

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Fabício Carneiro Travassos

**Projeto de um Sistema de Armazenamento de Energia para Caminhões de
Mineração Híbridos Considerando os Perfis de Missão e a Degradação do
Banco de Baterias**

Juiz de Fora

2026

Fabício Carneiro Travassos

**Projeto de um Sistema de Armazenamento de Energia para Caminhões de
Mineração Híbridos Considerando os Perfis de Missão e a Degradação do
Banco de Baterias**

Dissertação de mestrado apresentado ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Juiz de
Fora como requisito parcial à obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Sistemas Eletrônicos

Orientador: Prof. Dr. Guilherme Márcio Soares

Coorientador: Prof. Dr. Allan Fagner Cupertino

Juiz de Fora

2026

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Travassos, Fabrício Carneiro.

Projeto de um Sistema de Armazenamento de Energia para Caminhões de Mineração Híbridos Considerando os Perfis de Missão e a Degradação do Banco de Baterias / Fabrício Carneiro Travassos.

-- 2026.

124 f. : il.

Orientador: Guilherme Márcio Soares

Coorientador: Allan Fagner Cupertino

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2026.

1. Armazenamento de energia. 2. Baterias de íon-lítio. 3. Degradação de baterias. 4. Eletrificação de caminhões de mineração. I. Soares, Guilherme Márcio, orient. II. Cupertino, Allan Fagner, coorient. III. Título.

Fabício Carneiro Travassos

**Projeto de um Sistema de Armazenamento de Energia para Caminhões de Mineração Híbridos
Considerando os Perfis de Missão e a Degradação do Banco de Baterias**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Sistemas Eletrônicos

Aprovada em 13 de março de 2026.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Guilherme Márcio Soares - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Allan Fagner Cupertino - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Rodrigo Cássio de Barros
Universidade Federal de Ouro Preto

Profa. Dra. Janáina Gonçalves de Oliveira
Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 25/02/2026.



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Márcio Soares, Professor(a)**, em 13/03/2026, às 16:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Allan Fagner Cupertino, Professor(a)**, em 13/03/2026, às 16:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rodrigo Cassio de Barros, Usuário Externo**, em 13/03/2026, às 17:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Janaina Goncalves de Oliveira, Professor(a)**, em 17/03/2026, às 20:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2886693** e o código CRC **A2ED1DE0**.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, pelo amor incondicional, pelo apoio constante e por sempre acreditar em mim, mesmo nos momentos mais desafiadores desta jornada. Aos meus tios Victor, Maria Tereza, Gilberto e Luciene, pelo incentivo, carinho e por serem presença fundamental ao longo da minha formação pessoal e profissional.

Aos meus orientadores, Guilherme e Allan, por todo o apoio, pela confiança depositada no trabalho e pelo conhecimento compartilhado ao longo deste percurso. Agradeço especialmente pela paciência, pelas orientações técnicas e por estarem ao meu lado nos momentos mais difíceis, oferecendo suporte não apenas acadêmico, mas também humano.

Ao meu colega Bernardo, pelo apoio durante o desenvolvimento da dissertação. Sua colaboração foi essencial em diversas etapas deste trabalho.

Aos meus amigos Victor, Thiago e Rodrigo, pela amizade, pelo incentivo e por tornarem essa caminhada mais leve. A presença e o apoio de vocês foram fundamentais para que eu pudesse chegar até aqui.

RESUMO

A eletrificação parcial de caminhões fora de estrada em operações de mineração representa uma alternativa promissora para redução do consumo de diesel e das emissões de gases de efeito estufa associadas, porém impõe desafios técnicos e econômicos significativos relacionados ao dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento em baterias. O principal desafio consiste em determinar a capacidade do banco de baterias capaz de equilibrar custo de investimento, degradação eletroquímica e benefícios decorrentes da recuperação de energia regenerativa ao longo da vida útil do equipamento.

Este trabalho propõe um modelo dinâmico integrado para simulação do estado de carga, degradação cíclica e de calendário, fluxo energético e desempenho econômico de um sistema de armazenamento aplicado a caminhões fora de estrada. A metodologia foi avaliada a partir de perfis de potência operacionais reais de minas brasileiras, representando diferentes ciclos de missão e condições topográficas. O modelo incorpora contagem de ciclos pelo método *rainflow*, equações empíricas de envelhecimento eletroquímico e uma formulação de custo total descontado ao longo de um horizonte de 60 meses. O problema de dimensionamento é tratado como uma otimização de caixa-preta, sendo resolvido por meio de otimização bayesiana, adequada a funções objetivo não lineares e computacionalmente custosas.

Os resultados demonstram que o perfil operacional exerce influência decisiva sobre a capacidade ótima do banco de baterias e sobre a viabilidade econômica da eletrificação parcial. Para os três perfis reais analisados, observaram-se reduções de custo total descontado de 14,62%, 54,39% e 30,11%, respectivamente, quando comparados ao cenário exclusivamente a diesel. Verificou-se que perfis com maior potencial de recuperação de energia regenerativa apresentam maior atratividade econômica, mesmo quando associados a múltiplas substituições do banco de baterias ao longo do horizonte considerado.

As análises de sensibilidade indicam que o custo da energia é o parâmetro de maior influência no processo de dimensionamento, enquanto variações no estado de carga inicial apresentam impacto marginal sobre o ponto ótimo. Os resultados obtidos reforçam a importância da caracterização específica do ciclo de trabalho da mina para a definição de estratégias de eletrificação, evidenciando que o dimensionamento ótimo não é universal, mas fortemente dependente das características energéticas da operação.

Palavras-chave: Armazenamento de energia, Baterias de íon-lítio, Degradação de baterias, Eletrificação de caminhões de mineração

ABSTRACT

The partial electrification of off-highway haul trucks in mining operations represents a promising pathway for reducing diesel consumption and associated emissions. However, it introduces significant technical and economic challenges related to the optimal sizing of battery energy storage systems. The central challenge lies in determining the battery pack capacity that balances capital investment, electrochemical degradation, and the economic benefits derived from regenerative energy recovery throughout the equipment's operational life.

This work proposes an integrated dynamic model for simulating state of charge evolution, cycle and calendar degradation, energy flow, and economic performance of a battery energy storage system applied to off-highway haul trucks. The methodology was evaluated using real operational profiles from Brazilian mining sites, representing distinct mission cycles and topographic conditions. The model incorporates rainflow cycle counting, empirical electrochemical aging equations, and a discounted total cost formulation over a 60-month horizon. The sizing problem is treated as a black-box optimization and solved using Bayesian optimization, which is suitable for nonlinear and computationally expensive objective functions.

The results demonstrate that the operational profile has a decisive influence on both the optimal battery capacity and the overall economic feasibility of partial electrification. For the three real-world profiles analyzed, discounted total cost reductions of 14.62%, 54.39%, and 30.11% were achieved, respectively, when compared to a diesel-only baseline scenario. Profiles with higher regenerative energy potential exhibited greater economic attractiveness, even when multiple battery replacements were required within the analyzed horizon.

Sensitivity analyses indicate that energy cost is the most influential parameter in the sizing process, while variations in the initial state of charge have marginal impact on the optimal solution. The findings reinforce that optimal battery sizing is not universal but strongly dependent on the specific energy characteristics of the mining operation, highlighting the importance of mission-specific modeling in fleet electrification strategies.

Keywords: Energy storage, Lithium-ion batteries, Battery degradation, Mining truck electrification

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Emissões em uma mina de ferro. Observa-se que a maior parte das emissões ocorrem durante o transporte e carregamento de minério. Adaptado de (LEGGE <i>et al.</i> , 2021).	15
Figura 1.2 – Fluxograma do controle hierárquico proposto em (SABER; SOARES; ALMEIDA, 2025), destacando a coordenação entre baterias e supercapacitores em aplicações híbridas de mineração.	19
Figura 1.3 – Arquitetura do sistema de propulsão híbrido proposto em (FENG; DONG, 2020a), integrando célula a combustível, ESS, conversores e motores de tração.	22
Figura 2.1 – Caminhão Komatsu 730E (Fonte: Autor).	30
Figura 2.2 – Diagrama do sistema de potência original do caminhão.	31
Figura 2.3 – Diagrama do sistema de potência modificado, incluindo banco de baterias e conversor bidirecional.	32
Figura 2.4 – Diagrama elétrico do conversor <i>buck-boost</i> bidirecional com quatro chaves (FSBB).	33
Figura 2.5 – Motor diesel utilizado no caminhão Komatsu 730E. (Fonte: https://www.komatsu.com/content/dam/komatsu/sales-and-marketing-documents/brochures/trucks/730e/730e-10-aess941-02.pdf)	34
Figura 2.6 – Arranjo ilustrativo das grades de frenagem dinâmica (Fonte: https://www.westrockusa.com/en/products/off-highway-braking-resistor-grids).	37
Figura 2.7 – Motor de corrente contínua utilizado no Komatsu 730E (Fonte: https://www.minespecparts.com.au/product/komatsu-730-wheel-motor/).	38
Figura 2.8 – Comparação de diversos tipos de química de bateria diferentes (adaptado de (HOUACHE <i>et al.</i> , 2022)).	42
Figura 2.9 – Representação esquemática de um circuito elétrico equivalente (EEC) para modelagem da vida útil de baterias de íons de lítio, considerando a dependência dos parâmetros em relação ao envelhecimento e às condições de operação (adaptado de (STROE <i>et al.</i> , 2014)).	46
Figura 2.10 – Estrutura do modelo de degradação de desempenho proposto para a célula LiFePO_4/C (STROE, 2014).	50
Figura 3.1 – Fluxograma do processo de otimização e avaliação da FOB para configurações candidatas do banco de baterias.	56
Figura 3.2 – Diagrama de blocos do modelo executado pelos <i>workers</i> paralelos durante a avaliação da função objetivo.	57

Figura 3.3 – Diagrama de blocos do modelo de simulação do sistema de armazenamento em baterias, evidenciando o encadeamento entre o perfil de potência do caminhão, o modelo elétrico equivalente, a estimação do estado de carga (SOC) e o modelo de degradação da bateria.	60
Figura 3.4 – Diagrama conceitual do fluxo de caixa mostrando as componentes da $FOB(N_c)$: custo inicial em $k = 0$, fluxos mensais repetidos ($k = 1, \dots, H$), substituições esparsas ($r(k) = 1$) e valor residual em $k = H$	64
Figura 3.5 – Diagrama macro do processo de otimização bayesiana com execução paralela da função objetivo.	68
Figura 4.1 – Ciclo de carregamento de um caminhão.	72
Figura 4.2 – Perfil de potência do caminhão no ciclo da mina de Riacho dos Machados.	74
Figura 4.3 – Corrente nas rodas motorizadas durante a frenagem e tração.	75
Figura 4.4 – Tensão nas rodas motorizadas durante a frenagem e tração.	75
Figura 4.5 – Perfil de potência do caminhão no ciclo da mina de Conceição do Mato Dentro.	76
Figura 4.6 – Perfil de potência do caminhão no ciclo da mina de Araxá.	77
Figura 4.7 – Perfil de potência sintético utilizado para a validação do estimador de estado de carga.	78
Figura 4.8 – Comparação entre o SOC estimado pelo modelo e o SOC calculado via integração de Coulomb para o perfil sintético de potência.	79
Figura 4.9 – Perfil sintético de SOC em forma de onda triangular utilizado para validação da degradação cíclica.	81
Figura 4.10 – Perfil sintético de SOC em forma de onda quadrada utilizado para validação da degradação de calendário.	82
Figura 4.11 – Custo total descontado em função da capacidade do banco de baterias para o Perfil 1, considerando $SOC_{\min} = 10\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, estado de carga inicial de 20% e taxa de descarga nominal de $4C$	84
Figura 4.12 – Custo total descontado em função da capacidade do banco de baterias para o Perfil 2, considerando $SOC_{\min} = 10\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, estado de carga inicial de 20% e taxa de descarga nominal de $4C$	87
Figura 4.13 – Custo total descontado em função da capacidade do banco de baterias para o Perfil 3, considerando $SOC_{\min} = 10\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, estado de carga inicial de 20% e taxa de descarga nominal de $4C$	88
Figura 4.14 – Número de trocas do <i>pack</i> de baterias em função da capacidade instalada do banco para os Perfis 1, 2 e 3, considerando o caso base com $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh e taxa de descarga máxima de $4C$	90
Figura 4.15 – Decomposição absoluta dos principais termos de custo e benefício no ponto ótimo de cada perfil operacional.	91

Figura 4.16–Evolução das variáveis elétricas até a primeira substituição do pack para o Perfil 1.	95
Figura 4.17–Evolução das variáveis elétricas até a primeira substituição do pack para o Perfil 2.	96
Figura 4.18–Evolução das variáveis elétricas até a primeira substituição do pack para o Perfil 3.	97
Figura 4.19–Evolução das grandezas elétricas ao longo do horizonte completo de análise para o Perfil 1, incluindo os eventos de substituição do <i>pack</i>	98
Figura 4.20–Evolução das grandezas elétricas ao longo do horizonte completo de análise para o Perfil 2, incluindo os eventos de substituição do <i>pack</i>	99
Figura 4.21–Evolução das grandezas elétricas ao longo do horizonte completo de análise para o Perfil 3, incluindo os eventos de substituição do <i>pack</i>	100
Figura 4.22–Custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes valores de custo da energia equivalente do diesel (1, 2 e 4 R\$/kWh), com $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$ e taxa de descarga máxima de $4C$	101
Figura 4.23–Custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes limites de taxa máxima de descarga (<i>C-rate</i>).	103
Figura 4.24–Evolução do índice de perda de capacidade acumulada C_{fade} em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes limites de taxa máxima de descarga (<i>C-rate</i>).	104
Figura 4.25–Número de substituições do <i>pack</i> de baterias em função da capacidade instalada do banco para o Perfil 1, considerando diferentes limites de taxa máxima de descarga (<i>C-rate</i>), com $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$ e horizonte de análise de 60 meses.	105
Figura 4.26–Custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes valores de estado de carga mínimo admissível (SOC_{\min}), com $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa de descarga máxima de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.	106
Figura 4.27–Número de substituições do <i>pack</i> de baterias em função da capacidade instalada do banco para o Perfil 1, considerando diferentes valores de estado de carga mínimo admissível (SOC_{\min}), com $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh e taxa máxima de descarga de $4C$	107

Figura 4.28—Índice de perda de capacidade acumulada C_{fade} ao final do horizonte de análise em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes valores de estado de carga mínimo admissível (SOC_{min}), com $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh e taxa máxima de descarga de $4C$ 108

Figura 4.29—Custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes valores de estado de carga inicial (SOC_i), com $SOC_{min} = 10\%$, taxa de descarga máxima de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses. 110

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Principais características elétricas e de potência do sistema de tração do Komatsu 730E.	39
Tabela 2.2 – Comparação entre diferentes químicas de baterias (adaptado de (ALMADANI <i>et al.</i> , 2024)).	41
Tabela 3.1 – Parâmetros utilizados no processo de otimização bayesiana.	70
Tabela 4.1 – Valores representativos do processo de otimização para o Perfil 1 no caso base.	85
Tabela 4.2 – Comparação consolidada dos indicadores energéticos e econômicos no ponto ótimo de dimensionamento do BESS para os três perfis operacionais (caso base: $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$, custo do diesel = 2 R\$/kWh, C -rate = $4C$, horizonte de 60 meses).	89
Tabela 4.3 – Configuração elétrica ótima do <i>pack</i> para células de 3,2 V (LiFePO ₄), assumindo $N_s = 390$ (tensão nominal ≈ 1248 V).	93
Tabela 4.4 – Resumo dos resultados ótimos obtidos para o Perfil 1 considerando diferentes valores de estado de carga mínimo admissível (SOC_{\min}), com $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.	109
Tabela 6.1 – Resultados da varredura paramétrica — Perfil 1 (caso base: custo do diesel = 2 R\$/kWh).	119
Tabela 6.2 – Resultados da varredura paramétrica — Perfil 2 (caso base: custo do diesel = 2 R\$/kWh).	119
Tabela 6.3 – Resultados da varredura paramétrica — Perfil 3 (caso base: custo do diesel = 2 R\$/kWh).	119
Tabela 6.4 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando custo da energia igual a 1 R\$/kWh.	120
Tabela 6.5 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando custo da energia igual a 4 R\$/kWh.	120
Tabela 6.6 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 no caso base, considerando taxa máxima de descarga igual a $4C$	120
Tabela 6.7 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando taxa máxima de descarga igual a $2C$	120
Tabela 6.8 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 0\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.	121
Tabela 6.9 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.	121

Tabela 6.10–Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 20\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.	121
Tabela 6.11–Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 40\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.	122
Tabela 6.12–Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 50\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.	122
Tabela 6.13–Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando estado de carga inicial $SOC_i = 0\%$	122
Tabela 6.14–Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando estado de carga inicial $SOC_i = 10\%$	123
Tabela 6.15–Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando estado de carga inicial $SOC_i = 20\%$	123
Tabela 6.16–Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando estado de carga inicial $SOC_i = 50\%$	123

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	15
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
1.3	OBJETIVOS	28
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	29
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	30
2.1	SISTEMA EM ESTUDO	30
2.2	ELEMENTOS DO CAMINHÃO KOMATSU 730E	33
2.2.1	Motor Diesel	33
2.2.2	Gerador Síncrono	34
2.2.3	Retificador Principal	35
2.2.4	Grades de Frenagem Dinâmica	35
2.2.5	Motores c.c. de Tração	36
2.2.6	Sistemas de Excitação	38
2.2.7	Resumo das Características Elétricas do Powertrain	39
2.3	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS	39
2.3.1	Tecnologia de baterias	39
2.3.2	Modelos Matemáticos Adotados	41
<i>2.3.2.1</i>	<i>Estimação de SOC</i>	<i>41</i>
2.3.2.1.1	Estimação de SOC por Tensão de Circuito Aberto (OCV)	42
2.3.2.1.2	Estimativa de SOC baseada em Filtro de Kalman	43
2.3.2.1.3	Contador de Coulomb	44
2.4	MODELO DE DEGRADAÇÃO	45
2.4.1	Modelos de Vida Útil Baseados em Circuitos Elétricos Equivalentes (EEC)	46
2.4.2	Envelhecimento Acelerado de Células LiFePO₄/C	47
2.4.3	Modelo de Degradação e Desempenho	49
2.5	ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO BAYESIANA	51
2.6	RESUMO DO CAPÍTULO	53
3	METODOLOGIA DE PROJETO PARA O BANCO DE BATERIAS	54
3.1	DETALHAMENTO DO FLUXO DE EXECUÇÃO DA SIMULAÇÃO MENSAL	55
3.2	SIMULAÇÃO DINÂMICA	58
3.2.1	Modelagem do sistema dinâmico	58
3.3	ESTIMAÇÃO DA DEGRADAÇÃO DA VIDA ÚTIL	61
3.4	MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	63

3.4.1	Definições Preliminares do Problema	63
3.4.2	Definição das funções-custo mensais	65
3.4.3	Definição formal da função objetivo (FOB)	66
3.4.4	Problema de otimização	67
3.5	A EXECUÇÃO DA OTIMIZAÇÃO BAYESIANA	67
3.6	RESUMO DO CAPÍTULO	69
4	RESULTADOS	71
4.1	DESCRIÇÃO DAS MINAS E DOS PERFIS DE POTÊNCIA	72
4.2	VALIDAÇÃO DO MODELO DINÂMICO PARA VÁRIOS PERFIS	77
4.3	VALIDAÇÃO DO MODELO DE DEGRADAÇÃO	80
4.3.1	VALIDAÇÃO DA DEGRADAÇÃO CÍCLICA	80
4.3.2	Validação da degradação de calendário	81
4.3.3	Discussão dos resultados de validação	82
4.4	RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO	83
4.4.1	Resultados da otimização para o Perfil 1	84
4.4.2	Resultados da otimização para o Perfil 2	86
4.4.3	Resultados da otimização para o Perfil 3	88
4.4.4	Comparação entre os perfis operacionais	89
4.4.5	Simulação Dinâmica dos Casos Ótimos	93
4.4.6	Influência do custo da energia	98
4.4.7	Influência da taxa máxima de descarga	102
4.4.8	Influência do estado de carga mínimo	104
4.4.9	Influência do estado de carga inicial	109
5	CONCLUSÕES	112
	REFERÊNCIAS	114
6	Apêndice I - Tabelas de Resultados	119

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A mineração tem papel estruturante para a economia brasileira, tanto pela geração de divisas quanto pela oferta de insumos críticos para cadeias industriais e para a transição energética. Em 2024, por exemplo, o saldo comercial mineral respondeu por 47% do saldo total do país, evidenciando a relevância do setor mesmo em um cenário de elevada competição global (IBRAM, 2025). No ano anterior, 2023, as exportações minerais alcançaram cerca de US\$ 43 bilhões, e o saldo comercial do setor foi da ordem de US\$ 31,95 bilhões (IBRAM, 2024).

Do ponto de vista ambiental, a indústria da mineração contribui com aproximadamente 3% das emissões globais de CO₂, sendo que a maior parte dessas emissões é causada pelo uso de veículos a diesel (LEGGE *et al.*, 2021). A Figura 1.1 mostra um exemplo das fontes de emissões em uma mina de ferro, evidenciando que grande parte ocorre durante o transporte e carregamento de minério.

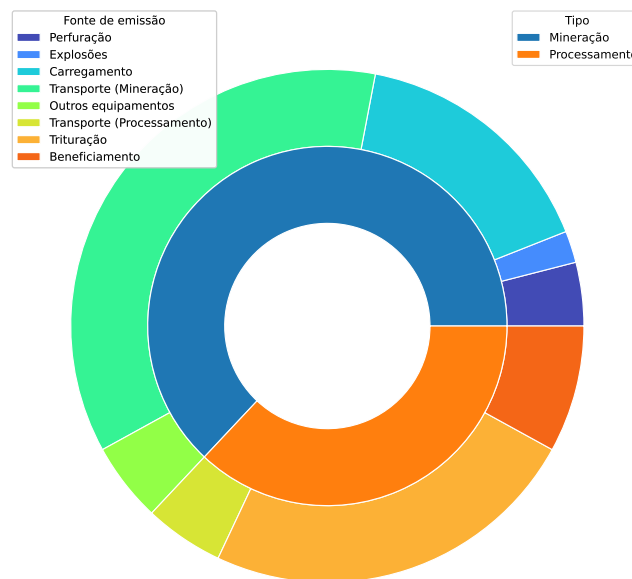


Figura 1.1 – Emissões em uma mina de ferro. Observa-se que a maior parte das emissões ocorrem durante o transporte e carregamento de minério. Adaptado de (LEGGE *et al.*, 2021).

