manipulação tornam sua viabilidade mais desafiadora. Tais valores justificam reforçam a ideia que a viabilidade de SLB será atingida preferencialmente caso não sejam realizadas muitas intervenções na bateria. No caso analisado, não são considerados custos com intervenção nas baterias, em nível modular ou celular, mas uma sensibilidade de preços na tentativa de demonstrar valores que poderão viabilizar projetos com SLB.

5.2.3 Investimento para SAEB

O principal investimento para um SAEB envolve a aquisição das baterias, que representam aproximadamente 50% a 60% do custo do sistema (GAO et al., 2024; COLARULLO e THAKUR, 2022), sendo que o valor varia significativamente dependendo dos requisitos para o uso, sobretudo do tempo e forma de operação (COLE e FRAZIER, 2019; SANDBERG, 2023). Entretanto, outros investimentos são necessários para o projeto do SAEB, incluindo, sem se limitar, como obra civil, BoP (*balance of plant*, infraestrutura para abrigar e acondicionar as baterias), PCS, demais controladores, sistemas de integração e comissionamento, bem como os custos de desenvolvimento do projeto, o que pode alterar a relação percentual apresentada anteriormente. A Tabela 5.3, baseada em MONTES et al., (2022) e dados do Gráfico 5.7, exibe um resumo do custo associado com a instalação do SAEB.

Tabela 5.4. Investimentos associados com a instalação de SAEB

Item	Descrição	Custo
Baterias (SLB)	Módulos, <i>rack</i> e BMS	€ 25-165/kWh
Instalação	Cabeamento, sistemas de controle e de ar condicionado	€ 25-45/kW
PCS	Inversor, conversores, sistemas de proteção e interface de comunicação	€ 66-150/kW
EPC	Transporte, instalação dos componentes do sistema e comissionamento	€ 45-58/kWh
Conexão	Conexão com a rede, medidores e sistemas de proteção	€ 20-28/kW

Fonte: elaboração própria

Na seção 5.4.4 é realizada a sensibilidade para o valor de investimento apenas para o item “baterias”, pois é o principal elemento que pode sofrer impacto a partir da utilização de SLB. Para este item, o valor adotado para o cenário base considerou o valor médio do intervalo apresentado, conforme disposto na Tabela 5.5. Durante a operação do SAEB não foram considerados reinvestimentos, e tampouco custo para descomissionamento ao final do projeto ou receita com destinação dos equipamentos.

Tabela 5.5. Investimentos associados com a instalação de SAEB

Item	Adotado (Base)
Baterias (€/kWh)	95
Instalação (€/kW)	66
PCS (€/kW)	25
EPC (€/kWh)	45
Conexão (€/kW)	20

Fonte: elaboração própria

Para o caso analisado, o investimento necessário para o cenário base foi estimado em R\$ 833 mil, em que o item baterias representa 74% do valor, superior ao percentual indicado na literatura. O prazo de construção do SAEB foi estimado para o primeiro ano do projeto, ocasião que ocorre integralmente o referido desembolso, para início da operação no ano seguinte. Ressalta-se que não foi realizado estudo sobre a carga tributária incidente no Brasil em relação à tributação dos outros países adotados nas referências utilizadas, para quantificar seu impacto sobre o investimento do projeto, pois os estudos analisados não apresentam tais dados na formação dos valores.

5.2.4 Custos operacionais do SAEB

Durante a operação do SAEB, o custo de operação e manutenção é o mais significativo entre os custos operacionais. Na literatura há diferentes valores de referências, quantificados em termos de kWh ou kW do sistema, conforme apresentado na Tabela 5.6. Outro custo existente envolve o seguro operacional, comum para este tipo de componente que, segundo HORESH et al. (2021), representaria um custo anual de 5% do valor de aquisição do SAEB.

Tabela 5.6. Referências de custos operacionais para SAEB

Referência	Valor Total Anual
MATHEWS et al., 2020	US\$ 9/kW
HORESH et al., 2021	US\$ 10,17/kW + US\$ 470 mil
STECKEL et al., 2021	US\$ 7,78/kW
COLARULLO e THAKUR, 2022	€ 17/kWh
FALLAH e FITZPATRICK, 2022	€ 7/kW

Fonte: elaboração própria

Para o estudo de caso analisado, foi adotada o valor de US\$ 8/kW ao ano para o cenário base, e desconsiderado acréscimo para contratação de seguro.

5.2.5 Degradação da bateria

Conforme apresentado na seção 3.4.3, o tema de degradação da bateria durante a segunda aplicação ainda carece de mais pesquisas, uma vez que o fenômeno guarda relação com a forma de utilização e mecanismos desenvolvidos na primeira aplicação, com o SoH e com as condições operacionais da próxima aplicação. Sendo assim, na análise técnico-econômica tal parâmetro é tratado através de sensibilidade. Segundo estudo de GAO et al. (2024), que realiza comparação entre baterias em primeira aplicação, em VE, e durante a segunda aplicação, foi obtido o valor de 1,5% ao ano, valor que está de acordo também com o estudo de STECKEL et al. (2021), que realizou análises considerando um intervalo de degradação de 1 a 3% ao ano.

Para a avaliação, foi considerado o percentual de 1,5% ao ano para o cenário base, a partir do valor inicial de capacidade do SAEB. A influência de tal parâmetro será demonstrada na seção 5.4.2, na forma de sensibilidade.

5.2.6 Usina fotovoltaica de telhado

Para a avaliação não foi considerado o investimento necessário para a implantação da usina fotovoltaica, reinvestimento durante os anos analisados e tampouco custos operacionais, uma vez que ela já se encontra em funcionamento e independe da decisão de adoção de um sistema de armazenamento complementar para o estudo de caso em análise. Entretanto, foi considerada a degradação dos módulos, de 0,7% ao ano, como redutor da geração verificada em 2023, para realização do balanço de energia e impacto nos montantes que poderão ser armazenados. Tal valor não foi verificado com base no histórico de operação da usina, por ser

considerado apenas a medição de um ano, mas o seu impacto será avaliado por meio de sensibilidade na seção 5.4.2.

5.2.7 Tarifa de energia

Conforme apresentado na seção 5.1, o caso analisado envolve um consumidor do subgrupo A4 de tarifa verde da Cemig distribuição. As tarifas percebidas foram apresentadas na Tabela 5.1, mas sem a incidência de impostos. Para o cenário base foi adotada a tarifa com bandeira verde e acréscimo de tributos. No caso de uma universidade pública federal, foi considerada a alíquota de 6% de ICMS, conforme regulamento do estado de Minas Gerais, e a não incidência de Pis/Cofins, pelo caráter de imunidade de tributos federais. As tarifas para o HP e HFP, com impostos, são apresentadas na Tabela 5.7.

Tabela 5.7. Tarifas adotadas para o cenário base, com impostos

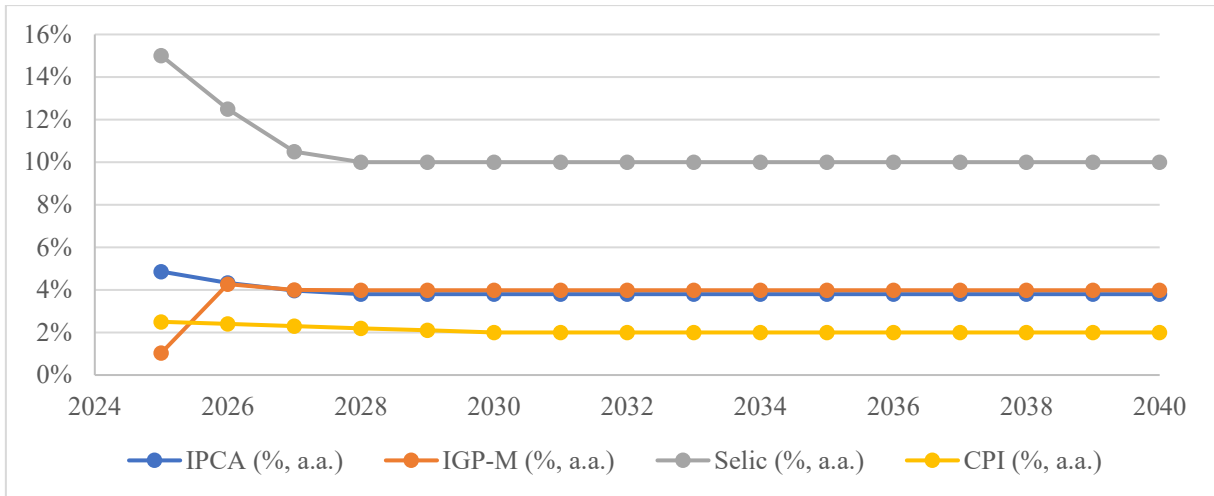
Tarifa com impostos	
Demanda (R\$/kW)	24,27
Demanda de ultrapassagem (R\$/kW)	24,27
Consumo HP (R\$/kWh)	2,43081
Consumo HFP (R\$/kWh)	0,47872
SCEE HP (R\$/kWh)	1,84574
SCEE HFP (R\$/kWh)	0,18992
Geração (R\$/kW)	13,84

Fonte: elaboração própria

5.2.8 Outros parâmetros

Para o caso analisado não foram considerados impostos federais sobre a receita (Pis/Cofins) e sobre a renda (IR e CSLL), pois universidades públicas possuem imunidade tributária, segundo legislação federal vigente. As projeções macroeconômicas utilizadas são aquelas disponibilizadas pelo Banco Central, presentes no Relatório Focus de 25/08/2025, complementadas pela projeção de CPI do Federal Reserve dos Estados Unidos, que estabelece a meta de inflação em 2% para o longo prazo. Os resultados são apresentados no Gráfico 5.8.