Dentro desse contexto, os caminhões fora de estrada (*haul trucks*) constituem os principais equipamentos de transporte em minas a céu aberto e estão entre os maiores consumidores de diesel nas operações. Estudos indicam que uma única unidade pode consumir, ao longo de um ano, centenas de milhares de litros de combustível, e que a frota de transporte pode responder por 30%–50% do uso total de energia do sítio minerário (INSTITUTE, 2019). A *Parker Bay Company* estima que existam cerca de 58

mil caminhões de mineração em operação no mundo (The Parker Bay Company, 2024), cuja motorização pode ser puramente mecânica ou eletro-diesel (DELL, 2018). Em veículos com tração eletro-diesel, um motor a combustão aciona um gerador elétrico, que alimenta motores de tração em corrente contínua (c.c.) ou corrente alternada (c.a.). Durante a frenagem, a energia é dissipada em bancos de resistores na forma de calor (GINO AG Elektrotechnische Fabrik, 2021). Esses equipamentos podem ultrapassar 100 mil horas de operação (Caterpillar Inc., 2016), o que reforça o potencial de intervenções tecnológicas que melhorem sua eficiência energética ao longo da vida útil.

A necessidade de reduzir emissões e consumo de diesel nesses equipamentos está alinhada a um movimento mais amplo de eletrificação de veículos. Nos últimos anos, a adoção de veículos elétricos (VE) e veículos elétricos híbridos (VEH) de passeio tem crescido de forma expressiva. Segundo a *International Energy Agency* (IEA), em 2021, a adoção de VE e VEH triplicou em apenas três anos (International Energy Association - IEA, 2022). Esse avanço é impulsionado por melhorias na infraestrutura de carregamento (RIVERA *et al.*, 2021), redução de custos (OUYANG; ZHOU; OU, 2021) e incentivos governamentais, frequentemente associados às metas do Acordo de Paris para mitigação das emissões de gases de efeito estufa (SABATA *et al.*, 2023; LOGAN *et al.*, 2020).

Globalmente, observa-se também a aceleração da eletrificação de veículos pesados. Em 2024, as vendas de caminhões elétricos médios e pesados superaram 90 mil unidades, representando crescimento anual de quase 80%, impulsionado sobretudo pelo mercado chinês (AGENCY, 2025). Embora esses números se refiram principalmente ao segmento rodoviário, eles evidenciam a maturação de tecnologias de baterias, trens de força elétricos e sistemas de recarga, que também favorecem aplicações fora de estrada. Análises recentes indicam que a eletrificação do transporte promove reduções líquidas de emissões de gases de efeito estufa ao longo do ciclo de vida, mesmo considerando as emissões associadas à geração elétrica (AGENCY, 2024).

No âmbito da mineração, fabricantes e operadores vêm conduzindo pilotos e demonstrações com caminhões elétricos a bateria e sistemas de suprimento dinâmico de energia. A Caterpillar demonstrou em 2022 o protótipo Cat 793 totalmente elétrico, avançando para testes em campo em 2024 (INC., 2022; INC., 2024). Em paralelo, mineradoras vêm avaliando sistemas de transferência dinâmica de energia (*Dynamic Energy Transfer* – DET/*trolley*). A BHP iniciou testes em 2024, e a Komatsu reportou, em 2025, marcos de operação autônoma conectada a *trolley* dinâmico (REUTERS, 2024a; LTD., 2025). No Brasil, a Vale firmou parceria para testar motores *dual-fuel* (etanol + diesel) em caminhões de grande porte, com potencial de reduzir significativamente as emissões diretas do motor (REUTERS, 2024b).

Do ponto de vista técnico, os ciclos operacionais em minas a céu aberto, tipicamente com subida carregado e descida vazio, favorecem o aproveitamento da

frenagem regenerativa, permitindo recuperar parte da energia potencial gravitacional em rampas prolongadas. Estudos em veículos pesados eletrificados reportam taxas de recuperação que podem alcançar aproximadamente 50% da energia de frenagem, dependendo do estado de carga inicial da bateria, da declividade e da estratégia de controle (CAI *et al.*, 2024). Entretanto, a aplicação direta desses valores em caminhões de mineração requer cautela devido às elevadas massas e potências envolvidas. Destaca-se que a infraestrutura elétrica necessária para essa transição representa um dos principais desafios. São requeridos carregadores de alta potência, frequentemente acima de 500 kW, sistemas bidirecionais em corrente contínua, integração com *trolley* e estratégias de recarga rápida (CONSORTIUM, 2024; ABB, 2024). Também é essencial coordenar o consumo desses veículos com a rede local ou microgrids, considerando potência de pico, simultaneidade, rotas e qualidade de energia, além de estratégias operacionais e soluções de gerenciamento térmico para ambientes severos.

No nível do sistema de armazenamento, o *State of Health* (SOH) das baterias depende de variáveis críticas como temperatura, SOC e profundidade de descarga, fortemente influenciadas pelo perfil de potência da operação. O SOC representa a razão entre a capacidade remanescente e a capacidade máxima disponível da bateria e não pode ser medido diretamente, exigindo estimadores no *Battery Management System* (BMS). Revisões recentes destacam avanços em observadores, filtros de Kalman e métodos baseados em aprendizado de máquina (GHAEMINEZHAD *et al.*, 2023; ZHAO *et al.*, 2024). O SOH, por sua vez, reflete o envelhecimento decorrente de degradação cíclica e calendária, impactando a capacidade utilizável ao longo da vida útil e os benefícios econômicos da regeneração.

Do ponto de vista econômico e ambiental, a eletrificação parcial ou total dos caminhões de mineração, associada à recuperação regenerativa e ao uso de sistemas de armazenamento, representa um aumento de eficiência energética e mitigação de emissões de gases do efeito estufa (INSTITUTE, 2019; AGENCY, 2024). Diante da grande base instalada de caminhões eletro-diesel, de sua elevada longevidade e da necessidade de melhor aproveitamento energético, este trabalho investiga uma modificação nesses sistemas com o objetivo de armazenar a energia atualmente dissipada em resistores de frenagem. Espera-se, assim, aumentar a eficiência do veículo, reduzir o consumo de combustível e avaliar os efeitos da degradação das baterias sob perfis reais de potência de mina, estimando impactos em custos de substituição e viabilidade técnico-econômica. Esses aspectos constituem o foco central desta dissertação.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O trabalho de (TRAVASSOS; SOARES; CUPERTINO, 2024) propõe a eletrificação parcial de caminhões fora de estrada empregados na mineração por meio da

integração de um sistema de armazenamento de energia. A ideia central consiste em reaproveitar a energia regenerada durante descidas para auxiliar a tração do veículo em aclives, reduzindo assim o consumo de combustível e contribuindo para a mitigação de emissões de gases do efeito estufa.

O artigo concentra-se na análise detalhada do perfil de potência característico das operações de transporte em minas, identificando os pontos críticos de regeneração e demanda de energia. Tal análise é essencial para fundamentar o dimensionamento de sistemas de baterias aplicados a veículos pesados. No entanto, o estudo não contempla ainda a avaliação econômica da solução proposta, limitando-se a discutir a viabilidade técnica inicial e os desafios relacionados à degradação das baterias e à integração com o trem de força do veículo.

No estudo de (SABER; SOARES; ALMEIDA, 2025), é proposta a integração de supercapacitores a bancos de baterias em aplicações híbridas de mineração. O autor destaca que os supercapacitores possuem elevada densidade de potência e grande capacidade de suportar ciclos repetitivos de carga e descarga sem degradação significativa. Essa característica os torna ideais para atender demandas transitórias de energia, como acelerações bruscas e frenagens regenerativas, que ocorrem de forma recorrente em veículos de grande porte.

Já as baterias, por sua vez, apresentam maior densidade de energia, sendo responsáveis pelo fornecimento contínuo durante longos períodos de operação. Entretanto, quando expostas diretamente a elevadas correntes de pico, sofrem um processo acelerado de envelhecimento eletroquímico, reduzindo sua vida útil e aumentando os custos de manutenção. A associação entre baterias e supercapacitores, portanto, visa combinar as vantagens complementares de cada tecnologia, de forma a melhorar tanto a eficiência energética quanto a confiabilidade do sistema.

O trabalho de (SABER; SOARES; ALMEIDA, 2025) ainda discute que, ao aliviar os esforços impostos sobre as baterias, os supercapacitores contribuem para reduzir o número de substituições ao longo da vida útil do veículo. Isso resulta em ganhos econômicos expressivos, especialmente no setor de mineração, onde as condições de operação são severas e os custos de parada de equipamento são elevados. Dessa forma, a integração proposta não apenas otimiza o desempenho energético, mas também contribui para a sustentabilidade econômica e operacional do sistema.

O artigo de (SABER; SOARES; ALMEIDA, 2025) também propõe um esquema de controle hierárquico para coordenar a operação conjunta de baterias e supercapacitores em veículos híbridos pesados. Nesse arranjo, o nível superior define a estratégia global de gerenciamento de energia, enquanto o nível inferior atua no controle dinâmico dos fluxos de potência, assegurando resposta rápida às variações de carga. Tal estrutura garante que os supercapacitores absorvam os picos transitórios de potência, preservando a vida útil

das baterias. A Figura 1.2 ilustra o fluxograma deste controle hierárquico, evidenciando a lógica de interação entre os diferentes níveis de decisão e a distribuição de potência entre os dispositivos de armazenamento.

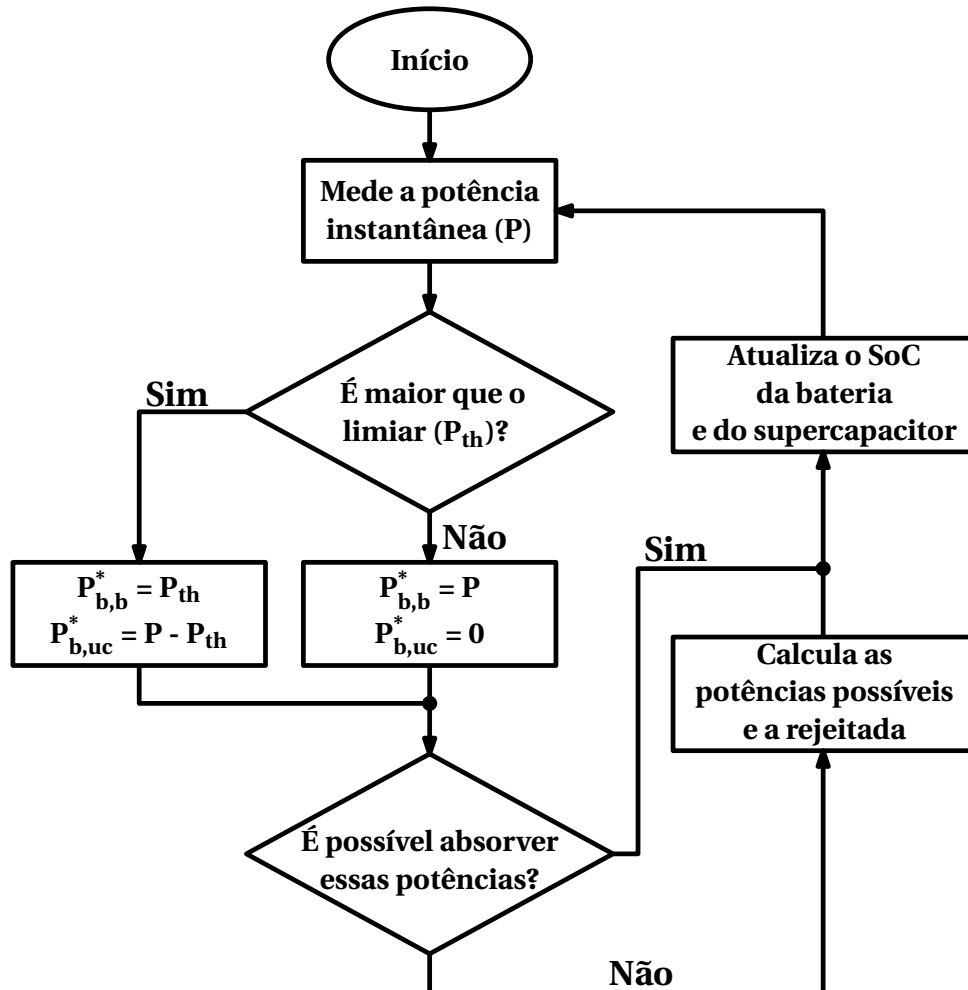


Figura 1.2 – Fluxograma do controle hierárquico proposto em (SABER; SOARES; ALMEIDA, 2025), destacando a coordenação entre baterias e supercapacitores em aplicações híbridas de mineração.

A Figura 1.2 apresenta o fluxograma do controle hierárquico responsável por definir os *setpoints* de potência para os elementos de armazenamento do sistema híbrido.

Inicialmente, é medida a potência instantânea do sistema, representada por P , que corresponde à potência solicitada ou fornecida pelo caminhão em determinado instante. Essa potência pode assumir valores positivos, durante a operação de tração, ou negativos, durante eventos de frenagem regenerativa.

Em seguida, essa potência é comparada a um limiar previamente estabelecido, representado por P_{th} . Esse limiar define a potência máxima que pode ser direcionada ao banco de baterias. Caso a potência instantânea seja superior a esse limite, a potência destinada ao banco de baterias ($P_{b,b}^*$) é limitada a P_{th} , enquanto o excedente é direcionado

ao banco de supercapacitores ($P_{b,uc}^*$). Caso contrário, toda a potência é atribuída ao banco de baterias e os supercapacitores não participam do processo.

Após essa etapa de divisão inicial da potência, o algoritmo verifica se os bancos de baterias e supercapacitores são capazes de absorver ou fornecer as potências calculadas. Essa verificação considera restrições operacionais como limites de corrente máxima, potência máxima e os respectivos SOC dos dispositivos.

Caso os elementos de armazenamento não sejam capazes de atender completamente às potências calculadas, os valores de referência são recalculados considerando as limitações físicas dos dispositivos. Nessa situação, a potência excedente que não puder ser absorvida pelos sistemas de armazenamento é dissipada no banco de resistências, garantindo a operação segura do barramento c.c..

Por fim, os estados de carga da bateria e do banco de supercapacitores são atualizados, refletindo o novo balanço energético do sistema após a aplicação das potências calculadas.

O estudo de (FENG; DONG, 2020a) apresenta uma abordagem de otimização integrada do projeto e do controle de caminhões de mineração híbridos com célula a combustível, com o objetivo de minimizar o custo do ciclo de vida. O trabalho combina variáveis de dimensionamento, como a potência da célula a combustível, a capacidade da bateria e o tamanho do tanque de hidrogênio, com estratégias de controle energético do *powertrain*. Essa formulação integrada, resolvida por algoritmos de otimização multiobjetivo, permite equilibrar custos de aquisição, operação e manutenção, além de considerar impactos ambientais. Os resultados apontam que a sinergia entre o dimensionamento adequado dos componentes e a definição de estratégias de controle é essencial para atingir eficiência operacional e reduzir o custo total ao longo da vida útil do veículo. Nesse sentido, o artigo evidencia que a adoção de arquiteturas híbridas baseadas em célula a combustível associada a baterias de íons de lítio pode oferecer vantagens econômicas e ambientais frente a alternativas puramente elétricas ou a diesel.

Além disso, Feng et al. (FENG; DONG, 2020a) ressaltam a importância de considerar a variabilidade das condições operacionais de minas a céu aberto, como gradientes de rampa, ciclos de carga e descarga e flutuações de potência demandada. O modelo de otimização proposto incorpora perfis de missão realistas, assegurando que as soluções obtidas não apenas minimizem custos em cenários ideais, mas também sejam robustas em condições práticas de operação. Essa abordagem orientada ao ciclo de vida permite identificar compromissos entre eficiência energética, dimensionamento de componentes e durabilidade, oferecendo insumos valiosos para o planejamento de frotas sustentáveis no setor de mineração.

O estudo de (FENG; DONG, 2020c) apresenta uma abordagem de gerenciamento

de energia para veículos híbridos que busca equilibrar dois objetivos tradicionalmente conflitantes: a economia de combustível e a preservação da vida útil da bateria. Para isso, os autores propõem um modelo de otimização que integra tanto os aspectos econômicos quanto os de degradação eletroquímica, permitindo que as estratégias de controle de energia levem em consideração não apenas o consumo imediato de combustível, mas também os impactos cumulativos sobre o desempenho da bateria ao longo de seu ciclo de vida.

A metodologia aplicada combina algoritmos de programação dinâmica com modelos simplificados de degradação, tornando possível avaliar cenários operacionais em tempo de simulação com baixo custo computacional. Os resultados mostram que, ao priorizar um gerenciamento equilibrado, é possível reduzir significativamente o consumo de combustível sem comprometer a durabilidade da bateria, em comparação com estratégias tradicionais que focam em apenas um desses aspectos. Esse estudo destaca a importância de considerar a degradação da bateria em conjunto com a eficiência energética, fornecendo uma base sólida para a formulação de estratégias de controle aplicáveis em veículos híbridos de grande porte, como caminhões de mineração.

No estudo de Feng et al. (FENG; DONG, 2020b), foi proposta uma estratégia de gerenciamento de energia para sistemas híbridos compostos por célula a combustível e bateria, considerando tanto a eficiência energética quanto a durabilidade dos componentes. O trabalho destaca a importância de formular políticas de operação que mitiguem o desgaste prematuro da bateria, garantindo ao mesmo tempo a estabilidade do fornecimento energético. Para isso, os autores exploraram diferentes perfis de potência e avaliaram o impacto de estratégias de divisão de carga na vida útil do sistema, utilizando modelos matemáticos e simulações comparativas.

Além disso, o artigo evidencia que a integração de técnicas de gerenciamento inteligente pode aumentar significativamente a eficiência global, reduzindo custos operacionais ao longo do ciclo de vida. Essa abordagem se mostra especialmente relevante para aplicações em veículos pesados e sistemas de transporte de grande porte, onde a confiabilidade do sistema de armazenamento energético é crítica. O estudo, portanto, contribui para o avanço das metodologias de controle em arquiteturas híbridas, reforçando o papel do gerenciamento ótimo de energia como fator-chave para o desempenho sustentável de frotas eletrificadas.

A Figura 1.3 ilustra a arquitetura proposta em (FENG; DONG, 2020a), que combina dois sistemas de célula a combustível, um *Energy Storage System* (ESS) e conversores de potência para alimentar os motores de tração. Nota-se que a configuração contempla resistores de frenagem para dissipação de energia excedente, bem como a integração de diferentes tipos de conversores (DC-DC e DC-AC) responsáveis pelo condicionamento da energia. Essa organização evidencia a

complexidade do gerenciamento de energia em veículos híbridos de grande porte, reforçando a necessidade de estratégias de controle otimizadas para garantir eficiência, durabilidade dos componentes e redução de custos operacionais.

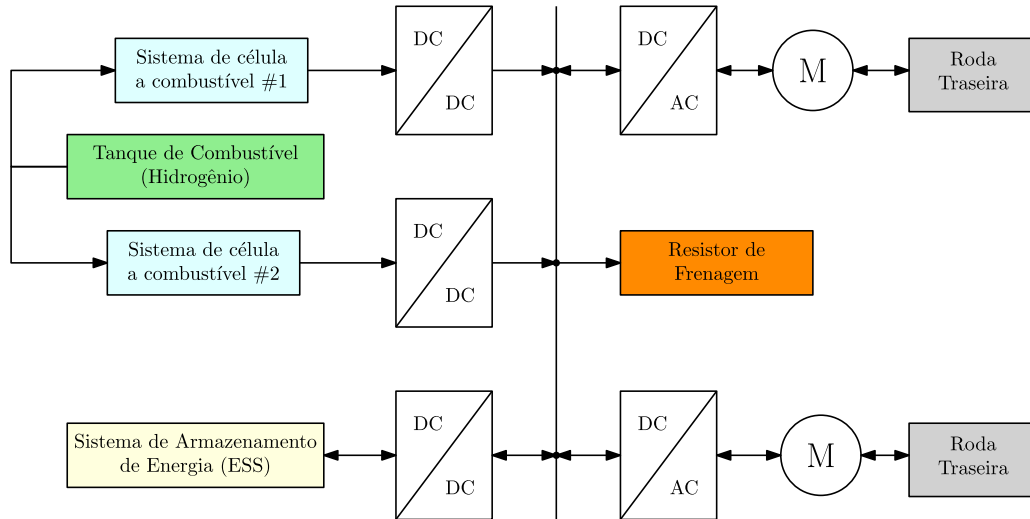


Figura 1.3 – Arquitetura do sistema de propulsão híbrido proposto em (FENG; DONG, 2020a), integrando célula a combustível, ESS, conversores e motores de tração.

Os autores de (DENG, 2025) apresentam um estudo abrangente sobre a configuração de trem de força e o projeto de componentes voltados para veículos híbridos pesados. O trabalho propõe um *framework* integrado que considera simultaneamente o arranjo do trem de força, a seleção de componentes e as estratégias de gerenciamento de energia. A abordagem tem como foco principal otimizar a eficiência energética global do veículo, equilibrando desempenho e custo do ciclo de vida. O estudo destaca a importância de uma integração estreita entre as fases de projeto e operação, evitando soluções subótimas que poderiam surgir caso essas etapas fossem tratadas separadamente.

Um dos principais diferenciais do trabalho está no uso de métodos de otimização para determinar o dimensionamento ideal dos componentes, como motores elétricos, baterias e sistemas auxiliares. Dessa forma, o estudo demonstra que a consideração conjunta de variáveis técnicas e econômicas resulta em ganhos expressivos tanto em eficiência quanto em viabilidade financeira. Essa abordagem fornece uma base sólida para o desenvolvimento de estratégias aplicáveis a frotas de mineração, onde o perfil operacional exige soluções que conciliem alta potência com durabilidade e confiabilidade dos sistemas de armazenamento e propulsão.

O estudo de (HU; IOANNOU, 2025) apresenta uma revisão abrangente das tecnologias aplicadas a caminhões elétricos e da infraestrutura de suporte necessária para viabilizar sua adoção em larga escala. O artigo discute diferentes arquiteturas de caminhões eletrificados, como os movidos a bateria, híbridos *plug-in* e com célula a

combustível, ressaltando vantagens e limitações em termos de autonomia, custo, eficiência energética e impacto ambiental. Além disso, enfatiza-se a importância da evolução das baterias de íons de lítio, especialmente no que diz respeito à densidade energética, degradação e redução de custos, como fator crítico para a competitividade dos caminhões elétricos frente aos modelos a diesel. O trabalho também aborda aspectos relacionados à infraestrutura de recarga, incluindo o carregamento rápido em corrente contínua, o carregamento em depósitos e tecnologias emergentes, como o carregamento dinâmico sem fio, destacando a necessidade de padronização e expansão das redes. Por fim, evidencia-se que a transição para caminhões elétricos depende não apenas de avanços tecnológicos, mas também de políticas públicas, incentivos e planejamento de infraestrutura, sendo provável que a adoção ocorra inicialmente em rotas de curta distância e gradualmente se expanda para aplicações mais exigentes à medida que a tecnologia e a infraestrutura evoluam.

O estudo de (CUNANAN *et al.*, 2021) apresenta uma revisão abrangente das principais tecnologias de trem de força aplicadas a veículos pesados, destacando tanto as arquiteturas convencionais a diesel quanto as alternativas híbridas e totalmente elétricas. O trabalho discute as limitações associadas ao motor a combustão interna, principalmente no que diz respeito à eficiência energética e às emissões de gases poluentes, evidenciando a necessidade de alternativas mais sustentáveis frente às demandas ambientais e regulatórias atuais.

Entre as alternativas analisadas, o artigo de (CUNANAN *et al.*, 2021) destaca os sistemas híbridos, que combinam motores a combustão e máquinas elétricas, permitindo ganhos significativos de eficiência em ciclos de operação com elevada variabilidade de carga, como ocorre em caminhões de transporte. Esses sistemas oferecem vantagens no aproveitamento de energia regenerada e na redução do consumo de combustível, embora apresentem desafios relacionados ao custo inicial, complexidade de integração e estratégias de gerenciamento de energia.

O trabalho também aborda o avanço das soluções totalmente elétricas, as quais, apesar das restrições impostas pela densidade energética das baterias e pelos tempos de recarga, representam uma tendência promissora em cenários de médio e longo prazo. Adicionalmente, a revisão ressalta o papel crescente das células a combustível de hidrogênio como alternativa viável, especialmente para aplicações de longa distância e grande porte, em que a autonomia e o tempo de reabastecimento são fatores críticos.

Por fim, o artigo enfatiza que a transição tecnológica no setor de veículos pesados depende de uma análise integrada que considere não apenas os aspectos técnicos, mas também a infraestrutura de suporte, custos do ciclo de vida e impactos ambientais. Essa visão holística fornece subsídios importantes para a formulação de estratégias de eletrificação em setores como a mineração, onde as condições operacionais extremas

demandam soluções que conciliem eficiência, confiabilidade e sustentabilidade.

Complementando a discussão sobre custos de ciclo de vida e degradação das baterias, (EKBLAD; VIBERUD, 2023) aborda a cadeia de valor das baterias de íons de lítio a partir de uma perspectiva de fluxo dinâmico de materiais. A análise considera todas as etapas do ciclo, desde a extração de recursos até o descarte e a reciclagem, ressaltando a importância de estratégias de reaproveitamento e da circularidade para reduzir pressões sobre a cadeia de suprimentos e mitigar impactos ambientais.

Essa abordagem se conecta aos trabalhos que discutem a durabilidade e os custos operacionais dos sistemas de armazenamento em veículos pesados, como (FENG; DONG, 2020a) e (FENG; DONG, 2020c), ao ressaltar que a viabilidade econômica da eletrificação não depende apenas da eficiência energética e da vida útil em operação, mas também da sustentabilidade do fornecimento de materiais críticos em longo prazo.

O trabalho de (MAZUMDAR, 2013) investiga a viabilidade da operação totalmente elétrica de caminhões fora de estrada ultraclass, propondo uma alternativa às arquiteturas híbridas predominantes. O estudo avalia os desafios técnicos e econômicos relacionados ao emprego exclusivo de baterias para tração em veículos de grande porte, destacando as vantagens ambientais de eliminar o consumo de combustíveis fósseis e as emissões diretas de poluentes.

Os resultados apontam, contudo, que a implementação dessa abordagem enfrenta barreiras significativas, sobretudo no que diz respeito à densidade energética das baterias e à infraestrutura necessária para a recarga em alta potência. Questões como o tempo de recarga, o impacto sobre a rede elétrica e o custo total de implantação tornam-se fatores críticos a serem superados. Ainda assim, o artigo evidencia que, com o avanço da tecnologia de baterias e a expansão de soluções de suporte energético, a eletrificação total representa uma alternativa promissora para a descarbonização do transporte em minas.

Nesse sentido, a análise apresentada contribui como contraponto às propostas híbridas baseadas em células a combustível e supercapacitores, enfatizando que tanto as arquiteturas híbridas quanto as totalmente elétricas devem ser avaliadas de forma complementar, considerando cenários de aplicação específicos e a maturidade tecnológica disponível.

Em (RICHTER *et al.*, 2008) é apresentado o desenvolvimento de um sistema de propulsão híbrido avançado para caminhões fora de estrada de 240 toneladas, combinando um motor a diesel com componentes elétricos de tração e um sistema de gerenciamento de energia otimizado. O objetivo central é aumentar a eficiência global do veículo, reduzindo o consumo de combustível e as emissões de poluentes em condições severas de operação típicas da mineração.

A pesquisa se destaca pela ênfase na integração entre a arquitetura de propulsão

e as estratégias de controle, explorando diferentes modos de operação que permitem aproveitar de forma eficiente a energia regenerada durante frenagens e descidas. Além disso, o trabalho demonstra que a hibridização pode reduzir significativamente os custos operacionais ao longo da vida útil do veículo, evidenciando ganhos em sustentabilidade e competitividade para operações de grande escala. Essa contribuição reforça a relevância da eletrificação parcial como alternativa viável para frotas de mineração pesadas, fornecendo uma base prática para futuras implementações comerciais.

O estudo de (RAFI *et al.*, 2020) avalia alternativas de abastecimento energético para caminhões elétricos empregados em minas subterrâneas, comparando a adoção do carregamento rápido e da troca de baterias. A análise parte da constatação de que a eletrificação de caminhões de grande porte enfrenta como principal gargalo a elevada demanda energética associada a longos ciclos de operação, que torna inviável a adoção de estratégias tradicionais de recarga noturna. Dessa forma, são exploradas soluções capazes de garantir elevada disponibilidade operacional sem comprometer a vida útil das baterias.

A investigação mostra que o carregamento rápido pode ser implementado em cenários de baixa a média demanda de potência, permitindo maior flexibilidade de operação com infraestrutura elétrica relativamente simplificada. Entretanto, a elevada taxa de corrente imposta à bateria resulta em degradação acelerada, o que compromete a longevidade do sistema e aumenta os custos de manutenção. Além disso, a integração de estações de recarga rápida demanda reforços significativos na rede elétrica local, o que pode representar uma barreira em minas subterrâneas com limitações de espaço e ventilação.

Por outro lado, a troca de baterias é apresentada como uma alternativa mais robusta para operações contínuas, uma vez que permite a rápida substituição de módulos descarregados por unidades previamente carregadas. Apesar de exigir padronização dos módulos, sistemas de movimentação automatizados e logística adequada para armazenamento e recarga, essa abordagem reduz drasticamente o tempo de inatividade dos caminhões e proporciona maior previsibilidade na operação. O estudo destaca que, em ambientes subterrâneos, essa estratégia pode representar a solução mais viável a longo prazo, desde que acompanhada de um planejamento cuidadoso de infraestrutura e segurança.

Assim, o trabalho contribui para a discussão sobre a viabilidade de diferentes modelos de abastecimento energético na mineração subterrânea, demonstrando que a escolha entre carregamento rápido e troca de baterias deve considerar não apenas os custos de implantação, mas também os impactos sobre a vida útil das baterias, a segurança operacional e a disponibilidade da frota.

O estudo de (GAO *et al.*, 2015) investiga o potencial de economia de combustível em caminhões de longa distância da classe 8 por meio da hibridização, comparando

arquiteturas paralela, série e dual-mode com o trem de força convencional movido a motor diesel de 15 litros. Os resultados de simulação indicam que as arquiteturas paralela e dual-mode podem alcançar ganhos de eficiência entre 7% e 8%, enquanto a arquitetura série apresentou menor desempenho devido às perdas associadas às múltiplas conversões de energia. Além disso, o trabalho destaca o efeito sinérgico da hibridização quando combinada a medidas de redução do arrasto aerodinâmico e da resistência ao rolamento, com melhorias superiores a 15% na eficiência global.

A contribuição do estudo é particularmente relevante para aplicações em mineração, uma vez que evidencia que mesmo ganhos percentuais modestos em eficiência podem resultar em economias expressivas de combustível quando aplicados a veículos de grande porte e elevado consumo anual. O artigo também reforça a importância de considerar estratégias complementares à hibridização, integrando soluções de eficiência energética de forma sistêmica. Essa visão pode ser extrapolada para caminhões fora de estrada, onde a combinação entre eletrificação parcial e otimização de subsistemas auxiliares representa um caminho promissor para viabilizar a redução de custos operacionais e emissões.

O estudo de (FRIES; KRUTTSCHNITT; LIENKAMP, 2017) propõe uma abordagem de otimização multiobjetivo aplicada a caminhões híbridos de longo curso, combinando a minimização do consumo de combustível com a maximização da velocidade média do veículo, de modo a reduzir custos fixos associados ao tempo de operação. Para isso, os autores utilizam algoritmos genéticos do tipo NSGA-II integrados a modelos em MATLAB/Simulink, permitindo avaliar estratégias de controle em cenários realistas. Um dos diferenciais do trabalho é a adoção de um sistema de controle preditivo do trem de força, que ajusta o fluxo de potência de acordo com os perfis de rota previstos, assegurando melhor adequação às condições operacionais. Os resultados obtidos apontam ganhos de até 11% na eficiência energética, demonstrando que a integração entre estratégias de gerenciamento e perfis de missão pode gerar impactos significativos. Essa abordagem apresenta forte conexão com o contexto da mineração, onde perfis de potência reais também podem ser utilizados para calibrar estratégias de controle e otimização, reforçando a relevância da metodologia para aplicações fora de estrada.

O trabalho de (HUIN *et al.*, 2021) apresenta uma metodologia de otimização para minimizar o *Total Cost of Ownership* (TCO) de caminhões híbridos plug-in voltados para transporte regional. A abordagem proposta combina simultaneamente o dimensionamento dos componentes do trem de força, como motor a combustão, motor elétrico e sistema de armazenamento em baterias, com a definição de estratégias de gerenciamento de energia. Essa formulação integrada permite considerar não apenas a eficiência energética, mas também os custos financeiros envolvidos na aquisição, seguro, manutenção, financiamento

e valor residual do veículo, fornecendo uma análise mais abrangente do impacto econômico da eletrificação.

Os resultados obtidos indicam que, em comparação com caminhões convencionais a diesel, a solução otimizada pode reduzir o TCO em cerca de 2%, ao mesmo tempo em que proporciona uma diminuição superior a 38% nas emissões de CO₂. Embora a economia financeira isolada pareça modesta, a expressiva redução de emissões demonstra a relevância da eletrificação como estratégia para atender às metas de sustentabilidade e às exigências regulatórias mais rígidas. Dessa forma, o estudo evidencia que ganhos ambientais e de imagem corporativa podem se somar aos benefícios econômicos diretos na avaliação de viabilidade.

Um dos aspectos mais relevantes do trabalho é a análise detalhada do impacto de parâmetros técnicos, como a taxa de descarga da bateria (C-rate), o número de células e a potência do motor elétrico, sobre o custo total de propriedade e o desempenho do sistema. Essa perspectiva demonstra que a otimização não pode ser restrita a critérios energéticos ou de autonomia, mas deve integrar variáveis econômicas e operacionais para alcançar soluções viáveis em longo prazo. Nesse sentido, o estudo reforça a importância de metodologias integradas para equilibrar custo, desempenho e durabilidade em veículos pesados eletrificados.

Embora o artigo tenha como foco caminhões regionais rodoviários, suas conclusões se conectam diretamente ao contexto da mineração. Assim como no transporte de carga em estradas, caminhões fora de estrada operam em perfis de potência exigentes e apresentam altos custos de aquisição e manutenção. A incorporação de modelos de TCO à análise de eletrificação desses veículos é fundamental para avaliar a sustentabilidade técnica e econômica da solução, mostrando-se particularmente relevante para estudos que envolvem degradação de baterias e tempo de retorno do investimento.

O estudo de (FENG *et al.*, 2016) apresenta um modelo de desempenho e uma análise de custo-benefício para caminhões de mineração híbridos do tipo diesel-elétrico. O trabalho utiliza simulações em MATLAB/Simulink para avaliar a eficiência energética do sistema em comparação com caminhões convencionais, considerando diferentes configurações de trem de força e capacidades de bateria. Os resultados indicam uma redução média de aproximadamente 9% no consumo de combustível, além de significativa diminuição das emissões de CO₂, evidenciando o potencial da hibridização como solução de transição para a eletrificação de veículos de grande porte no setor de mineração.

Do ponto de vista econômico, (FENG *et al.*, 2016) mostra que a adoção do sistema híbrido pode alcançar tempo de retorno do investimento da ordem de 6 a 12 meses, dependendo do custo projetado da bateria e da intensidade de operação. Essa análise

ressalta a importância de se considerar não apenas os ganhos energéticos imediatos, mas também os impactos financeiros e a durabilidade dos sistemas de armazenamento. O artigo, portanto, oferece contribuições diretas à discussão sobre a viabilidade técnico-econômica da eletrificação parcial em caminhões de mineração, conectando-se ao desafio de equilibrar desempenho, degradação e custos do ciclo de vida.

De modo geral, a revisão bibliográfica evidencia avanços significativos nas áreas de modelagem de baterias, estimação do estado de carga, análise de degradação eletroquímica e avaliação econômica de sistemas de armazenamento de energia. Entretanto, até o presente momento, não foram identificados trabalhos que integrem, de forma simultânea, um modelo dinâmico eletroenergético acoplado a mecanismos explícitos de degradação cíclica e de calendário, aliado a uma formulação econômica baseada em custo total descontado e resolvido por meio de otimização bayesiana para o dimensionamento de sistemas aplicados a caminhões fora de estrada. Nesse contexto, o presente trabalho busca preencher essa lacuna, propondo uma abordagem integrada capaz de capturar as interações entre fenômenos físicos, operacionais e econômicos, contribuindo para o avanço do estado da arte no dimensionamento de sistemas de armazenamento em aplicações de alta potência.

1.3 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo geral avaliar a viabilidade técnica e econômica da eletrificação parcial de caminhões fora de estrada empregados na mineração, por meio da integração de sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias de íon-lítio. A proposta se fundamenta no aproveitamento da energia regenerada durante descidas e em sua utilização para auxiliar a tração em aclives, reduzindo o consumo de combustível e, conseqüentemente, as emissões associadas à operação. Tal abordagem busca conciliar ganhos de eficiência energética com a sustentabilidade ambiental, atendendo às demandas crescentes do setor mineral por soluções inovadoras e de baixo impacto ambiental.

Para atingir esse propósito, o trabalho dedica-se a modelar de forma detalhada o sistema de tração de um caminhão de mineração Komatsu 730E, destacando a interação entre seus subsistemas elétricos e mecânicos e avaliando as possibilidades de integração de um banco de baterias ao trem de força existente. Essa modelagem é complementada pela simulação de perfis reais de potência de minas a céu aberto, permitindo representar as condições operacionais típicas do setor e identificar os pontos críticos de demanda e de regeneração de energia. Com base nesses perfis, é aplicado um modelo de degradação de baterias de íon-lítio que contempla tanto os mecanismos cíclicos, decorrentes de sucessivos processos de carga e descarga, quanto os mecanismos de degradação calendária, associados ao envelhecimento pelo tempo e às condições ambientais de

operação. O acompanhamento desses fenômenos é essencial para estimar a vida útil das baterias em cenários realistas de utilização e, assim, fundamentar uma avaliação econômica mais consistente.

Além da análise técnica, este trabalho tem como objetivo central quantificar os impactos econômicos da eletrificação parcial, considerando custos de aquisição, operação e substituição das baterias, bem como os benefícios provenientes da economia de combustível ao longo do ciclo de vida do veículo. Essa abordagem econômico-financeira busca determinar o tempo de retorno do investimento, estabelecendo métricas capazes de orientar decisões sobre a adoção dessa tecnologia em frotas de mineração. A análise abrange diferentes cenários operacionais, explorando a influência de variáveis como o perfil de mina e custo do combustível no dimensionamento do banco de baterias e limites operacionais (*C-rate* da bateria, SOC máximo e mínimo), de modo a oferecer uma visão abrangente e regiões ótimas de projeto.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado da seguinte forma: o Capítulo 1 apresenta a introdução, contemplando a contextualização do tema e os objetivos. O Capítulo 2 reúne os fundamentos teóricos, abordando a descrição do sistema em estudo, os modelos de baterias, os métodos de estimação do estado de carga, os modelos de degradação e os algoritmos de otimização empregados. No Capítulo 3, detalha-se a metodologia de projeto do banco de baterias, incluindo a modelagem, a estimação da vida útil e a formulação matemática do problema de otimização. O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos, contemplando a validação dos modelos, os resultados da otimização para diferentes perfis operacionais e a análise de sensibilidade dos principais parâmetros técnicos e econômicos. Por fim, o Capítulo 5 reúne as conclusões e as propostas de continuidade da pesquisa.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 SISTEMA EM ESTUDO

O presente projeto foi desenvolvido para um caminhão eletro-diesel de corrente contínua da fabricante Komatsu, sendo selecionado o modelo 730E, amplamente utilizado em operações de mineração a céu aberto. Esse modelo foi escolhido por representar uma solução consolidada no setor, possuindo documentação técnica detalhada e relevância prática como referência de estudo. A Figura 2.1 apresenta o aspecto físico do veículo em questão.



Figura 2.1 – Caminhão Komatsu 730E (Fonte: Autor).

O diagrama esquemático da Figura 2.2 ilustra o sistema de potência original do caminhão. Nesse arranjo, observa-se a interação entre os principais componentes de conversão de energia, incluindo motor diesel, gerador síncrono, retificador e motores de tração em corrente contínua, além do subsistema de frenagem dinâmica por resistores. Este conjunto é responsável por viabilizar tanto a propulsão quanto a dissipação da energia regenerada durante a frenagem.

O motor diesel do Komatsu 730E opera em uma faixa de rotação de 750 a 1900 RPM e possui potência nominal de 1492 kW (2000 HP). Desse total, aproximadamente 1388 kW (1860 HP) são direcionados ao gerador síncrono, enquanto a fração remanescente é destinada ao acionamento de sistemas auxiliares, como a bomba

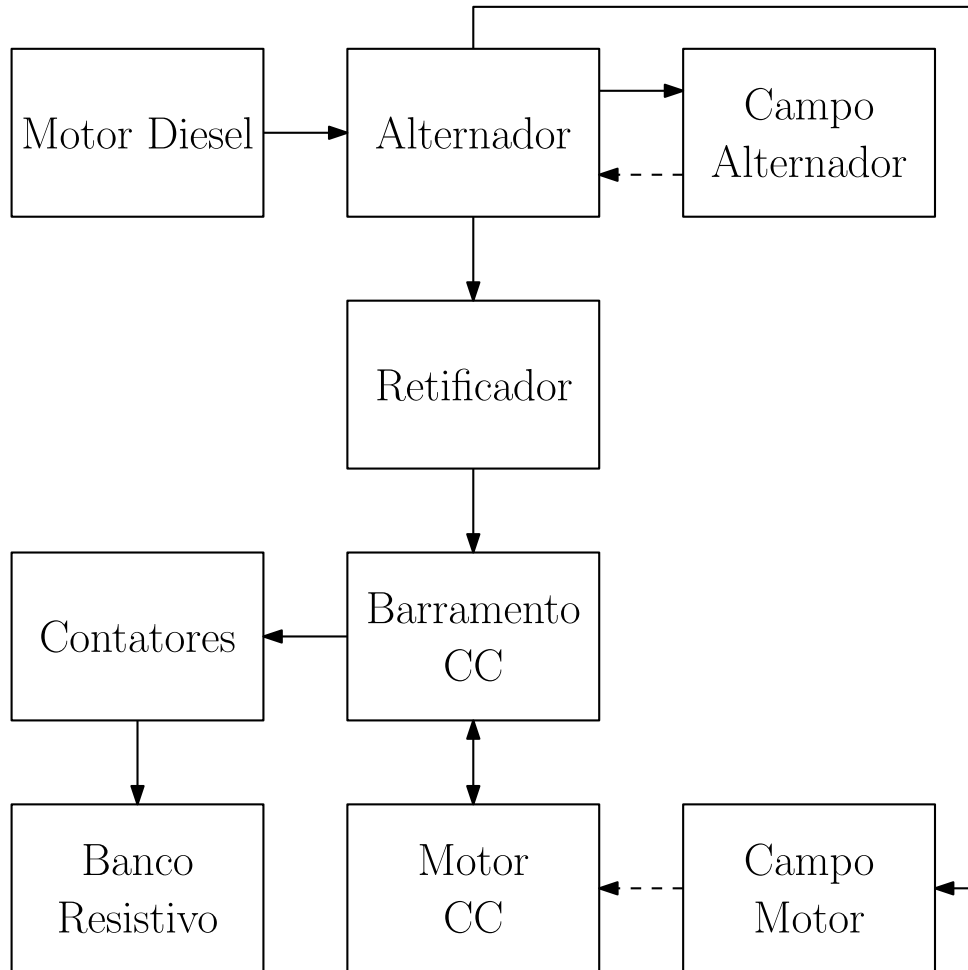


Figura 2.2 – Diagrama do sistema de potência original do caminhão.

hidráulica do caminhão (Komatsu Ltd., 2001). O gerador converte a energia mecânica em energia elétrica trifásica, a qual é retificada e fornecida diretamente ao barramento c.c., responsável pela alimentação dos motores de tração.