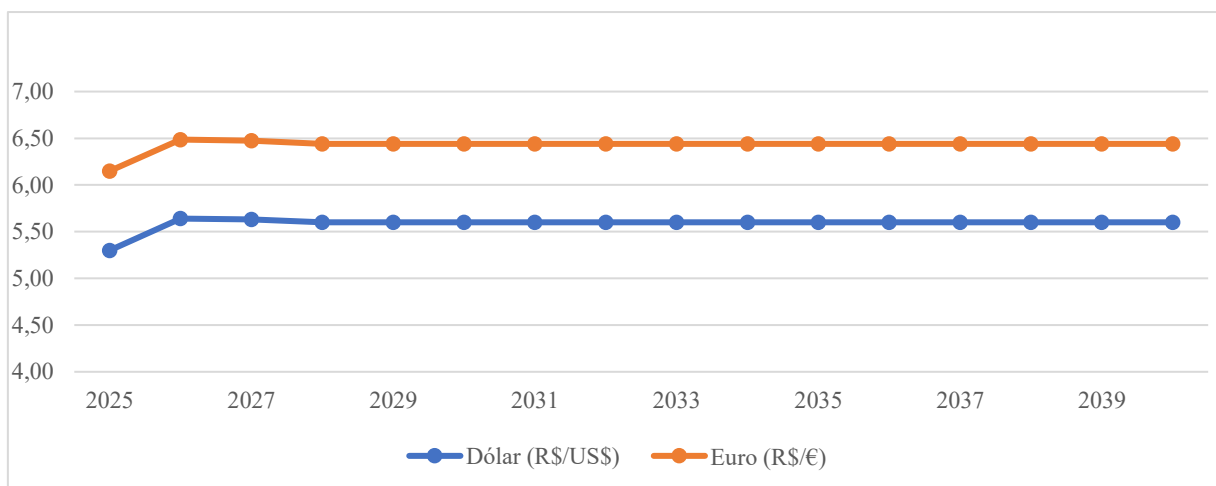
Gráfico 5.8. Projeções macroeconômicas



Fonte: elaboração própria

Como os valores de referência para o investimento e custos operacionais do SAEB são dados em moedas internacionais (euro e dólar, respectivamente), foram adotados os câmbios de R\$ 6,15/€ e R\$ 5,30/US\$ para o primeiro ano e projeções do Banco Central, presentes no Relatório Focus de 25/08/2025 (BACEN, 2025). O Gráfico 5.9 apresenta os valores adotados.

Gráfico 5.9. Projeções de Câmbio - Dólar Americano e Euro



Fonte: elaboração própria

Para o cálculo do custo de capital foi adotada a metodologia CAPM, conforme descrito na seção 4.3. Os parâmetros para o cálculo são apresentados na Tabela 5.8, bem como o valor adotado, a fonte do dado e a premissa utilizada.

Tabela 5.8. Parâmetros para Custo de Capital

Parâmetro	Valor	Fonte
Beta Desalavancado (β)	0,46	DAMODARAN (2025): beta desalavancado para Utilities (Global)
Taxa Livre de Risco (Rf)	4,2%	FRED (2025): T-Note 10 anos, Federal Reserve Economic Data, DGS10
Prêmio de Risco de Mercado (PRM)	10,17%	S&P (2025): S&P 500 Total Return, média 10 anos
Risco País (CRP)	2,67%	SPADVISORS (2025): CRP, relatório de abril/25
IPCA	3,75%	IPCA de longo prazo
CPI	2,0%	FOMC (2025): meta de longo prazo
kd antes de Impostos (constante)	8,0%	Considera custo <i>all in</i> de IPCA + 8%
Alíquota de IR/CSLL	34%	-
Estrutura de Capital D/E	100%	Considera estrutura com 50% de dívida e 50% de capital próprio

Fonte: elaboração própria

Os valores obtidos de k_e e de WACC são apresentados na Tabela 5.9, em termos reais e taxas anuais.

Tabela 5.9. Custo de Capital adotado

Parâmetro	Taxa Real, % a.a.
k_e	12,4%
WACC	8,23%

Fonte: elaboração própria

Para os investimentos realizados foram consideradas taxas de depreciação baseando-se na expectativa de vida útil dos equipamentos, isto é, usina fotovoltaica e SAEB, sem realizar a diferenciação de taxas para diferentes componentes de cada sistema, por simplificação e por ter baixa representatividade no resultado, uma vez que os principais componentes também representam a maior parcela do investimento a ser depreciado. Para a usina fotovoltaica foram considerados 25 anos de vida útil e para o SAEB, 12 anos. Os valores adotados são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10. Taxas de Depreciação

Componente	Taxa Real, % a.a.
Usina Fotovoltaica	8,33%
SAEB	4,00%

Fonte: elaboração própria

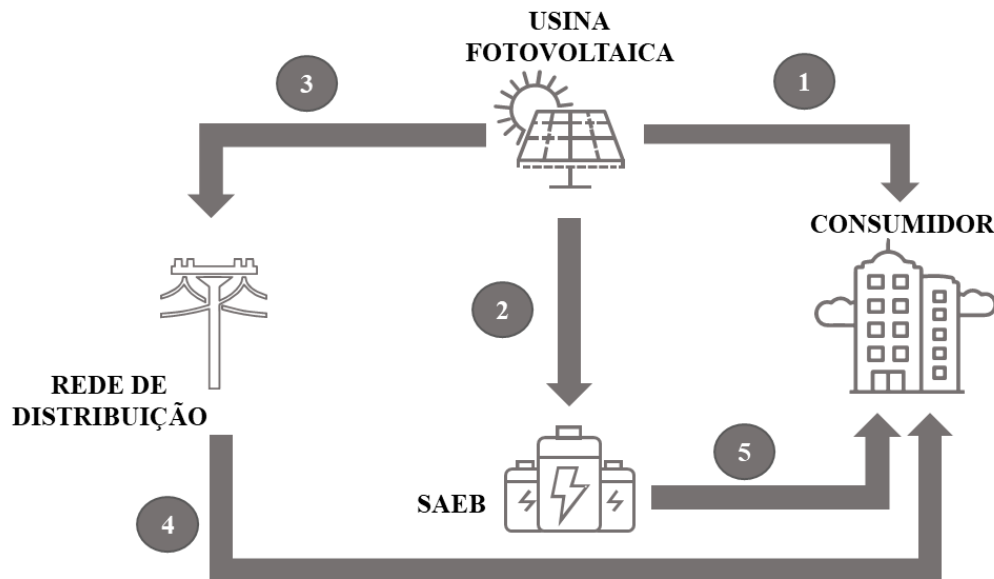
Não foi considerado valor residual para o investimento, após o final do período de operação, seja por impossibilidade de reutilização em outra aplicação ou pela difícil mensuração da cadeia de reciclagem nos próximos anos.

5.2.9 Balanço de energia

Para o estudo de caso foi realizado um balanço de energia a partir da energia gerada pela usina fotovoltaica ao longo do dia, do consumo do CAD3 e da destinação da energia gerada excedente, em que uma parcela é injetada na rede de distribuição como crédito e outra parcela é armazenada no SAEB, para consequente descarregamento durante o HP, o que configura o cenário que maximiza a remuneração do investimento para este caso. A análise contemplou um ano de medições e os resultados foram extrapolados para o período de operação do SAEB, considerando a degradação dos módulos solares e do SAEB, mas sem alterar o perfil ou montante de consumo da unidade.

O fluxo de energia é apresentado na Figura 5.2. Para o cenário base considerado que a bateria está localizada atrás do medidor, sem conexão com a rede, com possibilidade de carregamento apenas a partir da usina fotovoltaica e descarregamento apenas para a unidade consumidora. A energia gerada pela usina é utilizada prioritariamente para suprir o consumo instantâneo da unidade acadêmica, o que acontece sobretudo durante o período diurno, e se houver excedente de geração, o mesmo é utilizado para carregamento da bateria. Caso a geração diária da usina seja superior ao consumo do CAD3 e à capacidade da bateria, o restante da energia é injetado na rede da distribuidora, gerando os créditos para utilização em momentos futuros por meio do SCEE.

Figura 5.2. Fluxo de energia do caso analisado



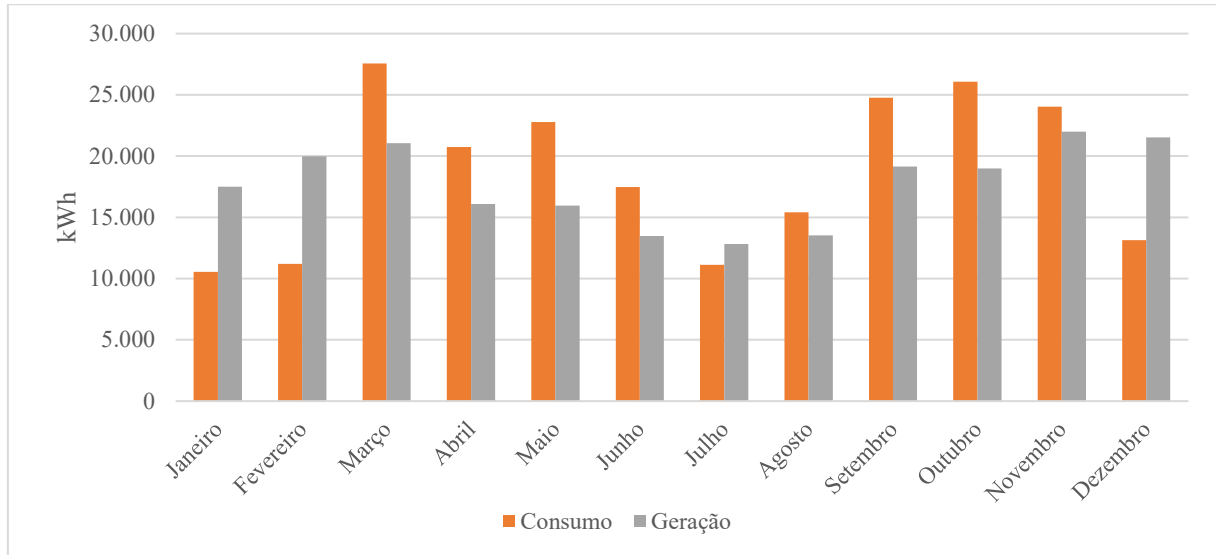
1	Geração da usina é utilizada para atender ao consumo da unidade acadêmica. Caso a geração seja superior ao consumo, a energia é direcionada primeiramente para o carregamento da bateria (2) e depois para ser injetada na rede da distribuidora (3) para participar do SCEE.
2	Energia proveniente do excedente de geração é direcionada para o carregamento da bateria durante o HFP, observada a capacidade máxima do dispositivo.
3	Excedente de energia, após atender consumo da unidade acadêmica e carregar a bateria é injetado na rede da distribuidora para participar do SCEE.
4	Consumo não atendido pela usina fotovoltaica ou pela bateria é suprido pela distribuidora, seja por consumo ou utilização de créditos do SCEE.
5	Para o HP, o consumo é prioritariamente atendido pela carga armazenada na bateria durante o dia.

Fonte: elaboração própria

Para a análise foram segregados os dados entre os postos tarifários. O perfil anual do HFP é apresentado no Gráfico 5.10, em que é possível observar que, em termos mensais, há excedente de geração apenas para os meses de férias (janeiro, fevereiro, julho e dezembro). O perfil anual do HP é apresentado no Gráfico 5.11, demonstrando a baixa representatividade da

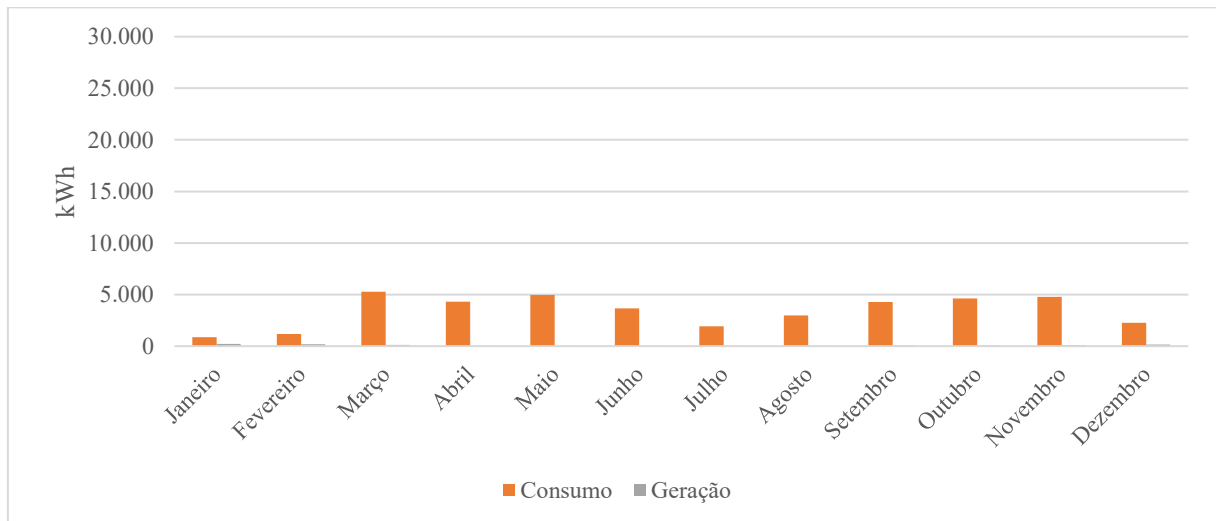
geração frente ao consumo da unidade neste posto tarifário, quando não há energia excedente. Portanto, para o HP o suprimento prioritariamente será suprido pelo SAEB e depois pela rede da distribuidora, com a utilização de créditos do SCEE, quando disponível.

Gráfico 5.10. Dados de consumo e geração fotovoltaica para o CAD3 (HFP)



Fonte: elaboração própria

Gráfico 5.11. Dados de consumo e geração fotovoltaica para o CAD3 (HP)

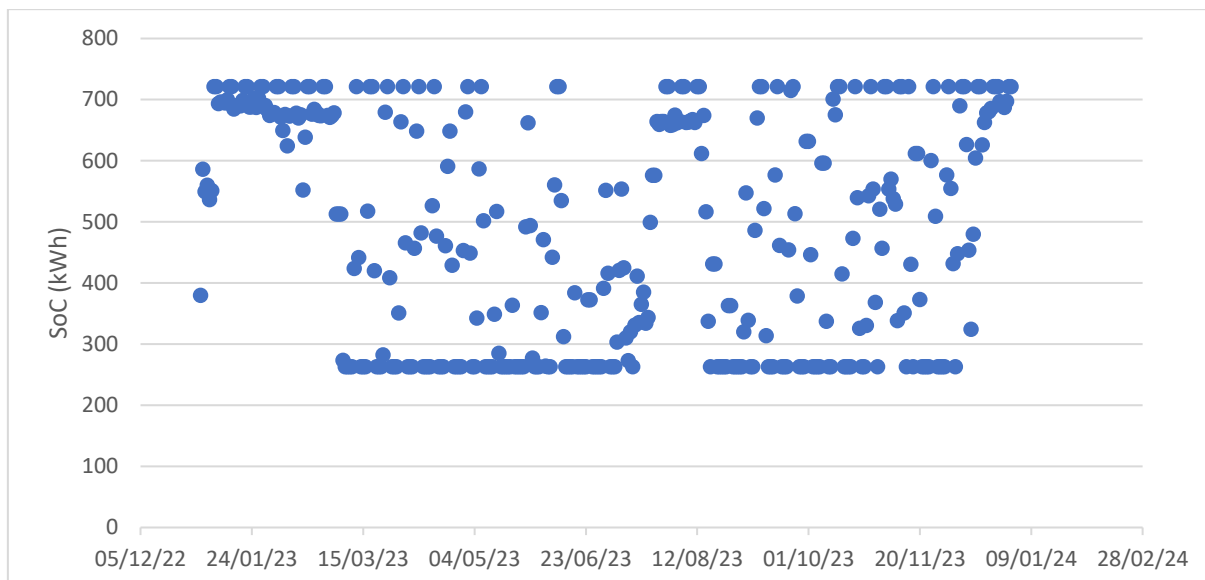


Fonte: elaboração própria

Para demonstrar o funcionamento da bateria, o Gráfico 5.12 exibe o SoC do SAEB ao longo do ano e estimado ao final do dia, após operação. Conforme apresentado na seção 3.3, para evitar faixas críticas de tensão e corrente que aceleram os processos de degradação da

bateria, foi adotado o intervalo de SOC entre 85% e 25%. Com exceção dos meses de férias, observa-se o carregamento e descarregamento do dispositivo em outros meses.

Gráfico 5.12. SoC ao final de cada dia



Fonte: elaboração própria

Embora ocorra a redução de aproximadamente 43% em relação ao consumo total no período para o HP, não foi adotado um SAEB que possibilitasse o suprimento integral do consumo durante o posto tarifário, uma vez que o perfil de consumo da unidade apresenta grande sazonalidade devido aos meses de utilização plena e períodos de férias, além que a maior destinação de energia para o sistema de compensação de geração distribuída otimiza o resultado, gerando créditos que podem ser utilizados por até 60 meses.