Durante as operações de frenagem, a energia cinética das rodas é dissipada como calor em um banco resistivo, capaz de suportar até 2759 kW (3700 HP). Este processo, embora interessante do ponto de vista de segurança operacional, representa uma perda significativa de energia que poderia ser recuperada e reutilizada. O alternador é responsável por converter a potência mecânica proveniente do motor diesel em energia elétrica trifásica e opera em regime de auto-excitação, no qual o próprio sistema fornece a corrente necessária ao seu enrolamento de campo. A energia elétrica gerada é retificada e aplicada ao barramento c.c. do sistema de tração. A partir desse barramento são alimentados os motores de tração em corrente contínua, bem como seus circuitos de campo, responsáveis pela geração do fluxo magnético necessário ao funcionamento das máquinas.

A proposta de modificação para eletrificação parcial do sistema é apresentada na

Figura 2.3. Nessa nova configuração, além do conjunto resistivo já existente, foi incorporado um sistema de armazenamento em baterias conectado ao barramento c.c. por meio de um conversor bidirecional. Tal solução permite que a energia anteriormente dissipada em calor seja armazenada e, posteriormente, reutilizada para auxiliar a propulsão em acives ou em demandas transitórias de potência.

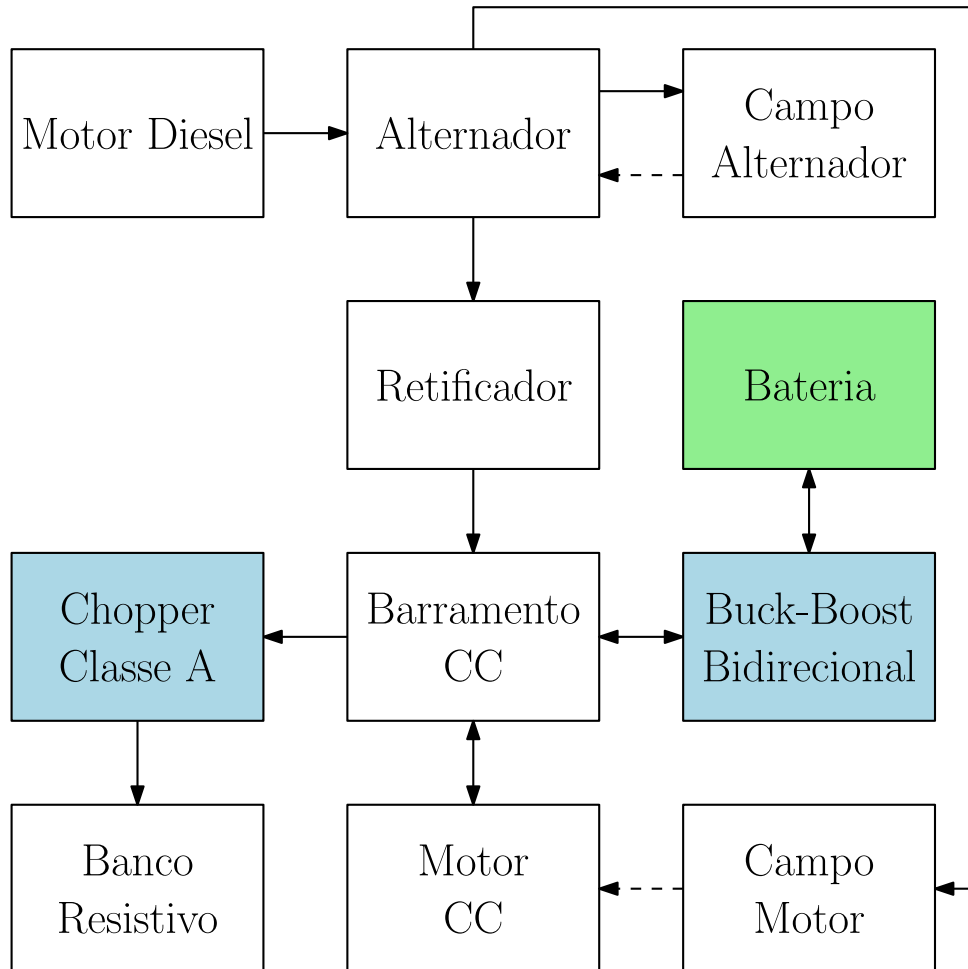


Figura 2.3 – Diagrama do sistema de potência modificado, incluindo banco de baterias e conversor bidirecional.

O conversor bidirecional adotado segue a topologia *four-switch buck-boost* (FSBB), representada na Figura 2.4. Essa escolha se justifica pela ampla faixa de operação da tensão das baterias, que pode ser tanto superior quanto inferior à tensão do barramento, dependendo essencialmente do estado de carga e da corrente elétrica. O conversor possibilita fluxo bidirecional de potência: durante a frenagem, transfere energia do barramento para o banco de baterias, enquanto na tração realiza o processo inverso, fornecendo potência adicional ao sistema de propulsão.

Adicionalmente, propõe-se a substituição dos contadores convencionais por um *Chopper* classe A. Esse componente permite controlar de forma mais precisa a potência dissipada no banco resistivo, característica importante em cenários de proteção do BMS.

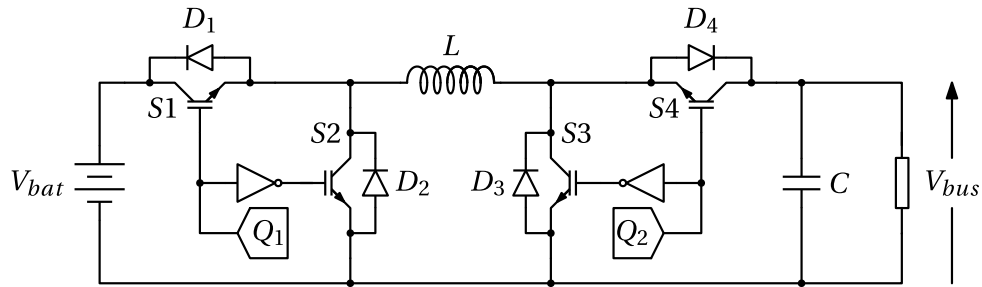


Figura 2.4 – Diagrama elétrico do conversor *buck-boost* bidirecional com quatro chaves (FSBB).

Assim, caso a potência regenerada supere a capacidade de absorção do banco de baterias, o excedente poderá ser direcionado ao banco resistivo de maneira controlada, garantindo tanto a segurança quanto a estabilidade do sistema elétrico do caminhão.

2.2 ELEMENTOS DO CAMINHÃO KOMATSU 730E

O Komatsu 730E é um caminhão fora de estrada amplamente utilizado em mineração a céu aberto, concebido para suportar operações de transporte de grande porte em condições severas. Sua arquitetura de propulsão eletro-diesel baseia-se em um motor de combustão interna acoplado a um sistema elétrico de tração, combinando a robustez do motor térmico com a flexibilidade de controle elétrico. A seguir, são descritos os principais elementos do sistema de potência do veículo.

2.2.1 Motor Diesel

O motor diesel do caminhão Komatsu 730E constitui a principal fonte de energia primária do sistema de propulsão. Trata-se de um motor turboalimentado de alta potência, projetado para operar de forma confiável em condições severas de mineração, com elevado ciclo de trabalho e longos períodos de operação contínua.

Esse motor foi projetado para oferecer elevado torque em baixas rotações, característica fundamental para aplicações em transporte de carga em aclives acentuados. A eficiência de combustão e a robustez mecânica asseguram sua operação em ambientes de poeira, altas temperaturas e cargas variáveis típicas de minas a céu aberto. Outro ponto relevante é a integração com sistemas eletrônicos de controle, que permitem monitorar variáveis como temperatura, pressão de óleo e consumo de combustível, contribuindo para a confiabilidade do equipamento.

No contexto deste trabalho, o motor diesel mantém sua função de fonte primária de energia, mas a proposta de eletrificação parcial visa reduzir a dependência exclusiva do combustível fóssil. Com a incorporação de sistemas de armazenamento em baterias, parte da energia regenerada durante a frenagem poderá ser reaproveitada, diminuindo o

esforço contínuo sobre o motor e reduzindo o consumo específico de diesel. Essa mudança representa não apenas uma melhoria em termos de eficiência energética, mas também um passo significativo em direção à mitigação das emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se às metas de sustentabilidade no setor mineral.



Figura 2.5 – Motor diesel utilizado no caminhão Komatsu 730E. (Fonte: <https://www.komatsu.com/content/dam/komatsu/sales-and-marketing-documents/brochures/trucks/730e/730e-10-aess941-02.pdf>)

2.2.2 Gerador Síncrono

O gerador síncrono do caminhão Komatsu 730E é acoplado diretamente ao motor diesel e tem a função de converter a energia mecânica em energia elétrica para alimentar o sistema de tração. Trata-se de um alternador trifásico de grande porte, projetado para suportar elevadas potências e operar de forma contínua em ambientes severos de mineração. Sua potência nominal é de aproximadamente 1388 kW (1860 HP), compatível com a saída efetiva do motor diesel (Komatsu Ltd., 2001).

O funcionamento baseia-se na geração de tensão alternada trifásica, que é posteriormente retificada por meio do retificador passivo principal, convertendo-a em corrente contínua para o barramento c.c. Essa configuração garante maior robustez e simplicidade no fornecimento de energia aos motores de tração, além de permitir melhor controle do fluxo de potência em diferentes condições de operação do caminhão.

O desempenho e a confiabilidade do gerador síncrono são cruciais para a operação do caminhão, uma vez que qualquer falha nesse componente compromete a transmissão

de potência entre o motor diesel e os motores de tração. No contexto deste trabalho, o gerador mantém sua função central no fornecimento de energia ao barramento c.c., mas, com a introdução do sistema de baterias, parte dessa energia poderá ser gerenciada de forma mais eficiente, reduzindo perdas e melhorando a eficiência global do conjunto.

2.2.3 Retificador Principal

O retificador principal do caminhão Komatsu 730E é responsável por converter a tensão alternada trifásica gerada pelo alternador em corrente contínua, que alimenta o barramento c.c. do sistema de tração. Esse barramento constitui o elo de potência central, conectando o gerador aos motores de tração e aos demais subsistemas do veículo.

A topologia empregada é a de um retificador trifásico de ponte completa passivo, constituído por diodos semicondutores de alta capacidade. Essa configuração, amplamente utilizada em aplicações de grande porte, apresenta elevada robustez, simplicidade construtiva e alta confiabilidade operacional, características desejáveis para equipamentos sujeitos a condições severas de operação, como os caminhões fora de estrada utilizados em mineração.

Durante o funcionamento normal, o retificador assegura o fornecimento contínuo de energia elétrica aos motores de tração, mantendo a estabilidade do barramento c.c. Já em condições de frenagem regenerativa, a energia elétrica gerada pelos motores de tração retorna ao barramento, e o retificador também atua para estabilizar essa transferência, garantindo que a tensão se mantenha dentro de limites seguros para os demais componentes.

A confiabilidade desse subsistema é fundamental, pois qualquer falha no retificador compromete a transmissão de potência para os motores, afetando diretamente a disponibilidade do caminhão. No escopo deste trabalho, o retificador mantém sua função original, mas a adição do sistema de baterias ao barramento c.c. cria novas possibilidades de gerenciamento energético, permitindo absorver parte da energia regenerada que, no sistema convencional, seria integralmente dissipada no banco resistivo.

2.2.4 Grades de Frenagem Dinâmica

As grades de frenagem dinâmica constituem um dos elementos fundamentais do sistema elétrico do caminhão Komatsu 730E, sendo responsáveis pela dissipação da energia excedente durante os processos de frenagem. Quando os motores de tração operam como geradores, convertendo a energia cinética do veículo em energia elétrica, essa potência é direcionada ao barramento c.c. e, na impossibilidade de ser absorvida por outros subsistemas, como o armazenamento em baterias, é desviada para o banco resistivo. As grades são formadas por resistores de potência conectados em paralelo e

montados em estruturas metálicas ventiladas, de modo a suportar altas temperaturas e grandes variações de carga.

O sistema é projetado para lidar com potências elevadas, podendo dissipar até 2759 kW (3700 HP) em condições máximas de frenagem. Para assegurar a confiabilidade operacional, o conjunto conta com ventiladores de ar forçado que promovem o resfriamento dos resistores, evitando sobreaquecimento e garantindo a continuidade do processo de dissipação. Além disso, contatores controlam a inserção gradual de diferentes seções das grades, permitindo modular a potência dissipada de acordo com a necessidade do veículo em cada condição de operação.

Embora eficiente do ponto de vista de segurança e confiabilidade, esse método implica perdas significativas de energia, uma vez que toda a potência excedente é transformada em calor e não reaproveitada. É justamente nesse ponto que se insere a proposta de integração de sistemas de armazenamento em baterias, possibilitando que parte da energia regenerada seja direcionada ao carregamento do banco, reduzindo as perdas e aumentando a eficiência energética global da operação. A Figura 2.6 ilustra o arranjo típico das grades de frenagem dinâmica instaladas na parte traseira do caminhão.

2.2.5 Motores c.c. de Tração

Os motores de corrente contínua (c.c.) de tração do Komatsu 730E são responsáveis por converter a energia elétrica do barramento c.c. em torque mecânico nas rodas traseiras, constituindo o elemento final da cadeia eletromecânica de propulsão. Esses motores apresentam como principal característica a capacidade de fornecer alto torque em baixas rotações, o que é essencial para partidas com carga, rampas acentuadas e operações de baixa velocidade típicas do ciclo de transporte em mineração. A resposta dinâmica favorável e a ampla faixa de controle de velocidade tornam essa tecnologia particularmente adequada para aplicações pesadas, em que robustez e previsibilidade de controle são requisitos críticos.

Do ponto de vista de controle, a regulação de velocidade e torque é realizada por meio do controle de armadura e do campo. Em baixas e médias rotações, a limitação da corrente de armadura assegura o atendimento ao torque requerido sem ultrapassar limites térmicos e eletromagnéticos do enrolamento. Em rotações mais elevadas, utiliza-se o *enfraquecimento de campo* para estender a faixa de velocidade acima da nominal, mantendo a potência aproximadamente constante. Essa estratégia, aliada à modulação da tensão no barramento c.c. via conversores associados, permite casar o ponto de operação do trem de força às demandas variáveis do perfil de missão, otimizando consumo e desempenho (Komatsu Ltd., 2001).

Durante a frenagem, os motores c.c. operam como geradores, convertendo a



Figura 2.6 – Arranjo ilustrativo das grades de frenagem dinâmica (Fonte: <https://www.westrockusa.com/en/products/off-highway-braking-resistor-grids>).

energia cinética do veículo em energia elétrica (modo regenerativo). No arranjo original, essa energia é majoritariamente direcionada ao banco resistivo de frenagem dinâmica. Na arquitetura proposta neste trabalho, parte dessa potência pode ser redirecionada ao sistema de armazenamento em baterias, quando disponíveis janelas de aceitação de potência compatíveis com os limites de corrente e tensão do *pack*. Tal reaproveitamento reduz perdas por dissipação térmica e contribui para a diminuição do consumo de diesel ao longo do ciclo operacional.

A operação segura dos motores de tração exige o atendimento a limites de corrente instantânea (picos), corrente média, gradientes térmicos e tensão de comutação no conjunto escovas—comutador. Proteções dedicadas supervisionam sobrecorrente, sobretensão de barramento, sobretemperatura e falhas de excitação. Adicionalmente, estratégias de *derating* podem ser aplicadas em condições ambientais severas ou em ciclos de trabalho prolongados, de modo a preservar a integridade eletromecânica dos motores e a disponibilidade do equipamento.

Por fim, a integração dos motores c.c. com o restante do sistema elétrico (retificador, barramento c.c., *chopper* de frenagem e, na proposta, conversor



Figura 2.7 – Motor de corrente contínua utilizado no Komatsu 730E (Fonte: <https://www.minespecparts.com.au/product/komatsu-730-wheel-motor/>).

bidirecional—baterias) exige coordenação de controle em múltiplos níveis. A correta temporização entre os modos de tração, regeneração e dissipação, combinada ao gerenciamento de limites de SOC e potência aceitável pelas baterias, é determinante para evitar saturação do barramento, reduzir esforços térmicos e maximizar a eficiência global do trem de força.

2.2.6 Sistemas de Excitação

O sistema de excitação tem como função principal regular o campo magnético do gerador síncrono e, conseqüentemente, controlar a tensão induzida e a potência disponível no barramento c.c.. No Komatsu 730E, esse processo é realizado por meio de um excitador controlado eletronicamente, que ajusta a corrente de campo do gerador em função das demandas de carga e das condições operacionais do veículo.

A correta regulação da excitação garante a estabilidade do barramento de corrente contínua, permitindo que o sistema mantenha tensão adequada tanto em condições de tração máxima quanto durante frenagens regenerativas. Para isso, são aplicadas técnicas de controle automático de tensão (AVR — *Automatic Voltage Regulator*), que monitoram em tempo real a tensão de saída e ajustam o campo do gerador de forma dinâmica.

Além do controle de tensão, o sistema de excitação também desempenha um papel importante na proteção contra sobrecargas e transitórios elétricos. Durante variações abruptas de carga, comuns em operações de mineração, como acelerações com carga plena ou frenagens em rampas íngremes, este atua para compensar flutuações, evitando instabilidades no barramento e prevenindo falhas em componentes sensíveis do trem de força.

Deve ser destacado que, na arquitetura modificada, a coordenação entre o sistema de excitação e o conversor bidirecional é de suma importância. Isso porque, ao absorver energia durante frenagens ou fornecer potência suplementar durante aclives, o sistema de baterias modifica o perfil de corrente no barramento.

2.2.7 Resumo das Características Elétricas do Powertrain

A Tabela 2.1 resume os principais parâmetros elétricos e de potência do sistema de tração diesel-elétrico do caminhão Komatsu 730E utilizados como referência neste trabalho. Esses dados permitem contextualizar as ordens de grandeza envolvidas no fluxo energético do veículo e evidenciam o elevado nível de potência manipulado pelo sistema durante os modos de tração e frenagem dinâmica.

Tabela 2.1 – Principais características elétricas e de potência do sistema de tração do Komatsu 730E.

Parâmetro	Valor
Potência nominal do motor diesel	1492 kW (2000 HP)
Potência disponível ao gerador	1388 kW (1860 HP)
Tipo do gerador principal	Síncrono trifásico
Tensão nominal do barramento c.c.	Aproximadamente 1000 V
Tensão máxima do barramento c.c.	Aproximadamente 1700 V
Tipo do retificador principal	Retificador trifásico passivo a diodos
Quantidade de motores de tração	2 motores c.c.
Configuração dos motores	Ligação em série
Potência máxima das grades de frenagem	2759 kW (3700 HP)
Modo de frenagem principal	Frenagem dinâmica dissipativa
Capacidade regenerativa original	Não possui armazenamento

Observa-se que o sistema de tração do Komatsu 730E opera com níveis elevados de potência e tensão, compatíveis com aplicações de mineração de grande porte. Durante os períodos de frenagem dinâmica, a potência regenerada pelos motores de tração pode atingir valores da mesma ordem de grandeza da potência de propulsão, sendo originalmente dissipada em bancos resistivos. Esse aspecto evidencia o potencial técnico da recuperação energética por meio da integração de sistemas de armazenamento em baterias ao barramento c.c., proposta investigada neste trabalho.

2.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS

2.3.1 Tecnologia de baterias

As tecnologias de armazenamento em baterias apresentam ampla diversidade em termos de desempenho, custo e maturidade, sendo a escolha da química um fator decisivo para aplicações em veículos elétricos pesados, como caminhões de mineração. Uma revisão comparativa apresentada em (ALMADANI *et al.*, 2024) avalia diferentes

famílias de baterias, desde as mais convencionais até as emergentes, destacando parâmetros como densidade de energia, densidade de potência, ciclo de vida, segurança e custo.

Entre as tecnologias tradicionais, baterias de chumbo-ácido e níquel-cádmio ainda possuem relevância histórica, mas apresentam limitações severas em termos de densidade de energia e impacto ambiental, inviabilizando seu uso em aplicações de grande porte voltadas à eletrificação. Alternativas como o níquel-hidreto metálico (NiMH) oferecem melhorias de desempenho, mas permanecem restritas por menor competitividade frente às tecnologias de íon-lítio.

No grupo das baterias de íon-lítio, diferentes químicas coexistem, cada uma com características próprias. As células de óxido de lítio-cobalto (LCO), embora dominantes em aplicações portáteis, apresentam custo elevado e riscos de instabilidade térmica. Tecnologias como NMC (níquel-mangânês-cobalto) e NCA (níquel-cobalto-alumínio) destacam-se pela alta densidade de energia, o que as torna comuns em veículos elétricos comerciais, mas sofrem com desafios de custo, segurança e disponibilidade de materiais críticos. Já as células de lítio-titânio-óxido (LTO) (MEI; CHENG; FONG, 2016) oferecem vida útil extremamente longa e excelente desempenho em altas correntes, mas sacrificam a densidade energética, sendo mais adequadas a aplicações de potência pura.