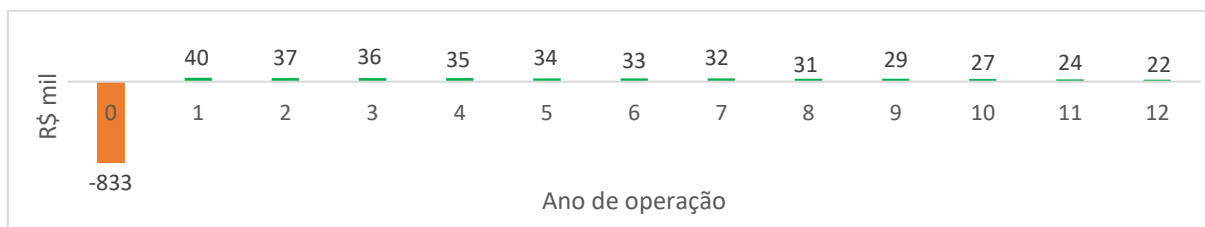
5.3 Resultados para o cenário base

Conforme apresentado anteriormente, a viabilidade econômica de instalação do SAEB foi realizada a partir de avaliação do custo evitado e o investimento necessário para alcançá-lo. Ou seja, para reduzir o custo de consumo de energia no HP é necessário realizar um investimento inicial para aquisição e implantação do sistema de armazenamento e dispêndios para sua operação e manutenção. Não foi analisado o impacto do sistema de armazenamento para utilização durante o HFP ou para prestação de serviços ancilares para o sistema, primeiramente pela falta de regulação e valores conhecidos para remunerar estes serviços.

O fluxo de caixa da firma, em R\$ mil por ano de operação é apresentado no Gráfico 5.13. Nota-se, no primeiro momento, o investimento relevante para aquisição e implantação do

SAEB e nos anos seguintes o custo evitado a partir da sua utilização. Para o caso analisado foi proposto o prazo de operação de 12 anos, com a restrição que o sistema de armazenamento, por efeitos da degradação, não atinja o limite de 35% de capacidade da bateria.

Gráfico 5.13. Fluxo de caixa projetado por ano de operação



Fonte: elaboração própria

Nota-se um investimento relevante para um ganho relativamente pequeno ao longo dos anos, com um perfil decrescente em função da redução de geração da usina fotovoltaica e da degradação do sistema de armazenamento, uma vez que foi considerada variação da tarifa da distribuidora de acordo com a inflação, sem acréscimo real, e sem variação do consumo da unidade ao longo dos anos. Na seção 5.4 serão apresentadas algumas sensibilidades, incluso casos de variação da tarifa da distribuidora.

O resultado para o cenário base considerado é apresentado na Tabela 5.11, com a indicação de inviabilidade para o projeto, que possui valor presente líquido (VPL) negativo de R\$ 588 mil, saldo insuficiente para compensar o investimento proposto e remunerá-lo adequadamente. É apresentado também o índice de rentabilidade, razão entre o VPL do benefício auferido e o investimento inicial necessário para alcançá-lo. Como o valor do índice é menor que um, há indicação de destruição de valor do projeto.

Tabela 5.11. Resultados da Avaliação Econômica

FCFf@WACC	
Valor Presente Líquido (R\$ mil)	-588
Índice de Rentabilidade	0,20

Fonte: elaboração própria

Na seção seguinte serão apresentados outros cenários, através de sensibilidades, para demonstrar as principais variáveis que contribuem para o resultado apresentado, para evidenciar quais parâmetros são mais significativos para atingir a viabilidade e ajudar no desenvolvimento de trabalhos futuros.

5.4 Análise de sensibilidades

A análise de sensibilidade para os principais parâmetros, para verificação de seu impacto no resultado econômico do projeto é fundamental, com o intuito de demonstrar qual variável é mais importante para obtenção de viabilidade para o caso analisado. São propostos os seguintes itens para sensibilidade, apresentados com mais detalhes nas seções 5.4.1 a 5.4.9: (i) taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos; (ii) taxa de degradação da bateria; (iii) custos operacionais para o SAEB; (iv) investimento necessário para o SAEB; (v) tarifa da distribuidora; (vi) taxa de desconto; (vii) prazo de operação e; (viii) regime de tributação. Os resultados são sempre comparados em relação ao cenário base, em termos de VPL e expressos em R\$ mil, pois cada variável é tratada de forma isolada, mantendo todas as demais sem alteração. Ao final, os resultados serão analisados a partir de um diagrama de tornado, para demonstrar visualmente as variáveis que representam o maior impacto para o projeto proposto, entre os parâmetros sensibilizados.

5.4.1 Taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos

A degradação dos módulos fotovoltaicos está relacionada com a perda de eficiência do equipamento ao longo do tempo, reduzindo a geração de energia da usina fotovoltaica. Não foram utilizados dados históricos sobre a performance da usina do CAD3, desde o início da operação, tampouco a informação do fabricante sobre a degradação esperada para os módulos fotovoltaicos. Logo, foi adotado o percentual de 0,7% ao ano, valor usual no mercado para o cenário base, com a realização de sensibilidade para verificar o impacto no resultado do projetado, conforme Tabela 5.12, com variação de 0,4% a 1,0% ao ano.

Tabela 5.12. Sensibilidade da taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos

VPL FCFf@WACC					
Degradação módulos fotovoltaicos (% a.a.)	0,4%	0,6%	Base 0,7%	0,8%	1,0%
Resultado (R\$ mil)	-578	-585	-588	-592	-599

Fonte: elaboração própria

O processo de degradação dos módulos é natural e esperado a partir da utilização do sistema, ocasionado por uma série de fatores. Uma menor degradação percentual implica em maior geração da usina fotovoltaica ao longo dos anos de operação e, para o caso analisado, a maior quantidade de energia permite suprir maior parcela de consumo da unidade, maior disponibilidade para compensação de energia e armazenamento na bateria. Entretanto, o

impacto isolado deste parâmetro é insuficiente para tornar o projeto viável e não deve ser considerado como crítico.

5.4.2 Taxa de degradação da bateria

O tema de degradação de baterias foi tratado nas seções 3.3, 3.4.3 e 5.2.5, tamanha a relevância do tema e a dificuldade de estimativa, sobretudo pela alteração da aplicação durante a vida útil, de um dispositivo para a tração motora e depois para um sistema estacionário. Dessa forma, a sensibilidade torna-se fundamental para avaliar este parâmetro. Para o cenário base foi adotada a degradação de 1,5% ao ano e realizada sensibilidade de 0,5% até 3,0%, sempre observando o SoH final, com o valor verificado após os 12 anos de operação previsto para o cenário base. Os resultados são apresentados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13. Sensibilidade da taxa de degradação da bateria

VPL FCFf@WACC					
Degradação da bateria (% a.a.)	0,5%	1,0%	Base 1,5%	2,0%	3,0%
Resultado (R\$ mil)	-555	-571	-588	-608	-653
SoH final	75%	70%	66%	61%	51%

Fonte: elaboração própria

Como observa-se, para nenhum nível de degradação da bateria foi atingido o SoH de 35%, limite definido na seção 5.2.1. Em termos de degradação, um valor menor implica em maior capacidade da bateria durante os anos de operação, com possibilidade de alongamento do período de vida útil e realização de maior quantidade de ciclos, permitindo melhor eficiência para o projeto. Para o caso analisado, a degradação não demonstra ser preponderante para a inviabilidade do projeto, se estiver entre os limites apresentados. Entretanto, tal parâmetro deve ser mais investigado em trabalhos futuros, a partir de experimentos para confirmação e maior conhecimento o comportamento esperado.

5.4.3 Custos operacionais do SAEB

Além do investimento inicial para implantação do SAEB, durante a operação são necessários recursos para custear a operação e manutenção do sistema. A sensibilidade com parâmetros obtidos na literatura é apresentada na Tabela 5.14, com a variação de custos entre US\$ 5/kW/ano e US\$ 11/kW/ano, sendo que o cenário base adotou o custo de US\$ 8/kW/ano conforme apresentado na seção 5.2.4. Os valores de referência dependem da potência total do

sistema de armazenamento e não foi considerado um eventual ganho de escala para projetos maiores.

Tabela 5.14. Sensibilidade dos custos operacionais do SAEB

VPL FCFf@WACC					
Custos Operacionais (US\$/kW/ano)	5,0	6,5	Base 8,0	9,5	11,0
Resultado (R\$ mil)	-572	-580	-588	-597	-605

Fonte: elaboração própria

Embora a referência para o parâmetro esteja atrelada ao dólar, o que poderia suscitar certo risco de exposição cambial, acredita-se que o custo poderia ser integralmente expresso em moeda nacional, a partir da maior difusão de projetos pelo Brasil e estudo específico da composição deste valor. Pelo seu caráter recorrente, o custo operacional é uma variável importante, mas também não é o ponto mais crítico para a viabilidade do caso analisado.

5.4.4 Investimento em baterias

Conforme apresentado na Tabela 5.5, entre os itens que compõem o investimento necessário para implantação do SAEB destacam-se as baterias, que representam 60% do montante total, conforme apresentado na seção 5.2.3. Entretanto, tal componente deve ser o mais afetado caso seja desenvolvido uma cadeia de valor mais robusta para a utilização de SLB. Para o cenário base foi adotado o valor de € 95/kWh para a item “baterias” e a sensibilidade foi realizada entre € 0 e 185/kWh, com resultados apresentados na Tabela 5.15.

Tabela 5.15. Sensibilidade do valor de investimento em baterias

VPL FCFf@WACC					
Baterias (€/kWh)	0,0	25,0	Base 95,0	120,0	185,0
Resultado (R\$ mil)	-131	-251	-588	-709	-1.022

Fonte: elaboração própria

Mesmo que o valor associado com as baterias seja zero, um caso extremo de sensibilidade, o restante da infraestrutura necessária para a implantação do SAEB continua a inviabilizar o projeto, demonstrando a relevância de investimento para o caso analisado e um ponto crítico para a viabilidade do projeto. Ressalta-se que, mesmo para SLB, o custo da bateria não será zero, justamente pela necessidade de manipulação e preparação dos dispositivos para a segunda aplicação.

5.4.5 Tarifa de energia

Uma das formas de tornar mais atrativo a instalação do SAEB para o caso analisado é em caso de maior benefício auferido, com maior economia na conta da energia da unidade acadêmica. Para tanto, foi realizada primeiramente uma sensibilidade em caso de variação na tarifa, de ambos os postos tarifários, no intervalo de -50% a 50% sobre as tarifas vigentes. O cenário base não apresenta variação e os resultados são apresentados na Tabela 5.16, sendo que após a variação, ocorre apenas correção anual por IPCA.

Tabela 5.16. Sensibilidade de variação sobre a tarifa de energia

VPL FCFf@WACC					
Varição da Tarifa (%)	-50,0%	-25,0%	Base 0,0%	25,0%	50,0%
Resultado (R\$ mil)	-702	-645	-588	-531	-475

Fonte: elaboração própria

O segundo efeito analisado é a manutenção da tarifa de energia para HFP, mas com variação apenas no HP. Atualmente, a tarifa HP é aproximadamente 5,1 vezes superior à tarifa HFP. Conforme apresentado na Tabela 5.17, a sensibilidade considera a variação da razão entre tarifas no HP e HFP no intervalo 1 a 8 vezes.

Tabela 5.17. Sensibilidade da razão entre tarifa HP e tarifa HFP

VPL FCFf@WACC					
Razão Tarifa HP/Tarifa HFP	1,0	2,5	Base 5,1	6,5	8,0
Resultado (R\$ mil)	-798	-721	-588	-515	-438

Fonte: elaboração própria

A tarifa de energia é um importante parâmetro para a viabilidade do projeto, mas mesmo nos casos extremos ora analisados, permanece o desafio de atratividade para realização do investimento em SAEB, incluso se houver uma maior discrepância entre as tarifas praticadas no HP em relação ao HFP.

5.4.6 Taxa de desconto

A taxa de desconto, de forma geral, representa a remuneração pretendida ao realizar um investimento frente aos riscos do negócio. Neste caso, foi considerado o WACC de 8,23% para o cenário base e realizada sensibilidade de 6% a 10%, taxa real ao ano. Os resultados obtidos

são apresentados na Tabela 5.18.

Tabela 5.18. Sensibilidade de WACC

VPL FCFf@WACC					
WACC (Real, % a.a.)	6,0%	7,0%	Base 8,23%	9,0%	10,0%
Resultado (R\$ mil)	-581	-585	-588	-590	-592

Fonte: elaboração própria

Nota-se que a taxa de desconto não é a variável crítica para a definição da viabilidade do projeto e apresenta pouca influência na decisão do investimento para o caso analisado.

5.4.7 Prazo de operação

O prazo de operação para o cenário base foi estipulado em 12 anos. Para verificar o impacto do efeito de prolongamento ou encerramento da operação, foi realizada sensibilidade entre os períodos de 8 a 16 anos, conforme Tabela 5.19.

Tabela 5.19. Sensibilidade do prazo de operação

VPL FCFf@WACC					
Anos de Operação	8	10	Base 12	14	16
Resultado (R\$ mil)	-616	-599	-588	-582	-579

Fonte: elaboração própria

Assim como ocorreu para a taxa de desconto, nota-se que o efeito do tempo de operação é pouco impactante no resultado para o caso analisado, demonstrando a relevância dos primeiros desembolsos no fluxo econômico do projeto. Para cada cenário simulado foi verificado o SoH final, sendo que para nenhum prazo de operação foi atingido o SoH de 35%, limite definido na seção 5.2.1.

5.4.8 Impostos

O caso analisado reflete uma entidade imune tributariamente, e por se tratar de um regime especial e de uma realidade para um grupo específico e restrito, foram realizadas simulações com a estrutura tributária vigente do Brasil para pessoas jurídicas, sem considerar os efeitos da reforma disposta na Lei Complementar 214/2024 que instituiu o IVA dual, uma vez que a alíquota de aplicação ainda não foi divulgada. A Tabela 5.20 apresenta as premissas consideradas, sendo que foram simulados os efeitos para o regime de Lucro Presumido e o de

Lucro Real. Para a simulação em lucro presumido foi adotada a alíquota base de presunção de 32% da receita bruta para o cálculo de IR e CSLL, percentual aplicado para atividades de prestação de serviços.

Não foi considerado o Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS, imposto municipal aplicado sobre serviços, por ser necessário analisar a incidência, a legislação e alíquota por cidade.

Tabela 5.20. Impostos considerados

Imposto	Alíquotas	
	Lucro Real	Lucro Presumido
Pis/Cofins	9,25%	3,65%
ISS	0%	0%
IR	25%	25%
CSLL	9%	9%

Fonte: elaboração própria

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5.21. No caso analisado, o regime de tributação em Lucro Presumido é um pouco superior ao cenário base, sobretudo pelo efeito de impostos sobre a tarifa de energia, que elevam o custo percebido para o consumidor. Para o regime de Lucro Real, considerou-se os impostos evitados que seriam percebidos com a execução do projeto.

Tabela 5.21. Sensibilidade de Regime de Tributação

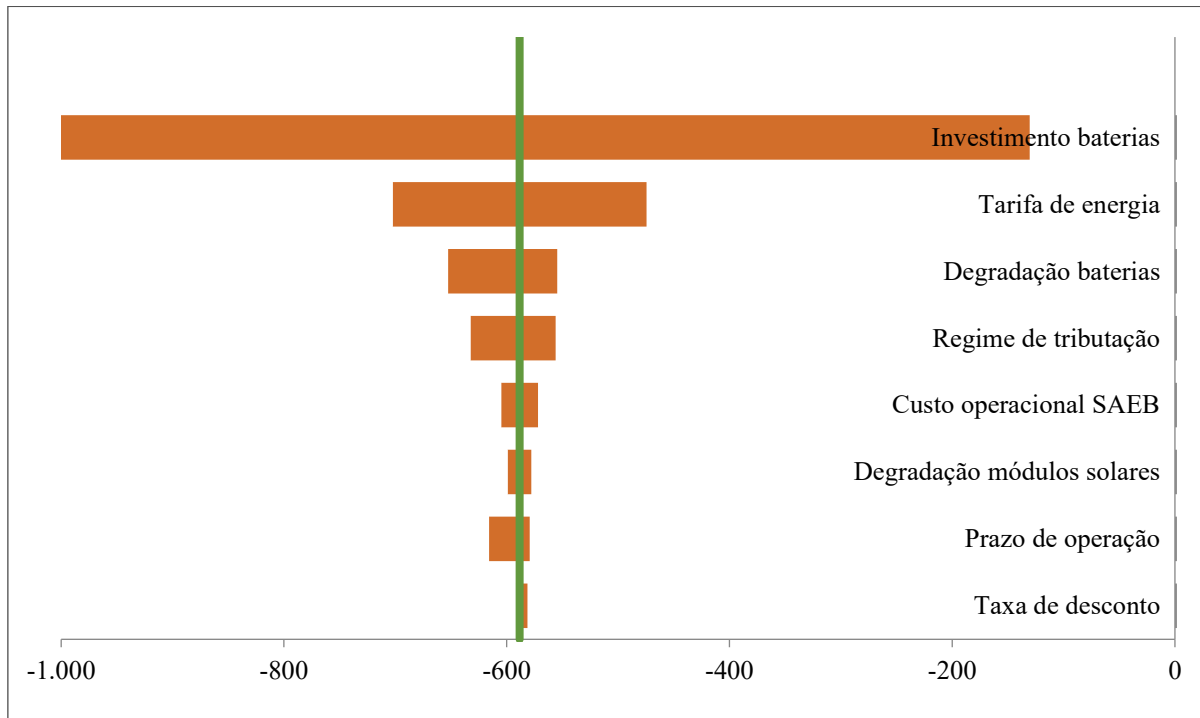
VPL FCFf@WACC			
Cenários	Base	Lucro Presumido	Lucro Real
Resultado (R\$ mil)	-588	-556	-632

Fonte: elaboração própria

5.4.9 Análise de Diagrama de Tornado

Diante dos resultados das sensibilidades das seções anteriores foi elaborado um diagrama de tornado com os resultados, permitindo visualizar a variável de maior impacto para o caso analisado e organizar os resultados obtidos nas seções anteriores. O Gráfico 5.14 apresenta os resultados (VPL@WACC, em R\$ mil) para as sensibilidades realizadas, organizado de forma que os parâmetros com maior variação são apresentados primeiro, no topo do gráfico e o de menor variação na base do gráfico.

Gráfico 5.14. Diagrama de Tornado



Fonte: elaboração própria

Ressalta-se que as sensibilidades realizadas consideraram apenas a variação do parâmetro analisado, mantendo os demais constantes, permitindo demonstrar o impacto da variável de forma isolada. A linha verde no gráfico representa o resultado do cenário base (VPL de -588) e as barras, a variação percebida para cada parâmetro analisado, de acordo com os valores adotados para sensibilidade. Nota-se, portanto, o maior impacto do investimento em baterias, demonstrando ser a variável que merece maior atenção para a viabilização do projeto de armazenamento para o caso analisado. Por isso, a adoção de SLB é promissora, pois pode contribuir de forma muito positiva para a redução do investimento necessário para sistemas de armazenamento e propiciar maior viabilização de projetos.