As baterias de fosfato de ferro-lítio (LFP), por sua vez, apresentam um equilíbrio favorável para aplicações em veículos de grande porte. Elas oferecem menor densidade de energia quando comparadas às químicas NMC ou NCA, mas destacam-se pela elevada estabilidade térmica, maior segurança, durabilidade (em termos de número de ciclos), custo competitivo e menor dependência de metais críticos como o cobalto. Tais características tornam a tecnologia LFP especialmente atraente para caminhões de mineração, nos quais fatores como robustez, vida útil prolongada e confiabilidade em condições severas são mais relevantes do que a maximização da autonomia.

Por fim, embora pesquisas emergentes em tecnologias como baterias de sódio-íon, lítio-enxofre ou de estado sólido apontem potenciais ganhos disruptivos, essas químicas ainda se encontram em estágios iniciais de desenvolvimento e não apresentam maturidade suficiente para aplicações industriais de grande escala. Nesse sentido, a adoção da química LFP configura-se como a solução mais viável no cenário atual, alinhando desempenho técnico, custo e segurança operacional.

Tabela 2.2 – Comparação entre diferentes químicas de baterias (adaptado de (ALMADANI *et al.*, 2024)).

Química	Densidade de Energia (Wh/kg)	Ciclos de Vida	Custo (US\$/kWh)	Segurança
Chumbo-Ácido (PbA)	30–50	< 500	100–150	Alta (mas pesada)
Níquel-Metal (NiMH)	60–120	500–1000	200–300	Moderada
Lítio-Cobalto (LCO)	150–200	500–1000	250–400	Baixa (instável termicamente)
NMC	150–250	1000–2000	150–250	Moderada
NCA	200–260	1000–2000	150–250	Moderada/baixa
LTO	80–120	> 5000	400–600	Muito alta
LFP	120–180	2000–5000	120–200	Muito alta

A Figura 2.8 sintetiza, em um gráfico do tipo *radar*, os principais compromissos entre diferentes químicas de baterias empregadas em veículos elétricos pesados, considerando cinco critérios: densidade de energia, densidade de potência, vida útil (ciclos), segurança e custo (quanto maior, melhor/menor custo por kWh). Os valores foram normalizados para facilitar a comparação qualitativa entre as tecnologias e foram adaptados de (HOUACHE *et al.*, 2022). Observa-se que químicas ricas em níquel (como NMC e NCA) se destacam em densidade de energia, enquanto LFP apresenta desempenho superior em segurança, vida útil e custo.

Do ponto de vista de aplicação em caminhões fora de estrada, a leitura do gráfico reforça a escolha da química LFP neste trabalho: apesar da menor densidade de energia, atende melhor às exigências de robustez, confiabilidade e operabilidade em condições severas do ambiente minerário. Em contraste, NMC/NCA são mais adequadas quando massa/volume são estritamente limitantes (priorizando autonomia).

2.3.2 Modelos Matemáticos Adotados

2.3.2.1 Estimação de SOC

A estimativa do estado de carga (State of Charge – SOC) constitui uma das funções fundamentais do BMS, uma vez que o SOC não pode ser medido diretamente por sensores. Em termos práticos, o SOC representa a fração da capacidade disponível da bateria em relação à sua capacidade máxima nominal, sendo essencial para a operação segura, eficiente e duradoura do sistema de armazenamento. A estimativa precisa desse parâmetro permite evitar condições críticas de sobrecarga e sobredescarga, otimizar o aproveitamento energético e prolongar a vida útil do conjunto de células. Diversas metodologias têm sido propostas e aplicadas ao longo dos anos, variando desde abordagens diretas e de baixa complexidade, como o contador de Coulomb, até técnicas mais avançadas, como modelos eletroquímicos combinados a filtros de observadores ou ainda métodos baseados em aprendizado de máquina. Cada uma dessas estratégias apresenta vantagens e limitações específicas, relacionadas a fatores como custo computacional, sensibilidade a erros acumulados, necessidade de modelos matemáticos detalhados e robustez frente a condições dinâmicas de operação.

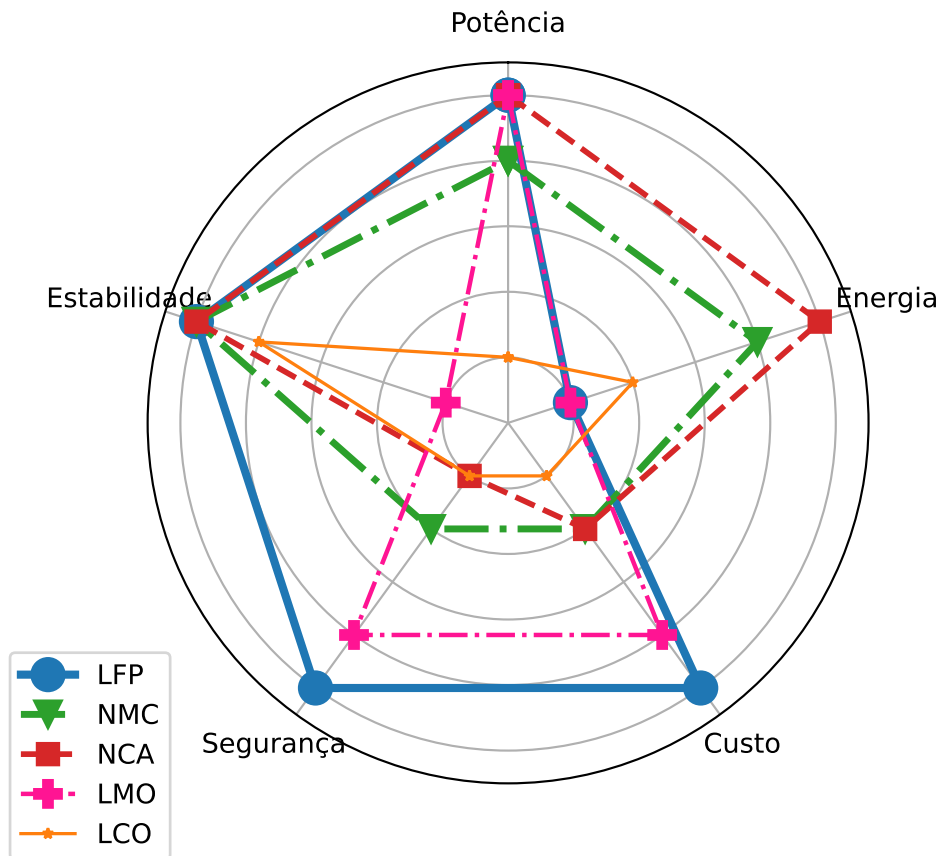


Figura 2.8 – Comparação de diversos tipos de química de bateria diferentes (adaptado de (HOUACHE *et al.*, 2022)).

2.3.2.1.1 Estimação de SOC por Tensão de Circuito Aberto (OCV)

A estimação do SOC a partir da tensão de circuito aberto (*Open-Circuit Voltage* – OCV) é uma técnica amplamente empregada em sistemas de gerenciamento de baterias, devido à relação monotônica existente entre a OCV e o SOC em baterias de íons de lítio. Essa abordagem permite inferir a quantidade de carga remanescente a partir da medição da tensão em repouso, quando a corrente aplicada ao terminal é nula ou suficientemente pequena para que os efeitos transitórios sejam desprezados. Dessa forma, constrói-se uma curva característica OCV–SOC, que pode ser utilizada como referência em algoritmos de estimação.

Entretanto, a precisão dessa técnica é fortemente influenciada por fatores externos, especialmente a temperatura ambiente, que altera a relação entre OCV e SOC. Xing *et al.* (XING *et al.*, 2014) ressaltam que, ao desconsiderar a dependência térmica, a estimação pode apresentar erros significativos em condições reais de operação. Para mitigar essa limitação, os autores propõem o uso de uma tabela OCV–SOC dependente da temperatura (*OCV–SOC–T*), obtida experimentalmente, que permite ajustar a estimação de acordo com o ambiente em que a bateria está inserida.

Além disso, a utilização de métodos de filtragem, como o *Unscented Kalman Filter* (UKF), pode ser incorporada ao modelo de estimação, compensando incertezas de medição e variações dinâmicas do sistema. Essa combinação possibilita obter resultados mais robustos e precisos mesmo em cenários com diferentes condições de inicialização e perfis de carga complexos. Os experimentos reportados em (XING *et al.*, 2014), utilizando testes dinâmicos como o *Dynamic Stress Test* (DST) e o *Federal Urban Driving Schedule* (FUDS), demonstraram que a abordagem proposta reduz os erros médios quadráticos quando comparada a métodos que ignoram a variação de temperatura.

Portanto, a estimação de SOC via OCV, quando devidamente ajustada para efeitos térmicos e associada a técnicas avançadas de filtragem, configura-se como uma alternativa confiável e eficiente para aplicações em veículos elétricos e híbridos pesados, incluindo caminhões de mineração, onde a acurácia no monitoramento do estado de carga é fundamental para a segurança, durabilidade e desempenho do sistema de armazenamento.

2.3.2.1.2 Estimativa de SOC baseada em Filtro de Kalman

O Filtro de Kalman (KF) e suas variantes não-lineares, como o Filtro de Kalman Estendido (EKF), têm sido amplamente empregados na estimação do estado de carga (SOC) de baterias de íons de lítio, devido à sua capacidade de lidar com ruídos de medição e incertezas nos modelos elétricos. Em aplicações veiculares, onde o perfil de corrente é altamente dinâmico, tais métodos oferecem vantagens significativas frente a abordagens determinísticas.

Em (LEE; NAM; CHO, 2007), é proposto um EKF de ordem reduzida, com base em um modelo elétrico simplificado composto por um circuito equivalente de malha *RC* e parâmetros ajustáveis. O objetivo é reduzir a complexidade computacional sem comprometer a acurácia da estimação, o que o torna adequado para sistemas embarcados em veículos híbridos e elétricos. Os resultados experimentais indicaram que o erro médio de estimação pode ser mantido abaixo de 2%, mesmo em condições de operação prolongadas e sujeitas a variações rápidas de corrente.

Já o estudo de (PLETT, 2002) introduz a formulação do EKF aplicada a células de polímero de lítio (LiPB) em veículos híbridos elétricos (HEVs), tratando explicitamente o SOC como parte do vetor de estados do modelo. Essa abordagem não apenas melhora a precisão da estimação, mas também permite quantificar em tempo real os limites de incerteza da predição, fornecendo ao BMS maior confiabilidade para decisões de operação. O autor demonstra ainda que modelos não lineares mais complexos, incluindo redes de função de base radial, podem aumentar a robustez da estimação em cenários de correntes elevadas e perfis de carga imprevisíveis.

Esses trabalhos reforçam que a utilização do Filtro de Kalman constitui uma das estratégias mais robustas e difundidas para a estimação de SOC em baterias de íons de lítio, conciliando precisão e eficiência computacional, aspectos essenciais para aplicações em veículos de grande porte, como caminhões de mineração eletrificados.

2.3.2.1.3 Contador de Coulomb

O método de estimação do estado de carga mais amplamente utilizado é o contador de Coulomb, cuja lógica se baseia na integração da corrente que flui para dentro e para fora da bateria ao longo do tempo. De forma geral, o SOC no instante t pode ser expresso pela Equação (2.1):

$$SOC(t) = SOC(t_0) - \frac{1}{C_n} \int_{t_0}^t I(\tau) d\tau, \quad (2.1)$$

onde $SOC(t_0)$ representa o estado de carga inicial, C_n é a capacidade nominal da bateria e $I(\tau)$ é a corrente instantânea (positiva para descarga e negativa para carga). Embora simples e de baixo custo computacional, essa técnica é altamente sensível a erros de medição e ao acúmulo progressivo de incertezas, além de depender fortemente da correta determinação do estado inicial (NG *et al.*, 2009).

Buscando superar essas limitações, diferentes aprimoramentos têm sido propostos na literatura. Um dos mais relevantes foi apresentado por (NG *et al.*, 2009), que introduziu fatores de eficiência de carga/descarga e considerou a degradação da capacidade útil, permitindo não apenas melhorar a estimação do SOC, mas também inferir o *State of Health* (SOH). Essa abordagem reduz significativamente os desvios acumulados em aplicações de longa duração.

De forma complementar, abordagens baseadas em dados têm sido exploradas para corrigir erros do contador de Coulomb. (ZHANG *et al.*, 2020) propuseram um método de calibração *data-driven* que ajusta periodicamente o SOC calculado a partir de integrações com informações empíricas, mitigando a propagação de erros cumulativos. Essa estratégia melhora a robustez do método clássico, mantendo sua simplicidade de implementação.

Mais recentemente, técnicas híbridas combinando o contador de Coulomb com algoritmos de aprendizado de máquina vêm sendo investigadas. (WANG *et al.*, 2023) apresentaram um método que integra a contagem de Coulomb com *Relevance Vector Machine* e aprendizado incremental, obtendo ganhos expressivos de precisão em cenários dinâmicos. Os resultados reportados mostram redução superior a 30% no erro em comparação com métodos tradicionais, limitando o erro quadrático médio a aproximadamente 2%.

Dessa forma, o contador de Coulomb permanece como referência na estimação de SOC, mas sua aplicação prática em veículos pesados e sistemas de armazenamento de energia demanda técnicas de correção e integração com métodos avançados, a fim de garantir maior confiabilidade frente às condições operacionais severas.

2.4 MODELO DE DEGRADAÇÃO

A modelagem da degradação de baterias de íons de lítio constitui um elemento central na análise de viabilidade técnico-econômica de sistemas de armazenamento de energia aplicados a setores de alta demanda, como transporte pesado e plantas virtuais de potência (*Virtual Power Plants – VPP*). A degradação impacta diretamente a vida útil do sistema, os custos de operação e manutenção e, em última instância, a atratividade econômica da eletrificação em larga escala. Nesse contexto, torna-se essencial dispor de modelos capazes de prever o comportamento da bateria sob diferentes condições de operação, permitindo tanto o dimensionamento adequado do sistema quanto a formulação de estratégias de gerenciamento. O trabalho de (STROE, 2014) apresenta uma contribuição relevante nesse sentido, ao propor um modelo empírico de vida útil baseado em ensaios experimentais acelerados, combinando mecanismos de degradação por calendário e por ciclo em uma formulação matemática capaz de estimar a evolução da capacidade ao longo do tempo. Esse modelo fornece uma base robusta para o estudo de cenários realistas de utilização, como os investigados nesta dissertação.

O envelhecimento das baterias de íons de lítio pode ser decomposto em dois mecanismos principais: degradação de calendário e degradação cíclica (VETTER *et al.*, 2005). A degradação de calendário refere-se à perda de capacidade que ocorre mesmo quando a bateria não está em operação ativa, sendo fortemente influenciada por fatores como temperatura ambiente, estado de carga médio (SOC) e tempo de armazenamento (BROUSSELY *et al.*, 2005). Esse processo está associado a reações parasitas lentas, como o crescimento da camada de interfase sólido-eletrolítica (SEI) (GROOT, 2012), que consomem íons de lítio ativos e reduzem gradualmente a capacidade utilizável da célula. Já a degradação cíclica ocorre durante os processos de carga e descarga, estando relacionada ao estresse eletroquímico causado por variações repetitivas de potencial e corrente. Esse mecanismo é amplamente dependente da profundidade de descarga (DoD), da taxa de corrente (*C-rate*) e do número de ciclos acumulados, afetando não apenas a capacidade, mas também a resistência interna da bateria. A formulação de (STROE, 2014) considera ambos os efeitos de forma integrada, permitindo capturar a contribuição conjunta do tempo e da utilização na determinação da vida útil da célula.

2.4.1 Modelos de Vida Útil Baseados em Circuitos Elétricos Equivalentes (EEC)

Os modelos de degradação baseados em *Circuitos Elétricos Equivalentes* (EEC) representam uma das abordagens mais eficazes para a previsão da vida útil de baterias de íons de lítio, combinando boa precisão com baixo custo computacional. Diferentemente dos modelos puramente eletroquímicos, que requerem informações detalhadas sobre a estrutura física e os parâmetros internos da célula, os modelos EEC descrevem o comportamento dinâmico da bateria a partir de componentes elétricos ideais, como resistores, capacitores, fontes de tensão e indutores, cujos valores variam conforme a condição de envelhecimento da célula. Em formulações mais avançadas, capacitores ideais podem ser substituídos por elementos do tipo *ZARC*, capazes de representar de forma mais realista os fenômenos de polarização observados em baterias reais.

A formulação proposta em (STROE *et al.*, 2014) consiste em acrescentar uma *dimensão de envelhecimento* aos parâmetros do circuito equivalente, de modo que cada parâmetro dependa não apenas das variáveis de operação instantâneas (temperatura, corrente e estado de carga), mas também do grau de envelhecimento acumulado. Essa abordagem é expressa por parâmetros na forma:

$$R_s = R_s(\text{Age}, T, \text{SOC}, I), \quad R_1 = R_1(\text{Age}, T, \text{SOC}, I), \quad Q_1 = Q_1(\text{Age}, T, \text{SOC}, I), \quad (2.2)$$

e assim sucessivamente, conforme ilustrado esquematicamente na Figura 2.9. No caso dos ramos de polarização, a utilização de elementos ZARC, normalmente modelados como uma associação em paralelo de uma resistência e um *Constant Phase Element* (CPE), permite capturar a dispersão de constantes de tempo associada a processos eletroquímicos não homogêneos, como transferência de carga e difusão iônica.

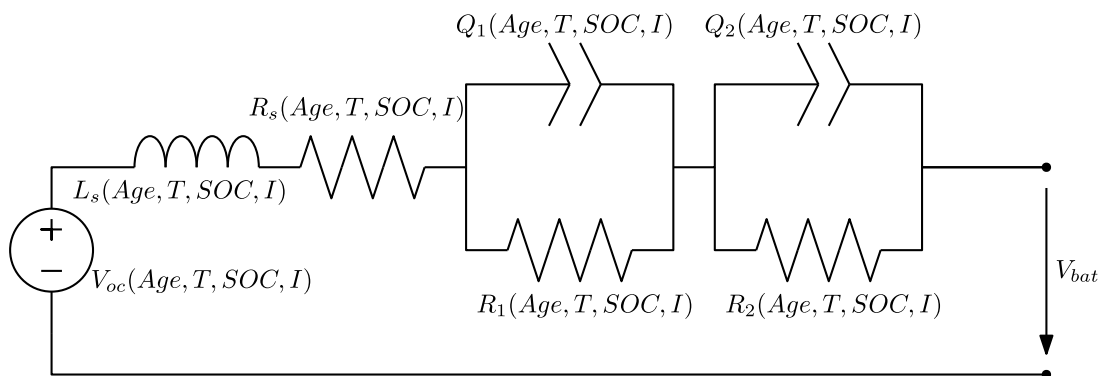


Figura 2.9 – Representação esquemática de um circuito elétrico equivalente (EEC) para modelagem da vida útil de baterias de íons de lítio, considerando a dependência dos parâmetros em relação ao envelhecimento e às condições de operação (adaptado de (STROE *et al.*, 2014)).

Além de reproduzir com boa precisão a evolução da tensão terminal e do comportamento dinâmico da célula, o modelo EEC possibilita inferir parâmetros de desempenho global, como a perda de capacidade e a redução da capacidade de potência. A inclusão de elementos ZARC contribui para uma representação mais fiel da resposta dinâmica da bateria, especialmente sob perfis de corrente altamente transitórios, como aqueles observados em aplicações de tração pesada e frenagem regenerativa. A parametrização desses modelos é obtida por meio de ensaios de envelhecimento acelerado e medidas de impedância (*Electrochemical Impedance Spectroscopy* – EIS), o que permite atualizar os parâmetros do circuito em função do tempo e das condições de operação.

Em comparação com modelos eletroquímicos completos, o modelo EEC apresenta um equilíbrio vantajoso entre precisão e simplicidade, sendo amplamente utilizado em simulações de degradação de longo prazo e em estudos de viabilidade técnico-econômica de sistemas de armazenamento baseados em baterias de íons de lítio.

2.4.2 Envelhecimento Acelerado de Células LiFePO_4/C

O trabalho desenvolvido em (STROE *et al.*, 2014) apresenta em detalhes o procedimento de *envelhecimento acelerado* aplicado a células de íon-lítio do tipo LiFePO_4/C , utilizado para calibração e validação do modelo de vida útil proposto. O principal objetivo desses testes foi quantificar a perda de capacidade e o aumento de resistência interna sob diferentes condições de operação, possibilitando a derivação de parâmetros empíricos que descrevem os efeitos combinados de temperatura, *Depth of Discharge* (DoD) e corrente de ciclo (*C-rate*).

O ensaio foi realizado em um ambiente controlado, no qual as células foram submetidas a diferentes perfis de carga e descarga até atingirem 80% da capacidade nominal inicial, critério adotado como fim de vida útil. Foram definidos múltiplos níveis de estresse térmico (25 °C, 35 °C e 45 °C) e níveis de DoD (20%, 50% e 80%), de modo a investigar o impacto isolado e combinado desses fatores sobre a degradação. Cada conjunto de testes compreendeu centenas de ciclos, intercalados por medições periódicas de *capacidade*, eficiência coulômbica e resistência de corrente contínua, que serviram como indicadores quantitativos de envelhecimento.

Os resultados mostraram que o aumento simultâneo de temperatura e profundidade de descarga acelera de forma significativa o processo de degradação, confirmando que ambos os fatores atuam de maneira sinérgica. Em temperaturas mais elevadas, observou-se maior crescimento da camada SEI e aumento acentuado da resistência interna, enquanto em altas profundidades de descarga a perda de capacidade foi dominada pela deterioração mecânica dos eletrodos. A partir desses dados, os autores ajustaram equações empíricas relacionando a perda de capacidade (ΔQ_{cyc}) com o número de ciclos (N), a temperatura (T) e o DoD, formando a base do modelo

apresentado nos capítulos seguintes.