5.5 Discussões e conclusões

Para o estudo de caso analisado, o resultado obtido indicou inviabilidade do projeto, conforme premissas adotadas e operação definida no cenário base. Há ainda um desafio que precisa ser superado em relação ao investimento necessário para instalação de SAEB e o retorno auferido com a implementação desta solução. Neste sentido, é necessário investigar ainda mais a utilização de SLB e sua inserção no contexto brasileiro, uma vez que estudos internacionais

demonstram, que a partir de certas condições, há muitos benefícios para sua utilização (UTURBEY e SANTOS, 2026).

O resultado não pode ser considerado como definitivo, uma vez que envolve uma tecnologia que está em desenvolvimento, em rota de redução de custos, e inserido em um tema com uma regulação ainda em discussão no Brasil. Portanto, novas oportunidades podem surgir no curto prazo, como a definição de remuneração adequada para a série de requisitos possíveis que um SAEB pode fornecer, a partir do empilhamento de receitas. Neste sentido, foi realizado um estudo considerando a remuneração adicional necessária para viabilidade do cenário base analisado. Ou seja, além do custo evitado avaliado, com menor consumo faturado no HP, foi considerado uma receita adicional necessária para viabilidade do cenário base. Portanto, a simulação proposta considera que além do custo evitado para o cenário base analisado, que a instalação com o SAEB, além de consumidor, poderá ser um prestador de serviço para a rede da distribuidora e receberá uma remuneração para tal. Foi realizada uma sensibilidade a partir da taxa de desconto e uma receita fixa anual e os resultados são apresentados na Tabela 5.22, mantendo todas as premissas consideradas para o cenário base e apresentadas na seção 5.2.

Tabela 5.22. Receita adicional necessária para viabilizar o SAEB

VPL FCFf@WACC					
Taxa de desconto	6,0%	7,0%	8,23%	9,0%	10,0%
Receita Adicional (R\$ mil/ano)	74	79	86	90	96

Fonte: elaboração própria

O fluxo de caixa do projeto, com receita adicional de R\$ 86 mil/ano é apresentado no Gráfico 5.15. São mantidos os fluxos analisados no cenário base e acrescido o resultado adicional da prestação de serviço. Não foi definido o tipo de serviço a ser prestado, pois depende de estudo da rede e necessidade identificada. Para o caso analisado foi considerado as particularidades de um consumidor que se torna agora um prestador de serviço e auferir renda com esta atividade, mas não foi realizada nenhuma alteração no dimensionamento do SAEB e estrutura de custos do projeto.

Gráfico 5.15. Fluxo de caixa projetado por ano de operação



Fonte: elaboração própria

Outro ponto que poderia ajudar na viabilidade do estudo de caso envolve o melhor aproveitamento do recurso armazenado, que fica ocioso sobretudo nos meses de férias da universidade, com despacho reduzido. Uma solução possível, além da prestação de serviços para a rede, poderia ser a integração e atendimento de outros prédios da UFMG, sempre que houvesse disponibilidade do SAEB.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A utilização de sistemas de armazenamento são fundamentais para a transição energética, em especial com baterias eletroquímicas, devido a sua versatilidade e eficiência, sobretudo para sistemas estacionários e eletrificação do transporte. Nos últimos anos observa-se um crescimento significativo no uso de baterias de íon-lítio, com cada vez mais ganho de escala, a partir do desenvolvimento tecnológico contínuo e redução de preços, o que contribui para sua difusão. Especificamente em relação aos VE, com o crescimento observado e perspectivas otimistas para os próximos anos, a questão de destinação da bateria ao final de vida útil para tração motora precisa ser endereçada com brevidade. Entre as utilizações possíveis, a adoção de SLB em sistemas estacionários de energia é promissora, à medida que a inserção de SAEB visa atender aos novos requisitos dos sistemas de energia, que nos últimos anos sofreram diversas alterações, seja com a inserção de fontes alternativas de energia ou com o crescimento da geração distribuída.

O caso analisado, de uma usina fotovoltaica de telhado e um SAEB a partir de SLB representa uma opção interessante para superar o desafio de custos de baterias eletroquímicas novas, conferindo maior competitividade para esta solução, como uma opção de menor custo e performance técnica satisfatória para a utilização de baterias descartadas para tração motora. Embora a análise apresentada tenha resultado em inviabilidade do projeto, a adoção de SLB não pode ser descartada, pois é uma resposta direta ao parâmetro de maior criticidade para novos projetos com SAEB, o custo dos dispositivos. Tal conclusão evidencia que é preciso maior evolução nos estudos, sobretudo do comportamento e desempenho técnico de SLB, concomitantemente com o desenvolvimento regulatório, para valorizar os requisitos disponibilizados pelas baterias ao sistema de energia e formas adequadas de remuneração, para atração de mais investimentos e, de fato, estabelecer um eventual mercado para desenvolvimento desta solução em maior escala.

Portanto, o desenvolvimento de modelos de negócio e consolidação de um mercado de utilização de SLB envolvem uma série de aspectos que precisam ser respondidos nos próximos anos: (i) definição de preço para a SLB e relação com o preço de bateria nova, adaptada para a realidade brasileira; (ii) padronização de testes e desenvolvimento de técnicas para verificação assertiva do SoH da bateria após o final do primeiro uso; (iii) definição dos tipos de aplicações em sistemas estacionários serão priorizados, com regulação bem definida e remuneração adequada para seus atributos; (iv) o desenvolvimento de cadeia de suprimento e serviços para teste, remanufatura e reciclagem; (v) massificação do uso de VE e; (vii) coordenação e

cooperação entre os agentes que compõe a cadeia de valor da SLB.

O estudo de viabilidade apresentado utilizou dados obtidos em literatura, o que indica a importância da continuidade de estudos no âmbito do projeto Oásis-UFMG, que será fundamental para verificar os parâmetros empregados, avançar nos estudos de modelos de degradação de baterias, constituir parcerias com outros agentes interessados na solução com SLB e contribuir com o conhecimento desta tecnologia. Além disso, para o caso analisado poderiam ser realizados estudos mais aprofundados para otimização do retorno do projeto de sistema de armazenamento, com a integração com outras unidades da UFMG, por exemplo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMADI, Leila et al. Environmental feasibility of re-use of electric vehicle batteries. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, volume 6, 64-74, 2014. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.seta.2014.01.006>
- ARIOLI, Vitor et al. A Comprehensive Second-Life Review of Electric Vehicle Batteries – A Brazilian Study Case. *Laboratory Studies in Different Battery Technologies for Application in Transportable Energy Storage Systems*, 1-5, 2021. DOI: <http://doi.org/10.1109/ISGTEurope52324.2021.9639952>
- Banco Central do Brasil (BACEN). Focus - Relatório de Mercado 25-08-2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>
- BARRÉ, Anthony et al. A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. *Journal of Power Sources*, volume 241, 2013. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.05.040>
- BERGER, Katharina et al. Factors of digital product passport adoption to enable circular information flows along the battery value chain. *ScienceDirect, 30th CIRP Life Cycle Engineering Conference, Procedia CIRP 116*, 528–533, 2023. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.procir.2023.02.089>
- BIRKL, Christoph R. et al. Degradation diagnostics for lithium ion cells. *Journal of Power Sources*, volume 341, 2017. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.12.011>
- BLOOMBERG. Electric Cars Pass the Tipping Point to Mass Adoption In 31 Countries. *Sítio eletrônico*, 2024. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-03-28/electric-cars-pass-adoption-tipping-point-in-31-countries>
- BLOOMBERGNEF (BNEF). Global Electric Vehicle Sales Set for Record-Breaking Year, Even as US Market Slows Sharply, BloombergNEF Finds. *Sítio eletrônico*, 2025b. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/global-electric-vehicle-sales-set-for-record-breaking-year-even-as-us-market-slows-sharply-bloombergnef-finds/>
- BLOOMBERGNEF (BNEF). Electric Vehicle Outlook – EVO 2025. Bloomberg Finance L.P. 2025a. Disponível em: <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>
- BÖRNER, Martin F. et al. Challenges of second-life concepts for retired electric vehicle batteries. *Cell Reports Physical Science* 3, 101095, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.xcrp.2022.101095>
- BRACO, Elisa et al. Experimental assessment of cycling ageing of lithium-ion second-life batteries from electric vehicles. *Journal of Energy Storage*, volume 32, 2020, 101695, ISSN 2352-152X. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.est.2020.101695>
- CASALS, L. C. et al. Second life batteries lifespan: Rest of useful life and environmental analysis. *Journal of Environmental Management*, 232, 354–363, 2019. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.11.046>

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). Sítio eletrônico, 2025. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>

COLARULLO, Linda; THAKUR, Jagruti. Second-life EV batteries for stationary storage applications in Local Energy Communities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume 169, 2022, 112913, ISSN 1364-0321. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112913>

COLE, Wesley; FRAZIER, Will. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2019. NREL/TP-6A20-73222. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf>

COLLATH, Nils et al. Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review. *Journal of Energy Storage*, volume 55, 105634, 2022. DOI: <http://doi.org/10.14459/2022m p1652796>

CORON, E. et al. Impact of Lithium-Ion Cell Condition on Its Second Life Viability. *Journal of the Electrochemical Society*, volume 167, 2020. DOI: <http://doi.org/10.1149/1945-7111/aba703>

COSTA, W. U.; COURA, F. Resposta da Demanda: Uma Revisão e Aplicabilidade no Projeto Oásis-UFMG de Minirrede de Energia. *Anais do XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, pp 3618 – 3630, 2022.

COURA, Felipe et al. Análise de Dados de Energia do Campus Pampulha da UFMG. Apresentado em: XI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2025), São João del-Rei, Minas Gerais, 2025.

CREADY, Erin et al. Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications - A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Sandia National Laboratories, 2003.

CUBO ITAÚ. Curva de inovação: o que é e como funciona na prática. Sítio eletrônico, 2024. Disponível em: <https://blog.cubo.network/curva-de-inovacao>

DAMODARAN, A. Damodaran Online. Current Data. Levered and Unlevered Betas by Industry. Sítio eletrônico, 2025. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

DEBNATH, U. K. et al. Gridable vehicles and second life batteries for generation side asset management in the Smart Grid. *Electrical Power and Energy Systems*, 82, 114–123, 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.03.006>

DIVYA, K.C.; ØSTERGAARD, Jacob. Battery energy storage technology for power systems—An overview. *Electric Power Systems Research*, volume 79, 2009. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.017>

DONG, Qingyin et al. Cost, energy, and carbon footprint benefits of second-life electric vehicle battery use. *IScience*, volume 26, 2023, 107195. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.isci.2023.107195>

DUNN, Bruce et al. Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices. Science, volume 334, 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2024: Ano Base 2023 – Relatório Final, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. 2019. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf

FALLAH, N.; FITZPATRICK, C. How will retired electric vehicle batteries perform in grid-based second-life applications? A comparative techno-economic evaluation of used batteries in different scenarios. Journal of Cleaner Production, volume 361, 132281, ISSN 0959-6526, 2022. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132281>

Federal Open Market Committee (FOMC). Why does the Federal Reserve aim for inflation of 2 percent over the longer run? Disponível em: http://www.federalreserve.gov/faqs/economy_14400.htm

Federal Reserve Economic Data (FRED). Federal Reserve Bank of St. Louis. Market Yield on U.S. Treasury Securities at 10-Year Constant Maturity, Quoted on an Investment Basis, Percent, Daily, Not Seasonally Adjusted (DGS10), 2025. Disponível em: <https://fred.stlouisfed.org>. Acesso em: 9 de maio de 2025.

FRANK, M. et al. Identification and Mitigation of Predominant Challenges in the Utilization of Aged Traction Batteries within Stationary Second-Life Scenarios. Energies 2024, 17, 988, 2024. DOI: <http://doi.org/10.3390/en17050988>

GAO, Wei et al. Evaluation of the second-life potential of the first-generation Nissan Leaf battery packs in energy storage systems. eTransportation, volume 20, 2024, 100313, ISSN 2590-1168. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2024.100313>

GU, Xubo et al. Challenges and opportunities for second-life batteries: Key technologies and economy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, volume 192, 2024, 114191, ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114191>

GUARNIERI, Massimo. Looking Back to Electric Cars. Third IEEE History of Electro-technology Conference (HISTELCON 2012), Italy, 2012, 1-6, 2012. DOI: <http://doi.org/10.1109/HISTELCON.2012.6487583>

GUO, Jia et al. Lithium-Ion Battery Operation, Degradation, and Aging Mechanism in Electric Vehicles: An Overview. Energies, volume 14, 2021, 5220. DOI: <http://doi.org/10.3390/en14175220>

HAN, Xuebing et al. A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle. *eTransportation*, volume 1, 2019, 100005. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100005>

HANNAN, Mohammad A. et al. State-of-the-Art and Energy Management System of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicle Applications: Issues and Recommendations. *IEEE Access*, volume 6, 2018. DOI: <http://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2817655>

HARAM, Mohammed Hussein Saleh Mohammed et al. Feasibility of utilising second life EV batteries: Applications, lifespan, economics, environmental impact, assessment, and challenges. *Alexandria Engineering Journal*, volume 60, 2021. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.aej.2021.03.021>

HARAM, Mohammed Hussein Saleh Mohammed et al. Second Life EV Batteries: Technical Evaluation, Design Framework, and Case Analysis. *IEEE Access*, volume 11, 2023. DOI: <http://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3340044>

HASIB, Shahid A. et al. A Comprehensive Review of Available Battery Datasets, RUL Prediction Approaches, and Advanced Battery Management. *IEEE Access*, volume 9, 2021. DOI: <http://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3089032>

HELLMUTH, Jan F. et al. Assessment of the automation potential of electric vehicle battery disassembly. *Journal of Manufacturing Systems*, volume 59, 398–412, 2021. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.jmsy.2021.03.009>

HORESH, N. et al. Driving to the future of energy storage: Techno-economic analysis of a novel method to recondition second life electric vehicle batteries. *Applied Energy*, volume 295, 117007, ISSN 0306-2619, 2021. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117007>

HOSSAIN, Eklas et al. A Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers & Potential Solutions, Business Strategies, and Policies. *IEEE Access*, volume 7, 2019. DOI: <http://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2917859>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Batteries and Secure Energy Transitions, 2024a. Disponível em: <http://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Global EV Outlook 2024 – Moving Towards Increased Affordability, 2024b. Disponível em: <http://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Global EV Outlook 2025 – Expanding sales in diverse markets, 2025. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ea38b60-3033-42a6-9589-71134f4229f4/GlobalEVOutlook2025.pdf>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Net Zero by 2050, 2021. Disponível em: <http://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). The California Duck Curve, 2019. Disponível em: <http://www.iea.org/data-and-statistics/charts/the-california-duck-curve>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2024, 2024c. Disponível em: <http://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, 35-115, 2023. DOI: <http://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Critical materials: Batteries for electric vehicles, International Renewable Energy Agency, 2024a.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, 2024b.

IQBAL, Huma et al. A survey of second-life batteries based on techno-economic perspective and applications-based analysis. Carbon Neutrality, 2:8, 2023. DOI: <http://doi.org/10.1007/s43979-023-00049-5>

JIAO, Na; EVANS, Steve. Business Models for Repurposing a Second-Life for Retired Electric Vehicle Batteries. Behaviour of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicles. Green Energy and Technology, 2018. DOI: http://doi.org/10.1007/978-3-319-69950-9_13

JINLEI, Sun et al. Economic Operation Optimization for 2nd Use Batteries in Battery Energy Storage Systems. IEEE Access, volume 7, 41852-41859, 2019. DOI: <http://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2902402>

JONES, Nicola. The Electric-Car Battery Revolution: Alternatives to lithium-ion cells could power future electric vehicles. Nature, volume 626, 248-251, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1038/d41586-024-00325-z>

KELLY, Jarod; WINJOB, Olumide. Battery Second Life: A Review of Challenges and Opportunities. 33rd Electric Vehicle Symposium (EVS33, Portland), 2020.

KHAN, F. M. Nizam Uddin et al. Design and optimization of lithium-ion battery as an efficient energy storage device for electric vehicles: A comprehensive review. Journal of Energy Storage, volume 71, 2023, 108033, ISSN 2352-152X. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.est.2023.108033>

KOTAK, Y. et al. End of Electric Vehicle Batteries: Reuse vs. Recycle. Energies 2021, 14, 2217, 2021. DOI: <http://doi.org/10.3390/en14082217>

LAM, Dylon et al. State of Charge, State of Health, and Degradation Estimation for Second-Life Batteries for Maximum Demand Reductions. 2022 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2022. DOI: <http://doi.org/10.1109/PECON54459.2022.9988844>

LANDER, Laura et al. Breaking it down: A techno-economic assessment of the impact of battery pack design on disassembly costs. Applied Energy, volume 331, 120437, 2023. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120437>

LI, Jianwei et al. A Comprehensive Review of Second Life Batteries Toward Sustainable Mechanisms: Potential, Challenges, and Future Prospects. IEEE Transactions on Transportation Electrification, volume 9, número 4, 2023. DOI: <http://doi.org/10.1109/TTE.2022.3220411>

LI, Jun et al. Research on the Classification Method for the Secondary Uses of Retired Lithium-ion Traction Batteries. Energy Procedia, volume 105, 2843 – 2849, 2017. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.625>

LI, Xin et al. Bringing innovation to market: business models for battery storage. Energy Procedia, volume 159, 327-332, 2019. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.007>

LIESKOSKI, S. et al. Techno-Economic Analysis of the Business Potential of Second-Life Batteries in Ostrobothnia, Finland. Batteries 2024, 10, 36, 2024. DOI: <http://doi.org/10.3390/batteries10010036>

MARTINEZ-LASERNA, E. et al. Battery second life: Hype, hope or reality? A critical review of the state of the art. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 93, 701–718, 2018. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.035>

MATHEWS, Ian et al. Technoeconomic model of second-life batteries for utility-scale solar considering calendar and cycle aging. Applied Energy, volume 269, 115127, 2020. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115127>

MCKINSEY & COMPANY (MCKINSEY) AND GLOBAL BATTERY ALLIANCE. Battery 2030: Resilient, sustainable, and circular. McKinsey & Company, 2023. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/battery-2030-resilient-sustainable-and-circular>

MEEGODA, J. et al. Second Life of Used Lithium-Ion Batteries from Electric Vehicles in the USA. Environments 2024, 11, 97, 2024. DOI: <http://doi.org/10.3390/environments11050097>

MONTES, Tomás et al. Procedure for Assessing the Suitability of Battery Second Life Applications after EV First Life. Batteries 2022, volume 8, 122, 2022. DOI: <http://doi.org/10.3390/batteries8090122>

MOREIRA, Agattha et al. Analysis of the Remaining Useful Life of Electric Vehicle Batteries and Development of Second-Life Solutions. Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2022), AHE 16, 2023. DOI: http://doi.org/10.2991/978-94-6463-156-2_21

NARULA, Chaitanya K. et al. Economic Analysis of Deploying Used Batteries in Power Systems. National Technical Information Service, Oak Ridge National Laboratory. Sustainable Electricity Program - Energy Storage, Final Report, 2011.