Esse procedimento de envelhecimento acelerado estabeleceu, portanto, uma metodologia padronizada para previsão da vida útil de baterias LiFePO_4/C sob condições de uso realistas, permitindo extrapolar resultados laboratoriais para aplicações em sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos pesados.

A análise experimental do envelhecimento das baterias de íons de lítio do tipo LiFePO_4/C , apresentada em (STROE, 2014), evidencia de forma clara os efeitos combinados dos mecanismos de degradação por calendário e por ciclo sobre o desempenho eletroquímico das células. Os ensaios foram conduzidos de modo a reproduzir condições reais de operação e armazenamento, permitindo a observação detalhada da perda de capacidade, da redução de potência de pulso e da variação dos parâmetros elétricos ao longo do tempo. Os resultados obtidos constituem a base experimental utilizada para a validação do modelo empírico de vida útil descrito nesta dissertação.

Nos testes de envelhecimento de calendário, as células foram submetidas a diferentes condições de temperatura, SOC e tempo de armazenamento, de modo a identificar os fatores de maior influência sobre a perda de desempenho. Observou-se que a perda de capacidade cresce de forma exponencial com a temperatura, apresentando comportamento fortemente dependente do SOC médio de armazenamento. Células mantidas em níveis elevados de SOC degradam-se mais rapidamente devido à intensificação das reações parasitas na interface eletrodo-eletrólito, em especial o crescimento da camada de SEI, que consome íons de lítio ativos e reduz a quantidade de material eletroquimicamente disponível. Embora a potência de pulso também seja afetada, sua degradação ocorre em ritmo mais lento, indicando que o aumento da resistência interna é menos significativo nas fases iniciais do envelhecimento.

As análises de espectroscopia de impedância eletroquímica (EIS) reforçam essa interpretação, mostrando aumento progressivo da resistência série R_s e das resistências associadas à transferência de carga (R_1), além de variações nas capacitâncias equivalentes Q_1 . Esses resultados confirmam a correlação entre os fenômenos físico-químicos de envelhecimento e a deterioração dos parâmetros elétricos. Além disso, observou-se que o fenômeno de autodescarga tende a se intensificar com o aumento da temperatura, afetando a eficiência energética durante longos períodos de inatividade.

Em relação à degradação cíclica, os testes de ciclagem mostraram que a perda de capacidade ocorre de forma não linear com o número de ciclos, sendo mais acentuada para maiores profundidades de descarga (DoD) e temperaturas elevadas. Em condições de 45 °C e DoD superiores a 80%, a taxa de degradação praticamente dobra em comparação com o regime nominal de 25 °C e DoD de 60%. Por outro lado, operar em faixas intermediárias de SOC (entre 40% e 60%) demonstrou reduzir significativamente

a taxa de envelhecimento, evidenciando a importância de estratégias de controle e gerenciamento de energia adequadas.

A redução da potência de pulso durante os ensaios de ciclagem mostrou-se menos pronunciada que a perda de capacidade, o que indica que o principal fator limitante da vida útil é a perda de lítio ativo e não apenas o aumento da resistência interna. Ainda assim, a evolução das resistências R_s e R_2 e a diminuição das capacitâncias Q_2 , observadas por EIS, apontam para modificações estruturais e químicas nas interfaces dos eletrodos e no transporte iônico. Esses resultados permitem ajustar os parâmetros do modelo de degradação, garantindo sua aplicabilidade a diferentes regimes de operação.

De modo geral, os resultados experimentais apresentados em (STROE, 2014) demonstram que a degradação das baterias LiFePO_4/C é fortemente dependente das condições de temperatura, profundidade de descarga e estado de carga médio. As observações laboratoriais confirmam que o envelhecimento por calendário é dominado por processos de oxidação e crescimento da camada SEI, enquanto o envelhecimento cíclico é governado principalmente pela perda de lítio ativo e pelo aumento da resistência interna. A partir desses resultados, o modelo empírico de vida útil proposto torna-se uma ferramenta confiável para a previsão da capacidade remanescente e para o dimensionamento de sistemas de armazenamento aplicados a caminhões de mineração híbridos.

2.4.3 Modelo de Degradação e Desempenho

A abordagem de modelagem de degradação de desempenho baseada em EEC foi adotada para representar o comportamento de envelhecimento das células de bateria LiFePO_4/C . Essa metodologia apresenta vantagens em relação aos modelos tradicionais baseados em contagem de ciclos ou de *throughput*, pois permite não apenas estimar o SOH e a vida útil remanescente (RUL), mas também prever a evolução de parâmetros de desempenho como capacidade, potência de pulso (PPC) e tensão ao longo do tempo de operação.

A estrutura geral do modelo de degradação de desempenho proposto é ilustrada na Figura 2.10. O modelo é constituído por dois submodelos principais: o *modelo de desempenho*, responsável por estimar a tensão instantânea da célula LiFePO_4/C com base no circuito elétrico equivalente, e o *modelo de vida útil*, que calcula a perda de capacidade e a redução da potência de pulso, fornecendo assim as estimativas de SOH e RUL para um determinado perfil de operação.

Os principais sinais de entrada do modelo são os perfis de corrente e temperatura, derivados da estratégia de gerenciamento de energia. Esses perfis variam significativamente conforme o regime de operação e a demanda de potência, influenciando diretamente o comportamento de envelhecimento da célula. A interação

entre os submodelos permite capturar tanto a dinâmica elétrica instantânea quanto os efeitos cumulativos de degradação, resultando em uma ferramenta capaz de representar com precisão o desempenho da bateria ao longo de sua vida útil.

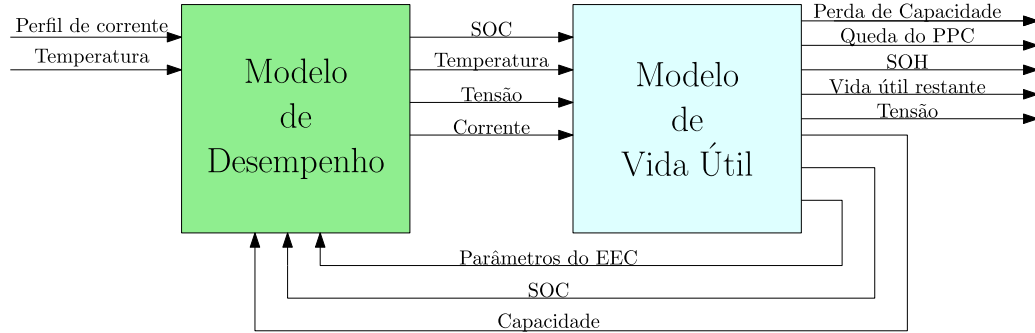


Figura 2.10 – Estrutura do modelo de degradação de desempenho proposto para a célula LiFePO_4/C (STROE, 2014).

Os modelos de queda de capacidade (*capacity fade*) descritos em (STROE, 2014) são divididos em duas categorias principais: os modelos de degradação de calendário e os modelos de degradação cíclica. Esses modelos quantificam separadamente os efeitos do tempo e do uso sobre o envelhecimento das células de íon-lítio, permitindo estimar a capacidade remanescente sob diferentes condições de operação. O modelo de degradação de calendário, expresso pela Equação (2.3), descreve a perda de capacidade que ocorre mesmo quando a bateria está em repouso, sendo fortemente dependente da temperatura e do estado de carga médio. Já o modelo de degradação cíclica, apresentado na Equação (2.4), relaciona a perda de capacidade à profundidade de descarga, à taxa de corrente e ao número acumulado de ciclos. A combinação de ambos os modelos permite capturar o comportamento conjunto de envelhecimento por tempo e utilização, fornecendo uma base empírica robusta para a formulação do modelo proposto nesta dissertação.

$$C_{\text{fade,cal}}(t, T, SOC) = 1.9775 \times 10^{-11} \cdot e^{0.07511T} \cdot 1.639 \cdot e^{0.007388SOC} \cdot t^{0.8} \quad (2.3)$$

$$C_{\text{fade,cyc}}(n_c, c_d, T, SOC) = 2.6418 \cdot e^{-0.01943SOC} \cdot (0.004 \cdot e^{0.01705T}) \cdot (0.0123 \cdot c_d^{0.7162}) \cdot n_c^{0.5} \quad (2.4)$$

Nas Equações (2.3) e (2.4), cada variável representa um fator de estresse que influencia diretamente o processo de envelhecimento da célula. O termo T corresponde à temperatura absoluta (em °C) durante o armazenamento ou operação, refletindo a aceleração das reações parasitas com o aumento térmico. O parâmetro SOC representa o estado médio de carga da célula, que afeta a estabilidade química dos eletrodos e o

crescimento da camada SEI. Na Equação (2.4), n_c indica o número acumulado de ciclos de carga e descarga, enquanto c_d representa a profundidade média de descarga (*Depth of Discharge* – DoD), associada ao estresse eletroquímico imposto ao material ativo. Por fim, t é o tempo de armazenamento, expresso em dias, utilizado para quantificar o envelhecimento de calendário. Juntos, esses parâmetros permitem modelar de forma empírica a degradação da capacidade da bateria em função tanto das condições de operação quanto do tempo de uso.

Para ser utilizado nos modelos de vida útil desenvolvidos, o perfil de missão de SOC precisa ser previamente processado. Esse processamento envolve a extração e classificação dos ciclos que compõem o perfil de SOC de acordo com suas respectivas profundidades de descarga (DoD), o que é realizado por meio de um método de contagem de ciclos. Neste trabalho, adotou-se o algoritmo de contagem de ciclos *rainflow*, amplamente empregado para essa finalidade. Além de contabilizar e organizar os ciclos conforme suas profundidades, o método também permite identificar os intervalos em que a célula permanece em repouso, os quais são posteriormente associados aos efeitos de envelhecimento de calendário.

O algoritmo de contagem *rainflow* foi originalmente desenvolvido no contexto da engenharia mecânica para quantificar ciclos de fadiga em materiais e, assim, estimar o risco de falhas estruturais (AMZALLAG *et al.*, 1994). Devido às semelhanças entre o fenômeno de fadiga mecânica e os mecanismos de degradação eletroquímica das baterias, sua aplicação foi estendida para a estimativa da vida útil de baterias de íons de lítio (STROE *et al.*, 2012; SWIERCZYNSKI; TEODORESCU; CORTÉS, 2011; SAFARI *et al.*, 2010). O método baseia-se na regra de Palmgren–Miner, a qual estabelece uma relação cumulativa entre o número de ciclos aplicados e o dano total acumulado. Ao ser adaptado para o domínio eletroquímico, esse princípio permite quantificar a contribuição de cada ciclo de carga e descarga para o envelhecimento total da célula, considerando sua amplitude e profundidade como parâmetros determinantes.

Os fatores de estresse e seus respectivos níveis obtidos a partir do perfil de missão de SOC por meio do algoritmo de contagem de ciclos *rainflow*, em conjunto com o perfil de temperatura (mantido constante em 25 °C), constituem as entradas do bloco *Ageing Calculator* do modelo de vida útil proposto.

2.5 ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO BAYESIANA

Problemas de dimensionamento e operação de sistemas energéticos, como aqueles envolvendo armazenamento eletroquímico, são frequentemente caracterizados por elevada complexidade, não linearidades e forte dependência de múltiplos parâmetros de projeto. Nessas situações, a avaliação do desempenho do sistema não pode ser expressa por meio de formulações analíticas simples, sendo tipicamente obtida a partir de modelos dinâmicos

computacionais que incorporam fenômenos físicos, restrições operacionais e interações econômicas. Como consequência, o processo de determinação das soluções ótimas passa a depender de técnicas de otimização capazes de lidar com funções objetivo de natureza não convexa, não diferenciável e de alto custo computacional, uma vez que cada avaliação requer a execução completa de simulações temporais detalhadas do sistema.

Métodos clássicos de otimização, como técnicas baseadas em gradiente, programação linear ou métodos determinísticos de busca local, apresentam limitações significativas quando aplicados a esse tipo de problema. Em particular, tais abordagens pressupõem, em geral, a existência de funções objetivo contínuas, diferenciáveis e de avaliação computacional relativamente barata. No contexto deste trabalho, entretanto, o custo total do sistema de armazenamento é obtido por meio de simulações dinâmicas de longa duração, que envolvem a resolução iterativa de modelos eletroquímicos, térmicos e econômicos acoplados. Além disso, a presença de descontinuidades associadas a eventos discretos, como substituições do *pack* de baterias ao longo do horizonte de análise, torna a função objetivo não diferenciável e potencialmente multimodal, inviabilizando a aplicação eficiente de métodos tradicionais baseados em derivadas.

Neste contexto, foi adotada a Otimização Bayesiana (OB) como estratégia para a solução do problema de otimização concebido neste trabalho. Em termos gerais, considera-se

$$\min_{x \in \mathcal{X}} f(x), \quad (2.5)$$

em que $f : \mathcal{X} \rightarrow \mathbb{R}$ é acessível apenas via avaliação numérica (por simulação) e $\mathcal{X} \subseteq \mathbb{R}^d$ é um domínio viável (admitindo, quando necessário, componentes inteiras). A estrutura do problema não exige diferenciabilidade nem convexidade de f ; restrições operacionais e de projeto podem ser incorporadas implicitamente no procedimento de avaliação.

O método procede de modo iterativo. Dado um conjunto inicial de observações

$$\mathcal{D}_t = \{(x_i, y_i)\}_{i=1}^t, \quad y_i = f(x_i), \quad (2.6)$$

ajusta-se um modelo substituto probabilístico para f , usualmente um Processo Gaussiano, que fornece média posterior $\mu_t(x)$ e desvio-padrão posterior $\sigma_t(x)$. A próxima avaliação é escolhida maximizando uma função de aquisição α_t que concilia exploração do espaço de busca e aproveitamento das regiões mais promissoras:

$$x_{t+1} \in \arg \max_{x \in \mathcal{X}} \alpha_t(\mu_t(x), \sigma_t(x)). \quad (2.7)$$

Após computar $y_{t+1} = f(x_{t+1})$, atualiza-se o modelo e repete-se o ciclo até atender um critério de parada (número máximo de avaliações da função objetivo, tolerância de melhoria ou tempo de execução). Ao final, reporta-se o melhor ponto observado

$$\hat{x} \in \arg \min_{x \in \{x_1, \dots, x_T\}} f(x), \quad (2.8)$$

o qual é adotado como solução do problema.

No contexto deste trabalho, a otimização bayesiana é empregada como ferramenta para determinar o dimensionamento econômico ótimo do sistema de armazenamento em baterias, considerando simultaneamente variáveis de projeto e restrições operacionais. A aplicação específica da técnica, incluindo a definição da função objetivo, das variáveis de decisão, dos limites do espaço de busca e dos parâmetros do algoritmo implementado no ambiente MATLAB, é apresentada no Capítulo 3, no qual se detalha o processo de integração entre o modelo dinâmico do sistema e o procedimento de otimização.

2.6 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou o sistema em estudo, descrevendo o trem de força eletro-diesel do caminhão Komatsu 730E e a proposta de integração do banco de baterias ao barramento c.c. por meio de conversor bidirecional, com reaproveitamento da energia de frenagem e suporte à tração. Foram revisadas tecnologias de baterias e critérios de escolha para aplicações pesadas, com ênfase na química LFP devido a segurança, robustez, custo e vida útil. Em seguida, discutiram-se métodos de estimação de estado de carga por OCV dependente de temperatura, filtros de Kalman e contagem de Coulomb, além da modelagem elétrica via circuitos equivalentes com elemento ZARC. A modelagem de degradação é baseada na combinação de efeitos de calendário e de ciclagem com contagem de ciclos por *rainflow* e regras de acumulação não lineares, fechando o acoplamento entre operação, perda de capacidade e desempenho elétrico. Por fim, introduziu-se a otimização bayesiana como estratégia a ser utilizada para o dimensionamento do banco de baterias.

3 METODOLOGIA DE PROJETO PARA O BANCO DE BATERIAS

Este capítulo descreve a metodologia computacional empregada para dimensionar um sistema de armazenamento em baterias (BESS) acoplado ao barramento c.c. de um caminhão fora de estrada, considerando simultaneamente o desempenho energético em perfis reais de operação e os efeitos de degradação do *pack* ao longo do tempo. A abordagem adotada é orientada por otimização: em cada iteração, o algoritmo de otimização bayesiana propõe um candidato para o número de células do arranjo de baterias, N_c , e esse candidato aciona a avaliação completa da função objetivo econômica (FOB). Para assegurar uma comparação homogênea entre diferentes configurações, que, por sua vez, podem apresentar taxas de degradação e frequências de substituição distintas, todas as avaliações são realizadas sobre um horizonte de planejamento fixo, mantendo constantes as condições de contorno operacionais e econômicas. Ao final de cada avaliação, o valor de FOB é retornado ao otimizador, que atualiza sua crença sobre o espaço de busca e sugere o próximo N_c , repetindo-se o processo de maneira recorrente até o critério de parada.

A Figura 3.1 sintetiza a interação entre o laço de otimização e o laço de avaliação de uma configuração candidata do banco de baterias, parametrizada por N_c . Em cada iteração, o otimizador bayesiano seleciona um valor candidato de N_c e aciona o bloco de execução mensal, no qual a configuração é avaliada ao longo de um horizonte de planejamento fixo. Nesse bloco, o perfil de potência do caminhão é aplicado ao modelo do BESS, realizando-se a simulação dinâmica para obter grandezas elétricas e atualizar o SOC; em seguida, o modelo de degradação estima a evolução do envelhecimento, sintetizada pela perda de capacidade acumulada C_f . Os blocos associados à simulação dinâmica do sistema eletroenergético e ao modelo de degradação foram implementados no ambiente Simulink, enquanto a lógica de otimização, gerenciamento das simulações e processamento dos resultados econômicos foram desenvolvidos em MATLAB.

A execução mensal é iterada até que se alcance o fim do horizonte de planejamento, de 60 meses. A cada mês, os resultados técnicos alimentam o cálculo das funções-custo mensais e o acúmulo das funções-custo, compondo os termos econômicos em valor presente. Caso o módulo de degradação indique que C_f ultrapassou o limite (LIM), é disparada a substituição do banco de baterias, e a contabilização econômica prossegue já considerando o novo *pack*. Quando o horizonte é atingido, os custos e benefícios acumulados são agregados no cálculo final da FOB, que retorna um único escalar representativo do desempenho técnico-econômico da configuração avaliada.

Por fim, a FOB calculada retorna ao laço externo: o valor é utilizado pelo otimizador para atualizar o modelo probabilístico da função objetivo e propor um novo N_c para a iteração seguinte. O processo se repete de forma recorrente até que o critério

de parada seja satisfeito, momento em que a melhor configuração observada (menor FOB) é reportada como solução do problema.

Com a visão geral do problema estabelecida na Fig. 3.1, o restante deste capítulo é organizado de forma a detalhar, em níveis sucessivos, cada bloco que compõe a avaliação de uma configuração candidata N_c , culminando no cálculo da função objetivo global (FOB). Inicialmente, a Seção 3.1 explicita o encadeamento e as interfaces entre os blocos apresentados na Fig. 3.1, formalizando o fluxo de informações ao longo do processo de avaliação. Em seguida, a Seção 3.2 descreve o modelo dinâmico do sistema de armazenamento em baterias empregado para a obtenção das grandezas elétricas e do histórico do SOC do BESS, bem como apresenta as características dos perfis reais de potência das minas considerados nas análises. Na sequência, a Seção 3.3 detalha o modelo de degradação e o mecanismo de atualização do fator C_f , incluindo a lógica de detecção de fim de vida e de substituição do *pack* ao longo do horizonte de planejamento. A Seção 3.4 apresenta a modelagem matemática do problema de otimização, alicerçada na análise econômica da operação do caminhão híbrido. Por fim, a Seção 3.5 discute os principais aspectos da implementação computacional da otimização bayesiana adotada.

3.1 DETALHAMENTO DO FLUXO DE EXECUÇÃO DA SIMULAÇÃO MENSAL

A Figura 3.1 apresenta o fluxo macro do processo de otimização, no qual cada candidato N_c proposto pelo otimizador bayesiano aciona um laço interno de execução mensal responsável por avaliar o desempenho técnico-econômico da configuração ao longo do horizonte de planejamento $H = 60$ meses. Nesta seção, detalha-se esse laço interno, explicitando as principais variáveis de entrada e saída de cada mês e como elas se conectam aos blocos de simulação dinâmica, degradação e contabilização econômica. O objetivo é tornar claro que a otimização opera sobre um escalar final ($\text{FOB}(N_c)$), porém esse escalar resulta de uma cadeia de estados e grandezas físicas atualizadas recursivamente mês a mês.

A Figura 3.2 apresenta o fluxo interno de cálculo executado em cada iteração mensal durante a avaliação da função objetivo. Esse fluxo representa o nível micro do processo descrito anteriormente na Figura 3.1, detalhando a interação entre os módulos elétricos, de estimação de estado e de degradação do sistema de armazenamento em baterias.

O bloco inicial, denominado Tratamento de potência e variáveis de entrada, recebe o perfil de potência do caminhão $P(t)$, correspondente à potência instantânea demandada ou regenerada no barramento c.c. ao longo do ciclo operacional. Esse bloco realiza o pré-processamento do sinal, incluindo filtragem, adequação de convenções de sinal e conversão para o formato requerido pelo modelo dinâmico, resultando no perfil tratado $P_t(t)$, que é

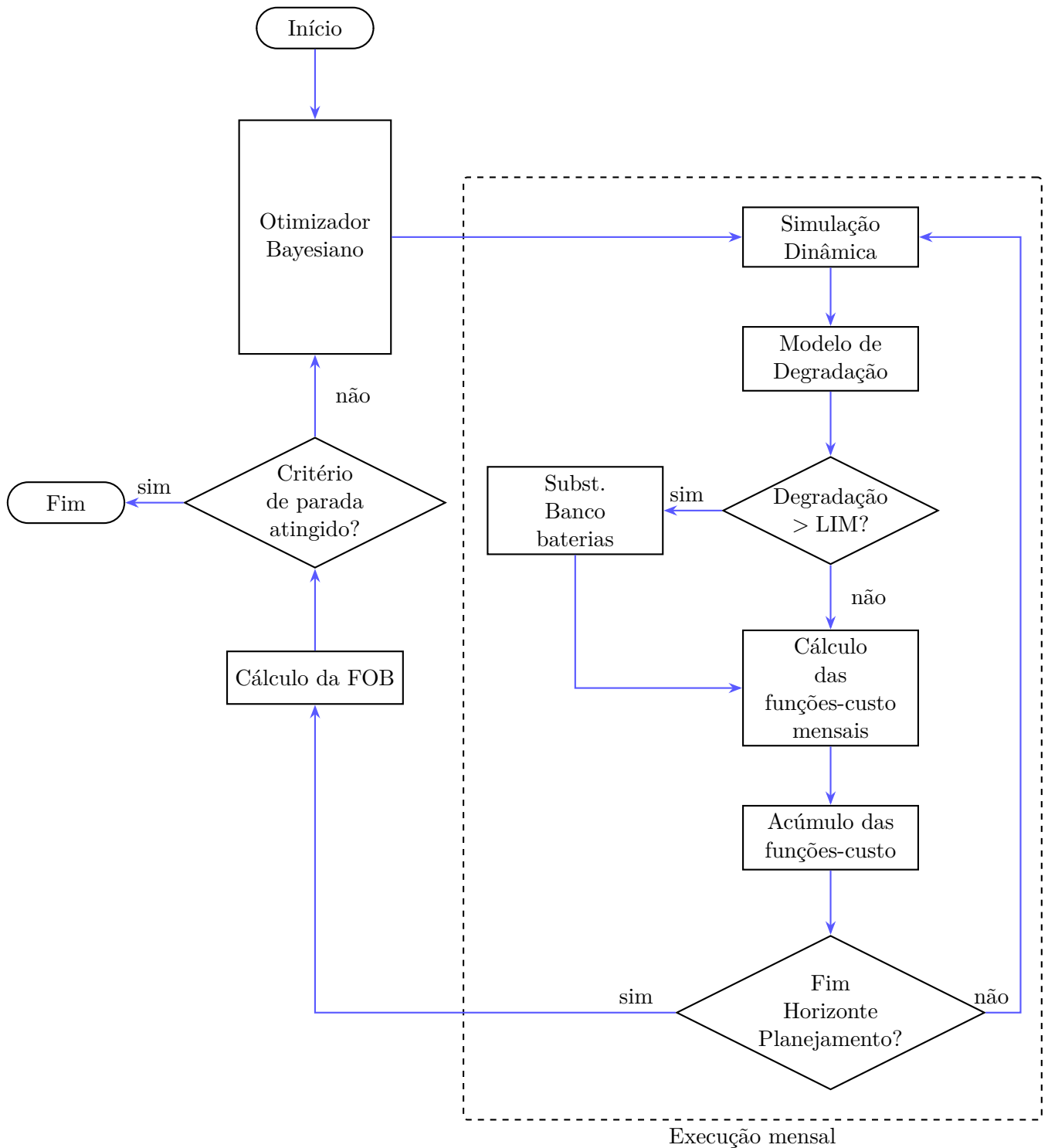


Figura 3.1 – Fluxograma do processo de otimização e avaliação da FOB para configurações candidatas do banco de baterias.

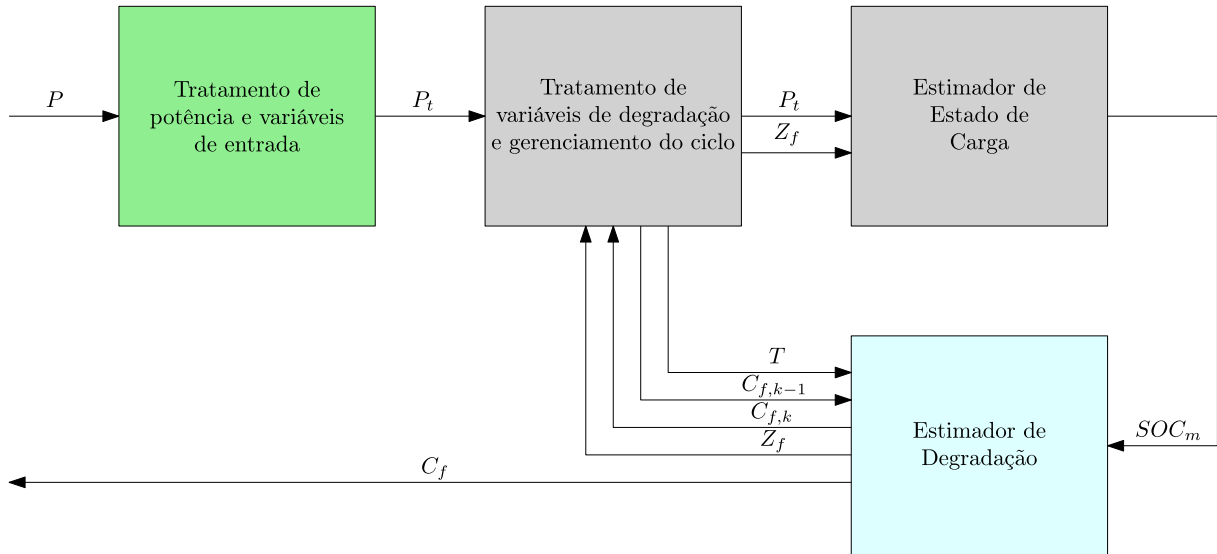


Figura 3.2 – Diagrama de blocos do modelo executado pelos *workers* paralelos durante a avaliação da função objetivo.

utilizado nas etapas subsequentes da simulação.

O perfil tratado alimenta o bloco Tratamento de variáveis de degradação e gerenciamento do ciclo, responsável por incorporar os efeitos do estado de saúde da bateria no comportamento elétrico do sistema. Nesse estágio, são utilizados como entradas o fator de degradação acumulado do mês anterior, $C_{f,k-1}$, bem como parâmetros elétricos dependentes do envelhecimento, representados genericamente por Z_f . Esses parâmetros refletem o aumento progressivo da impedância interna e a redução da capacidade efetiva do banco ao longo do tempo.

Em seguida, o bloco Estimador de Estado de Carga calcula o estado de carga do sistema ao longo do tempo, $SOC(t)$, a partir do perfil de corrente associado ao perfil de potência tratado. Ao final do período mensal, esse histórico é sintetizado por uma grandeza representativa, denotada SOC_m , que corresponde ao vetor de SOC no mês e constitui uma das variáveis de entrada do modelo de degradação.

O bloco Estimador de Degradação utiliza o histórico de operação caracterizado por SOC_m , pela temperatura média de operação T , e pelos parâmetros do mês anterior para atualizar o fator de perda de capacidade acumulado C_f . Esse fator representa a degradação relativa da capacidade da bateria e é o principal indicador do estado de saúde do sistema ao longo do horizonte de simulação.

Por fim, o valor atualizado de C_f é encaminhado ao bloco Função Objetivo, onde influencia diretamente os termos econômicos associados ao custo de substituição do banco de baterias e ao valor residual do sistema. Além disso, esse fator é realimentado ao bloco de gerenciamento do ciclo, fechando o laço de atualização mensal do modelo. Dessa forma, a figura evidencia o acoplamento entre comportamento operacional, degradação

eletroquímica e avaliação econômica do sistema de armazenamento.

3.2 SIMULAÇÃO DINÂMICA

Esta seção descreve o núcleo de simulação responsável por transformar, para uma configuração candidata do banco de baterias (definida por N_c), o perfil de potência aplicado ao barramento c.c. em grandezas elétricas do BESS e em um histórico temporal de SOC. Esse histórico constitui a principal variável de ligação entre o comportamento operacional do caminhão e a etapa subsequente de estimação de degradação, pois é a partir de $SOC(t)$ que são extraídos ciclos equivalentes, períodos de repouso e, por consequência, a evolução da perda de capacidade acumulada C_f .

Além do modelo, esta seção apresenta ainda os perfis reais de potência utilizados como entrada da simulação, pois eles caracterizam diretamente as aplicações-alvo e ajudam o leitor a interpretar, desde a metodologia, quais regimes operacionais o BESS deverá suportar. Em particular, os perfis evidenciam a alternância entre trechos de tração (potência positiva) e frenagem regenerativa (potência negativa), bem como a severidade dos picos, a duração dos transientes e a relação entre energia demandada e energia potencialmente recuperável. Essas características condicionam simultaneamente o dimensionamento do banco, a evolução do SOC e os mecanismos de envelhecimento capturados por C_f ; portanto, explicitar os perfis neste ponto fornece contexto físico para as escolhas de modelagem e para a leitura das etapas subsequentes (degradação e avaliação econômico-financeira) sob cenários representativos de operação em mina.

3.2.1 Modelagem do sistema dinâmico

A modelagem eletroquímica completa de sistemas de armazenamento em baterias pode oferecer elevada precisão na reprodução dos fenômenos internos da célula, porém apresenta custo computacional elevado e demanda informações físico-químicas nem sempre disponíveis em aplicações industriais. Nesse contexto, os modelos baseados em circuitos elétricos equivalentes (*Circuit Equivalent Models* — CEM) constituem uma alternativa amplamente empregada em simulações dinâmicas, pois permitem capturar a resposta elétrica da bateria a partir de uma combinação de resistores, capacitores e elementos associados à polarização eletroquímica. Essa abordagem oferece um compromisso adequado entre fidelidade física e viabilidade computacional, sendo particularmente adequada em estudos que envolvem perfis de potência com elevada variabilidade temporal, como é o caso dos caminhões fora de estrada analisados nesta dissertação.

Dentre os diversos circuitos equivalentes empregados para representar o comportamento dinâmico de baterias de íons de lítio, o modelo do tipo ZARC se destaca pela capacidade de reproduzir efeitos de polarização eletroquímica e de concentração por

meio de elementos de fase constante (*Constant Phase Elements* — CPE). Diferentemente de um simples arranjo resistivo-capacitivo, o ZARC introduz uma dependência fracionária da impedância em função da frequência, permitindo capturar a depressão semicircular observada em espectros de impedância reais. Esse comportamento é discutido extensivamente na literatura de *Electrochemical Impedance Spectroscopy* (EIS), e trabalhos recentes propõem aproximações contínuas e compactas do elemento ZARC para uso em simuladores de circuitos e análise em domínio do tempo (LÓPEZ-VILLANUEVA *et al.*, 2022; HEIL; JOSSEN, 2021). Tais contribuições viabilizam a implementação do modelo em ambientes computacionais de simulação, preservando o caráter dinâmico do fenômeno e garantindo eficiência no processamento numérico ao longo de longos horizontes de análise.

No contexto desta dissertação, o sistema de armazenamento em baterias é modelado por meio de um circuito elétrico equivalente do tipo ZARC composto por uma resistência série R_s associada a dois ramos paralelos que representam fenômenos de polarização eletroquímica e de difusão iônica. A impedância equivalente do modelo pode ser expressa como

$$Z_{\text{ZARC}} = R_s + \frac{R_1}{1 + (j\omega)^{n_1} Q_1 R_1} + \frac{R_2}{1 + (j\omega)^{n_2} Q_2 R_2}, \quad (3.1)$$

em que R_s modela a resistência ôhmica do eletrólito e dos condutores internos, R_1 e R_2 representam resistências associadas aos processos de polarização, Q_1 e Q_2 são parâmetros de capacitância generalizada dos elementos de fase constante (*Constant Phase Element*, CPE) e os expoentes n_1 e n_2 descrevem o grau de depressão dos semicírculos observados em espectroscopia de impedância, caracterizando desvios em relação a um capacitor ideal. A variável ω corresponde à frequência angular, de modo que a resposta do modelo incorpora explicitamente a dinâmica dependente da frequência observada em baterias de íons de lítio submetidas à identificação por EIS.

A adoção de um modelo ZARC não se limita à representação estática da impedância interna da célula, mas permite incorporar a evolução temporal desses parâmetros à medida que o sistema envelhece. No contexto deste trabalho, as variáveis R_s , R_1 , R_2 , Q_1 , Q_2 , n_1 e n_2 são atualizadas periodicamente em função do estado de saúde da bateria, de modo a refletir o aumento da resistência interna e a redução gradual da capacidade eletroquímica observados ao longo da vida útil. Essa estratégia segue a abordagem descrita em (HEIL; JOSSEN, 2021) e (LÓPEZ-VILLANUEVA *et al.*, 2022), nos quais o elemento CPE é empregado como mecanismo de captura dos fenômenos difusivos e de polarização característicos da química de íons de lítio. A atualização contínua desses parâmetros fecha o acoplamento entre o modelo elétrico e os efeitos de envelhecimento, permitindo que a tensão terminal e a capacidade efetiva da bateria evoluam de maneira consistente com o histórico de carregamento e descarregamento imposto pelo perfil de potência da aplicação.

Em síntese, a utilização do modelo ZARC permite representar com fidelidade o comportamento dinâmico da célula e incorporar os efeitos de envelhecimento eletroquímico ao longo do horizonte de simulação. Essa abordagem fornece um compromisso adequado entre capacidade preditiva e custo computacional, aspecto particularmente relevante no presente trabalho devido à necessidade de avaliar múltiplas configurações de dimensionamento durante o processo de otimização. Além disso, o modelo torna possível capturar o impacto do perfil de potência da aplicação, caracterizado por eventos intensos de frenagem regenerativa e descarga em aclave, sobre o aumento da impedância interna e sobre a perda de capacidade da bateria. Dessa forma, o ZARC constitui o núcleo elétrico do modelo dinâmico adotado, servindo de base para as etapas subsequentes de estimação do estado de carga e de degradação, que por sua vez determinam os indicadores utilizados na avaliação econômico-financeira do sistema.

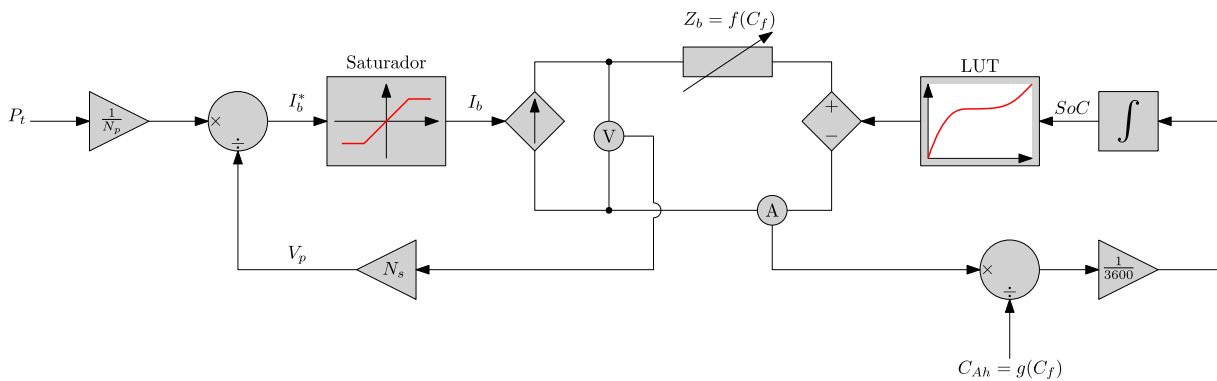


Figura 3.3 – Diagrama de blocos do modelo de simulação do sistema de armazenamento em baterias, evidenciando o encadeamento entre o perfil de potência do caminhão, o modelo elétrico equivalente, a estimação do estado de carga (SOC) e o modelo de degradação da bateria.

A Figura 3.3 apresenta o modelo elétrico equivalente utilizado para representar o comportamento dinâmico da bateria. O modelo é formulado em nível de célula, sendo posteriormente escalado para o nível do *pack* por meio do número de células em série e em paralelo.

Esse modelo tem como objetivo representar a dinâmica elétrica da bateria em escala de tempo curta, tipicamente na ordem de segundos, permitindo capturar a resposta da tensão e da corrente durante os eventos de carga e descarga associados ao perfil de potência do caminhão.

As variáveis apresentadas no diagrama de blocos da Figura 3.3 representam os principais parâmetros envolvidos no modelo de estimação e degradação do sistema de armazenamento em baterias. O termo P_t corresponde ao perfil de potência tratado, que representa a demanda instantânea imposta ao sistema ao longo do perfil de missão. A configuração elétrica do banco de baterias é definida pelos parâmetros N_p , que indicam

o número de ramos de células conectados em paralelo, e N_s , que representa o número de células conectadas em série em cada ramo.

A partir do perfil de potência, calcula-se a corrente da bateria I_b^* , correspondente ao valor obtido pelo modelo antes da aplicação dos limites físicos de operação. Em seguida, essa corrente é limitada de acordo com as restrições do sistema, resultando na corrente efetiva da bateria I_b . O comportamento elétrico interno da bateria é representado pela impedância equivalente Z_b , a qual depende do estado de degradação da célula e influencia diretamente a tensão terminal do sistema.

O efeito do envelhecimento é incorporado ao modelo por meio do fator de degradação da capacidade C_f , que representa a perda relativa de capacidade ao longo do tempo de operação. A capacidade efetiva da bateria, expressa em ampère-hora por meio do parâmetro C_{Ah} , é ajustada em função desse fator de degradação. A tensão total do BESS é representada por V_p , sendo determinada pela combinação da tensão de circuito aberto e das quedas internas associadas à corrente de operação.

A estimação do estado de carga é realizada a partir de uma tabela de busca (*LUT*), que relaciona a tensão de circuito aberto com o estado de carga da bateria. Por fim, o parâmetro *SOC* (*State of Charge*) representa o estado de carga instantâneo do sistema, refletindo a fração de capacidade disponível da bateria em relação à sua capacidade nominal ajustada pela degradação.

3.3 ESTIMAÇÃO DA DEGRADAÇÃO DA VIDA ÚTIL

A degradação do sistema de armazenamento em baterias constitui um elemento central na avaliação técnico-econômica da eletrificação parcial do caminhão fora de estrada, pois conecta diretamente o regime de operação veicular ao desempenho eletroquímico do *pack* e, conseqüentemente, aos custos representados na função objetivo econômica. Neste trabalho, a degradação é modelada a partir de dois mecanismos complementares: (i) o envelhecimento por ciclagem, associado aos eventos de carga e descarga induzidos pelo perfil de potência do caminhão, e (ii) o envelhecimento de calendário, que ocorre mesmo na ausência de processamento de energia, em função do estado de carga e da temperatura. A combinação desses mecanismos permite representar de forma coerente a evolução da degradação da bateria ao longo do horizonte de simulação e sua influência sobre os fluxos financeiros associados ao sistema.

Para a quantificação do envelhecimento cíclico, torna-se necessário decompor o sinal temporal do estado de carga em ciclos equivalentes. Este trabalho emprega o algoritmo de contagem de ciclos *rainflow*, técnica originalmente desenvolvida para análise de fadiga em materiais e amplamente utilizada na literatura contemporânea de envelhecimento de baterias de íon-lítio. O método identifica picos e vales sucessivos no

sinal de $SOC(t)$, segmentando-o em ciclos completos e meio-ciclos, dos quais se extraem o número de ciclos n_c , a profundidade de descarga c_d e o estado de carga médio SOC_m . Esses parâmetros constituem as variáveis de entrada do modelo de envelhecimento por ciclagem.

O envelhecimento cíclico é estimado por um modelo empírico que relaciona o dano acumulado à profundidade de descarga, ao número de ciclos, ao estado de carga médio e à temperatura da bateria. A formulação adotada neste trabalho apresenta a forma:

$$C_{\text{fade,cyc}}(n_c, c_d, T, SOC) = 2.6418 e^{-0.01943 SOC} (0.004 e^{0.01705 T}) (0.0123 c_d^{0.7162}) n_c^{0.5}, \quad (3.2)$$

na qual o termo exponencial dependente da temperatura caracteriza um comportamento do tipo Arrhenius, enquanto o fator associado ao estado de carga captura o aumento da taxa de envelhecimento em níveis elevados de SOC . A dependência sublinear em n_c reflete a hipótese de acumulação de dano não linear, frequentemente adotada em estudos de vida útil de baterias.

De modo complementar, o envelhecimento de calendário é estimado com base na permanência da bateria em repouso, caracterizada por intervalos de tempo nos quais não ocorrem variações significativas de SOC . A degradação acumulada nesses períodos é calculada por:

$$C_{\text{fade,cal}}(t, T, SOC) = 1.9775 \times 10^{-11} e^{0.07511 T} 1.639 e^{0.007388 SOC} t^{0.8}, \quad (3.3)$$

onde t representa a duração do período ocioso, T a temperatura da bateria e SOC o estado de carga médio. Assim como no caso cíclico, observa-se dependência exponencial da temperatura e do estado de carga, consistentes com mecanismos de degradação associados à oxidação e à formação da camada passiva (SEI).

As contribuições individuais de cada mecanismo são então acumuladas por meio de regras não lineares de dano, de forma a atribuir maior peso relativo a eventos de maior severidade (PINTO *et al.*, 2020). No caso do envelhecimento de calendário, a degradação acumulada $C_{\text{cal,sum}}$ é atualizada recursivamente segundo

$$C_{\text{cal,sum}}^{(k)} = \left[\left(C_{\text{fade,cal}}^{(k)} \right)^{10/8} + \left(C_{\text{cal,sum}}^{(k-1)} \right)^{10/8} \right]^{8/10}, \quad (3.4)$$

ao passo que, para o envelhecimento por ciclagem, adota-se a soma em quadratura

$$C_{\text{cyc,sum}}^{(k)} = \sqrt{\left(C_{\text{fade,cyc}}^{(k)} \right)^2 + \left(C_{\text{cyc,sum}}^{(k-1)} \right)^2}. \quad (3.5)$$

A degradação total de capacidade utilizada no modelo é obtida pela soma das duas parcelas, $C_{\text{fade}} = C_{\text{cal,sum}} + C_{\text{cyc,sum}}$, sendo esse valor empregado tanto na atualização dos parâmetros elétricos do modelo equivalente quanto no cálculo do valor residual econômico do *pack* ao final do horizonte de análise.