NEOCHARGE. O que são Veículos Elétricos. Site eletrônico, acesso em: 18 de abril de 2024. Disponível em: <http://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/veiculo-eletrico>

NEUBAUER, J. et al. Identifying and Overcoming Critical Barriers to Widespread Second Use of PEV Batteries. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5400-63332, 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.2172/1171780>

NEUBAUER, J. et al. Techno-Economic Analysis of PEV Battery Second Use: Repurposed-Battery Selling Price and Commercial and Industrial End-User Value. Volume 1, 2012. DOI: <http://doi.org/10.4271/2012-01-0349>

NOURA, Nassim et al. A Review of Battery State of Health Estimation Methods: Hybrid Electric Vehicle Challenges. World Electric Vehicle Journal 2020, 11, 66, 2020. DOI: <http://doi.org/10.3390/wevj11040066>

NOVÁKOVÁ, K. et al. Second-Life of Lithium-Ion Batteries from Electric Vehicles: Concept, Aging, Testing, and Applications. Energies 2023, volume 16, 2345, 2023. DOI: <http://doi.org/10.3390/en16052345>

NUNES, Thomas S. et al. An online unscented Kalman filter remaining useful life prediction method applied to second-life lithium-ion batteries. Electrical Engineering, 105, 3481–3492, 2023. DOI: <http://doi.org/10.1007/s00202-023-01910-7>

OLSSON, L. et al. Circular Business Models for Extended EV Battery Life. Batteries 2018, 4, 57, 2018. DOI: <http://doi.org/10.3390/batteries4040057>

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). PAR/PEL 2023 – Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN. ONS, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202023-3-3-Fev24%20VF.pdf>

PATEL, Anisha N. et al. Lithium-ion battery second life: pathways, challenges and outlook. Frontiers in Chemistry, 12:1358417, 2024. DOI: <http://doi.org/10.3389/fchem.2024.1358417>

PESARAN, Ahmad et al. Electric Vehicle Lithium-Ion Battery Life Cycle Management. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5700-84520, 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84520.pdf>

QI, Lingfei et al. Manufacturing processes and recycling technology of automotive lithium-ion battery: A review. Journal of Energy Storage, volume 67, 107533, 2023. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.est.2023.107533>

RALLO, H. et al. Economic analysis of the disassembling activities to the reuse of electric vehicles Li-ion batteries. Resources, Conservation & Recycling, volume 159, 2020. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.104785>

REINHARDT, Robert et al. Towards sustainable business models for electric vehicle battery second use: A critical review. Journal of Environmental Management, volume 245, 432–446, 2019. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.05.095>

ROUHOLAMINI, Mahdi et al. A Review of Modeling, Management, and Applications of Grid-Connected Li-Ion Battery Storage Systems. IEEE Transactions on Smart Grid, volume 13, número 6, 2022. DOI: <http://doi.org/10.1109/TSG.2022.3188598>

RUFINO JUNIOR, C. A. et al. Towards a business model for second-life batteries: Barriers, opportunities, uncertainties, and Technologies. *Journal of Energy Chemistry*, 78, 507–525, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2022.12.019>

SANDBERG, Elis. Second Life Applications for Degraded EV Batteries – Evaluating Benefits Based on Remaining Useful Life and Battery Configurations. Linköping University, Department of Electrical Engineering, Vehicular Systems, Independent thesis Advanced level (degree of Master), 2023.

SANTOS, B.; UTURBEY, W. Baterias de Segunda Vida – Desafios para a Viabilidade da Utilização em Sistemas de Energia Elétrica. 1ª Conferência Brasileira sobre Recursos Energéticos Distribuídos (CBRED), 2024.

SARKER, M. T. et al. Second-Life Electric Vehicle Batteries for Home Photovoltaic Systems: Transforming Energy Storage and Sustainability. *Energies* 2024, 17, 2345, 2024. DOI: <http://doi.org/10.3390/en17102345>

SATHRE, Roger et al. Energy and climate effects of second-life use of electric Vehicle batteries in California through 2050. *Journal of Power Sources* 288, 82-91, 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.04.097>

SAXENA, Samveg et al. Quantifying EV battery end-of-life through analysis of travel needs with vehicle powertrain models. *Journal of Power Sources*, volume 282, 265-276, 2015. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.01.072>

SCHADE, Curd; EGGING-BRATSETH, Ruud. Battery degradation: Impact on economic dispatch. *Energy Storage*, volume 6, E588, 2024. DOI: <http://doi.org/10.1002/est2.588>

SILVA, M. et al. OASIS-UFMG: Proposta de Minirrede para Diminuição de Custos de Energia Elétrica no Campi Universitário. *CBA*, Volume 3, No 1, 2022. DOI: <http://doi.org/10.20906/CBA2022/3499>

SILVA, Rogério. Novas Tecnologias e Infraestrutura do Setor Elétrico Brasileiro – Armazenamento de Energia em Baterias. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2022. DOI: <http://dx.doi.org/10.38116/td2746>

SPADVISORS. Country Risk Premium do Brasil calculado pela SP Advisors. Relatório de abril/2025, 2025. Disponível em: <https://www.investmentbanking.com.br/countryriskpremiumbyspadvisors>

SPOTNITZ, R. Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, Volume 113, Issue 1, Pages 72-80, 2003. DOI: [http://doi.org/10.1016/S0378-7753\(02\)00490-1](http://doi.org/10.1016/S0378-7753(02)00490-1)

Standard & Poor's (S&P). S&P Global 500 Total Return, média 10 anos, 2025. Disponível em: <https://www.spglobal.com/spdji/pt/indices/equity/sp-500/#overview>. Acesso em 9 de maio de 2025.

STECKEL, Tobiah et al. Applying levelized cost of storage methodology to utility-scale second-life lithium-ion battery energy storage systems. *Applied Energy*, volume 300, 117309, 2021. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117309>

SUN, S. et al. Effects of market dynamics on the time-evolving price of second-life electric vehicle batteries. *Journal of Energy Storage* 19, 41–51, 2018. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.est.2018.06.012>

TAO, Fuwei et al. Designing a Sustainable Circulation System of Second-life Traction Batteries: A Scenario-based Simulation Approach. *ScienceDirect, 29th CIRP Life Cycle Engineering Conference, Procedia CIRP* 105, 733–738, 2022. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.procir.2022.02.122>

TASNIM MOWRI, S. et al. Assessing the Impact of First-Life Lithium-Ion Battery Degradation on Second-Life Performance. *Energies* 2024, 17, 501, 2024. DOI: <http://doi.org/10.3390/en17020501>

TEECE, David J. *Business Models, Business Strategy and Innovation. Long Range Planning*, volume 43, 172e194, 2010.

United States Advanced Battery Consortium Battery Test Manual for Electric Vehicles (USABC). U.S. Department of Energy, Vehicle Technologies Program. 2020.

UTURBEY, Wadaed; SANTOS, Bruno S. Towards the feasibility of second-life batteries – the impact of the degradation limit, To be presented at: 5th Latin America Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, LA-SDEWES 2026, January 18-21, Cartagena de Indias, Colombia, 2026.

WARNER, John T. Overview and comparison of different lithium-ion chemistries. *Lithium-Ion Battery Chemistries*, 79-97, 2019. DOI: <http://doi.org/10.1016/B978-0-12-814778-8.00004-1>

WIELAND, M. et al. Model-based Lifetime Analysis of 2nd-life Lithium-Ion Battery Storage Systems for Stationary Applications. *NEIS Conference 2016. Springer Vieweg*, 2017. DOI: http://doi.org/10.1007/978-3-658-15029-7_27

WORLD ECONOMIC FORUM (WEF). *A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030. Unlocking the Full Potential to Power Sustainable Development and Climate Change Mitigation. World Economic Forum*, 2019. Disponible em: http://www3.weforum.org/docs/WEF_A_Vision_for_a_Sustainable_Battery_Value_Chain_in_2030_Report.pdf

XU, Bolun et al. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, volume 99, 2016. DOI: <http://doi.org/10.1109/TSG.2016.2578950>

ZHAO, Yanyan et al. A Review on Battery Market Trends, Second-Life Reuse, and Recycling. *Sustainable Chemistry*, 2, 167–205, 2021. DOI: <http://doi.org/10.3390/suschem2010011>

ZHU, Juner et al. End-of-life or second-life options for retired electric vehicle batteries. *Cell Reports Physical Science* 2, 100537, 2021. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.xcrp.2021.100537>