O modelo de degradação está acoplado ao modelo elétrico equivalente apresentado na Seção **3.2.1**, de modo que a evolução do estado de saúde influencia diretamente a impedância interna da bateria. A atualização dos parâmetros do modelo ZARC após cada mês, incluindo resistências e elementos de fase constante, permite capturar o aumento progressivo das perdas ôhmicas e de polarização, refletindo o envelhecimento físico do componente. Esse acoplamento fecha o ciclo entre o módulo dinâmico e o módulo econômico, pois o aumento da impedância afeta a eficiência energética do sistema e, portanto, os fluxos financeiros calculados na função objetivo.

Ao término de cada iteração mensal, o módulo de degradação exporta o fator de perda de capacidade acumulado e os parâmetros elétricos atualizados para o mês seguinte. Esses valores, por sua vez, determinam o momento de substituição do *pack*, acionado quando a perda de capacidade atinge o limite operacional de 30%, evento no qual são contabilizados o custo de troca e o valor residual do sistema. Assim, o módulo de degradação estabelece o vínculo entre os fenômenos eletroquímicos e os termos da função objetivo econômica, permitindo que a otimização reflita simultaneamente os impactos técnico-operacionais e os custos financeiros associados à eletrificação parcial.

3.4 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Esta seção formaliza a FOB utilizada para comparar, sob um horizonte de planejamento fixo, diferentes configurações do banco de baterias parametrizadas por N_c . A construção da FOB é baseada em um fluxo de caixa descontado, no qual os resultados da simulação dinâmica e do modelo de degradação (por exemplo, energia processada/recuperada, histórico de *SOC* e perda de capacidade acumulada C_f) são convertidos em termos monetários mensais. Esses termos são então agregados em valor presente, incorporando explicitamente eventos de substituição do *pack* quando C_f atinge o limiar de fim de vida, bem como o valor residual ao término do horizonte. Ao final, obtém-se um escalar que sintetiza o desempenho técnico-econômico de cada candidato e serve como retorno para o procedimento de otimização descrito no capítulo.

3.4.1 Definições Preliminares do Problema

O objetivo econômico da otimização é comparar, em bases homogêneas, diferentes configurações do banco de baterias (parametrizadas por N_c) por meio de um *fluxo de caixa* avaliado em valor presente ao longo de um horizonte de planejamento fixo H (em meses), que é ilustrado na Figura 3.4. Para cada candidato N_c , esse fluxo de caixa é composto por: (i) um desembolso inicial no instante $k = 0$; (ii) termos mensais associados à operação e a eventuais substituições do *pack* quando o limite de fim de vida é atingido; e (iii) um valor residual ao término do horizonte. Essa estrutura garante que configurações com

trajetórias de degradação distintas (e, portanto, diferentes frequências de substituição) sejam comparadas sob as mesmas condições de contorno econômico-operacionais.

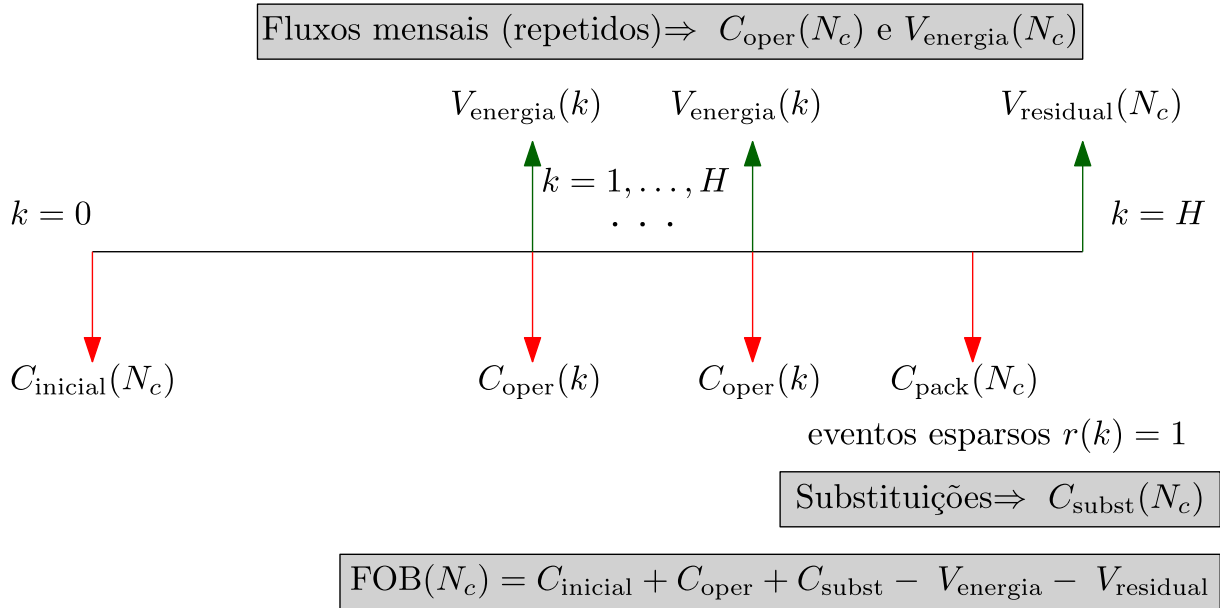


Figura 3.4 – Diagrama conceitual do fluxo de caixa mostrando as componentes da $\text{FOB}(N_c)$: custo inicial em $k = 0$, fluxos mensais repetidos ($k = 1, \dots, H$), substituições esparsas ($r(k) = 1$) e valor residual em $k = H$.

• Indexação temporal e desconto

Para formalizar o valor presente, adota-se uma indexação mensal $k \in \{0, 1, \dots, H\}$, em que $k = 0$ representa o instante inicial e $k = H$ o término do horizonte. Seja i_m a taxa de desconto mensal. Define-se o fator de desconto $d(k)$ como

$$d(k) \triangleq \frac{1}{(1 + i_m)^k}. \quad (3.6)$$

Esse fator será utilizado na agregação dos termos mensais (custos e benefícios) para compor a função objetivo em valor presente.

- **Variável de decisão e parametrização do banco** A variável de decisão do problema é o número de células do *pack*, $N_c \in \mathbb{Z}$, restrito a um intervalo físico-construtivo $[N_{c,\text{min}}, N_{c,\text{max}}]$.
- **Saídas mensais provenientes do simulador** Para cada N_c , a simulação dinâmica e o modelo de degradação (Seções anteriores) produzem, ao final de cada mês k , um conjunto de saídas agregadas que alimentam o modelo econômico. Denotam-se por:
 - $E_{\text{reg}}(k; N_c)$: energia regenerativa efetivamente *aproveitada* (armazenada no BESS) no mês k [kWh];
 - $E_{\text{cons}}(k; N_c)$: energia associada ao *consumo* energético líquido do sistema no mês k , de acordo com a convenção adotada na modelagem [kWh];

- $C_f(k; N_c)$: perda de capacidade acumulada ao final do mês k (fator de degradação).

Essas grandezas sintetizam, no nível mensal, o comportamento energético e a evolução da vida útil do *pack*, permitindo converter resultados técnicos em termos monetários nas funções-custo apresentadas adiante.

- **Evento de substituição por fim de vida** O fim de vida do *pack* é definido por um limiar $C_{f,\text{lim}}$ (por exemplo, $C_{f,\text{lim}} = 0,30$). Quando $C_f(k; N_c) \geq C_{f,\text{lim}}$, ocorre um evento de substituição do *pack*. Para representar formalmente esses eventos ao longo do horizonte, define-se o indicador binário

$$r(k; N_c) \triangleq \begin{cases} 1, & \text{se ocorre substituição no mês } k, \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (3.7)$$

Após a substituição, considera-se que o contador de envelhecimento é reinicializado para o novo *pack* (isto é, C_f passa a refletir a degradação do conjunto recém-instalado), mantendo-se a continuidade do horizonte econômico para fins de contabilização em valor presente.

3.4.2 Definição das funções-custo mensais

A FOB é construída a partir de termos econômicos avaliados mensalmente (custos e benefícios) que são agregados ao longo do horizonte com desconto. Seja c_e o custo unitário da energia [R\$/kWh]. O custo do sistema é composto por dois elementos de capital: (i) o custo do *pack* de baterias, denotado por $C_{\text{pack}}(N_c)$, que depende do dimensionamento em série; e (ii) o custo do conversor eletrônico de potência responsável pela interface com o barramento c.c., denotado por $C_{\text{conv}}(N_c)$, contabilizado apenas no instante inicial $k = 0$. Nas substituições ao longo do horizonte, considera-se apenas a troca do *pack*, mantendo-se o conversor instalado.

- (i) Custo inicial (CAPEX (*Capital Expenditure*) em $k = 0$).

O custo inicial é contabilizado no instante $k = 0$ como:

$$C_{\text{inicial}}(N_c) = C_{\text{pack}}(N_c) + C_{\text{conv}}(N_c). \quad (3.8)$$

(ii) Termos energéticos (OPEX(*Operational Expenditure*)/benefício) ao longo do horizonte.

O valor econômico associado ao balanço energético é computado separando custo operacional e benefício por regeneração:

$$C_{\text{oper}}(N_c) \triangleq \sum_{k=1}^H d(k) c_e E_{\text{cons}}(k; N_c), \quad (3.9)$$

$$V_{\text{energia}}(N_c) \triangleq \sum_{k=1}^H d(k) c_e E_{\text{reg}}(k; N_c). \quad (3.10)$$

(iii) Custos de substituição do *pack* e valores recuperados.

Quando ocorre substituição ($r(k; N_c) = 1$), há um desembolso para aquisição do novo *pack* e, eventualmente, uma recuperação associada ao valor do *pack* retirado. Como o conversor não é substituído, o custo de substituição acumulado ao longo do horizonte é definido por

$$C_{\text{subst}}(N_c) \triangleq \sum_{k=1}^H d(k) r(k; N_c) C_{\text{pack}}(N_c). \quad (3.11)$$

(iv) Valor residual do *pack* ao final do horizonte.

Ao término do horizonte $k = H$, considera-se um valor residual do *pack* em operação, proporcional à sua capacidade remanescente:

$$V_{\text{residual}}(N_c) \triangleq d(H) \alpha_{\text{res}} \left(1 - C_f(H; N_c)\right) C_{\text{pack}}(N_c), \quad (3.12)$$

em que $\alpha_{\text{res}} \in [0, 1]$ é o fator de valor residual.

3.4.3 Definição formal da função objetivo (FOB)

Com os termos acima, a função objetivo que deve ser minimizada é definida como

$$\text{FOB}(N_c) \triangleq C_{\text{inicial}}(N_c) + C_{\text{oper}}(N_c) + C_{\text{subst}}(N_c) - V_{\text{energia}}(N_c) - V_{\text{residual}}(N_c). \quad (3.13)$$

A minimização de $\text{FOB}(N_c)$ busca identificar a configuração que produz o menor custo total descontado, incorporando explicitamente o efeito do perfil operacional no regime elétrico, o efeito desse regime na degradação C_f , e o impacto econômico de substituições e valor residual ao longo do horizonte.

3.4.4 Problema de otimização

A formulação final do problema é:

$$\begin{aligned} \min_{N_c} \quad & \text{FOB}(N_c) \\ \text{sujeito a} \quad & N_c \in \mathbb{Z} \cap [N_{c,\min}, N_{c,\max}], \\ & SOC_{\min} \leq SOC(t) \leq SOC_{\max}, \quad \forall t, \\ & |I_b(t)| \leq I_{\max}, \quad \forall t, \end{aligned} \tag{3.14}$$

em que as restrições operacionais (limites de SOC e de corrente) são aplicadas implicitamente durante a simulação para cada candidato N_c , e os eventos de substituição são definidos pelo limiar $C_{f,\text{lim}}$. A avaliação de $\text{FOB}(N_c)$ é computacionalmente custosa e, portanto, adequada ao uso de otimização bayesiana como estratégia de busca no espaço discreto.

3.5 A EXECUÇÃO DA OTIMIZAÇÃO BAYESIANA

Esta seção descreve como a otimização bayesiana foi executada no dimensionamento. A variável de decisão é inteira, N_c (número de células do banco), e cada avaliação da função objetivo exige a simulação completa do modelo dinâmico, com perfil de potência, evolução de SOC e degradação. Como essas avaliações são demoradas, adotou-se execução paralela com vários workers, conforme a Figura 3.5.

Os workers são processos que rodam em paralelo e recebem valores candidatos de N_c para simular. Mantém-se sempre os workers ocupados: quando começa uma iteração, o algoritmo monta um conjunto de candidatos do mesmo tamanho do número de workers disponíveis e distribui um para cada um. À medida que um worker termina mais cedo, ele recebe imediatamente um novo candidato escolhido com base no modelo probabilístico atualizado naquele instante. Esse agendamento assíncrono evita que os demais precisem esperar, o que é útil porque o tempo de simulação pode variar de um candidato para outro. Na prática, isso significa maior aproveitamento de CPU e menor tempo total de execução.

Para aumentar a velocidade da busca, resultados já calculados são guardados em *cache*, evitando refazer simulações se um mesmo N_c for proposto novamente. O simulador é configurado de forma determinística (sementes fixas), o que facilita a reprodutibilidade. As restrições operacionais são tratadas dentro da própria simulação; quando um candidato viola limites, o retorno é penalizado, desestimulando novas propostas naquela região. Cada tarefa tem tempo máximo; se esse limite é excedido ou ocorre uma falha eventual, realiza-se uma única reexecução. Persistindo o problema, aplica-se penalidade e o processo segue sem interromper a fila de execução.

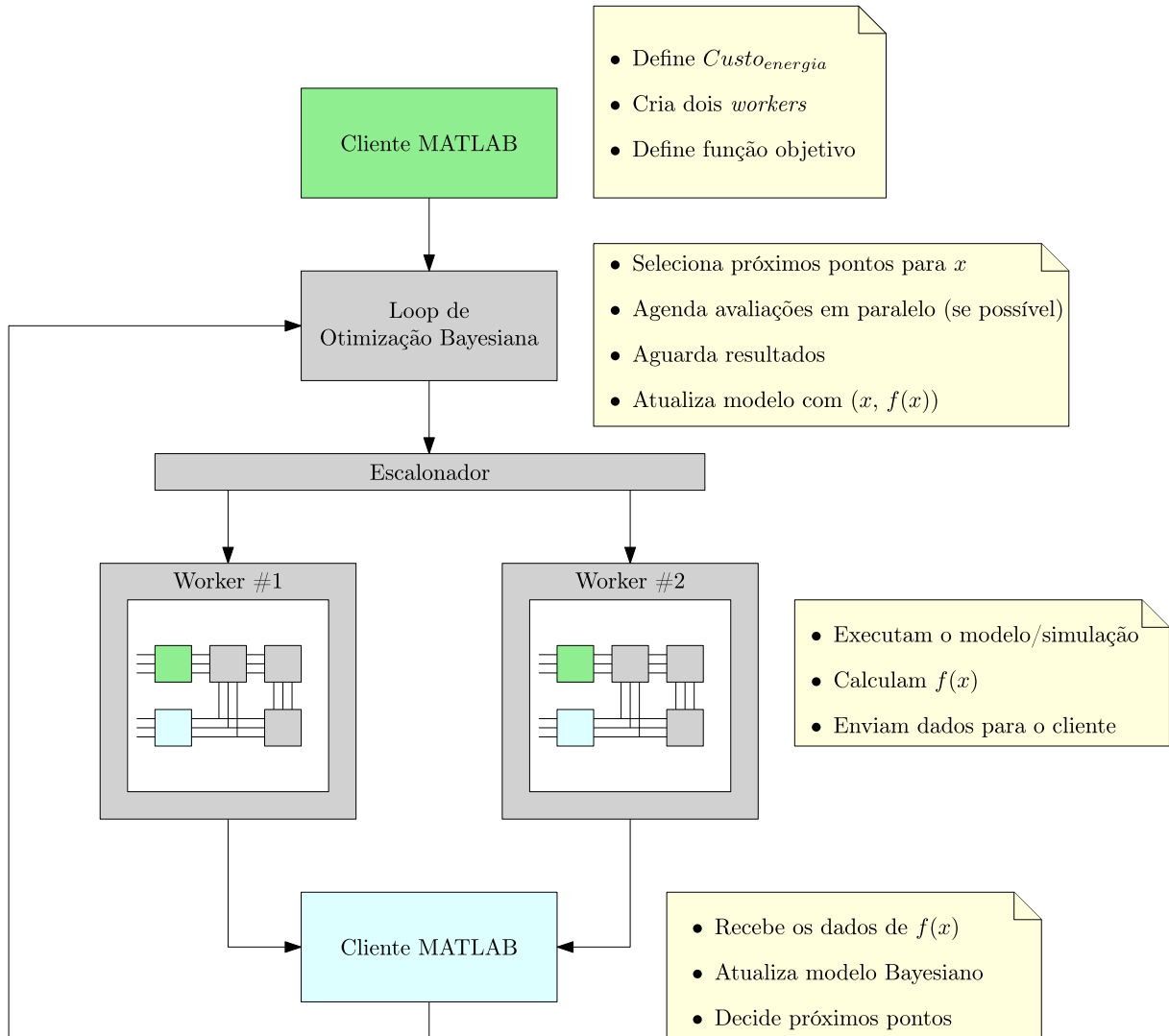


Figura 3.5 – Diagrama macro do processo de otimização bayesiana com execução paralela da função objetivo.

O ciclo repete a sequência propor candidatos, avaliar em paralelo e atualizar o modelo até atingir o limite estipulado de avaliações da função objetivo. Ao final, seleciona-se o melhor N_c observado e registram-se seus indicadores de desempenho. Esse arranjo, com escolha em lote e agendamento assíncrono, foi determinante para reduzir o tempo total sem perder qualidade na solução encontrada.

A Tabela 3.1 resume a configuração usada. A variável de decisão é N_c , inteira no intervalo $[1, 41000]$, que reflete limites físicos de integração no veículo; assim, todos os candidatos enviados aos workers são viáveis do ponto de vista de instalação. Os parâmetros do cenário permanecem fixos em todas as avaliações: custo de energia $C_{energia}$, horizonte de 60 meses, limites de SOC , modelo eletroquímico com parâmetros elétricos e de degradação e taxa de juros empregada no cálculo do valor descontado. A função objetivo é o custo total descontado a ser minimizado. Na configuração do algoritmo, utiliza-se otimização bayesiana com função de aquisição do tipo *Expected*

Improvement Plus, paralelização ativada e limite de 24 avaliações; essas escolhas alinham a busca ao orçamento computacional disponível e à necessidade de extrair o máximo de informação de cada simulação, como ilustrado no diagrama da Figura 3.5.

Para a execução da otimização bayesiana, foi utilizada a função `bayesopt` do MATLAB, a qual oferece suporte nativo à paralelização e à definição de funções objetivo computacionalmente custosas. O tempo total de execução do processo depende diretamente do número de avaliações, da complexidade do modelo dinâmico e da variabilidade do tempo de simulação entre diferentes candidatos. Nas condições adotadas neste trabalho, com 24 avaliações da função objetivo e execução paralela, o tempo total típico de otimização foi da ordem de 6,5 horas em uma estação de trabalho equipada com processador AMD Ryzen 7 5700X3D com 32 GB de memória RAM. Esse resultado evidencia o elevado custo computacional associado à avaliação do modelo, reforçando a adequação do uso de métodos de otimização eficientes em termos de número de avaliações.

Os experimentos computacionais deste trabalho foram realizados no ambiente MATLAB, versão R2024a (MathWorks, Natick, MA, EUA). Para a implementação da metodologia proposta, foram utilizadas diferentes *toolboxes* nativas da plataforma.

A otimização do problema de dimensionamento foi conduzida por meio da função `bayesopt`, pertencente à *Statistics and Machine Learning Toolbox*, a qual fornece suporte à otimização bayesiana de funções objetivo não lineares e de alto custo computacional. Adicionalmente, a *Optimization Toolbox* foi empregada como suporte às rotinas de definição do problema de otimização.

Devido ao elevado tempo de avaliação da função objetivo, decorrente da simulação completa do modelo dinâmico, utilizou-se a *Parallel Computing Toolbox* para execução paralela das simulações, permitindo a distribuição das avaliações entre múltiplos *workers* e reduzindo significativamente o tempo total de processamento.

Essa configuração computacional possibilitou a realização eficiente das análises de sensibilidade e da otimização do dimensionamento do sistema de armazenamento, mantendo a reprodutibilidade dos resultados obtidos.

3.6 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a metodologia computacional adotada para o dimensionamento técnico-econômico do sistema de armazenamento em baterias acoplado ao barramento c.c. do caminhão fora de estrada. Inicialmente, foi descrita a estrutura geral do problema, destacando a interação entre o laço de otimização bayesiana e o processo de avaliação mensal das configurações candidatas do banco de baterias. Em seguida, detalhou-se o fluxo interno de simulação, evidenciando o encadeamento entre os

Tabela 3.1 – Parâmetros utilizados no processo de otimização bayesiana.

Categoria	Parâmetro	Descrição / Valor
Variável de decisão	N_c	Número de células
Espaço de busca	$N_c \in [1, 41000]$	Variável inteira
C_{energia}	Custo da energia (2 R\$/kWh)	
	Horizonte	60 meses de simulação
	SOC_{\min} , SOC_{\max} , SOC_i	20%, 100%, 20%
	Modelo eletroquímico	Parâmetros elétricos e de degradação
	Taxa de juros	Aplicada ao cálculo do valor descontado
Função objetivo	Custo total descontado	Minimização ao longo do horizonte
Configuração do algoritmo	Método	Otimização Bayesiana
	Função de aquisição	<i>Expected Improvement Plus</i>
	Avaliações máximas	24
	Paralelização	Ativada
	Função determinística	Sim

módulos de simulação dinâmica, estimação do estado de carga e modelagem de degradação eletroquímica.

Na sequência, foi apresentada a modelagem elétrica do sistema baseada em circuitos equivalentes do tipo ZARC, bem como os perfis reais de potência utilizados como entrada do modelo, representativos de diferentes condições operacionais de minas. Posteriormente, descreveu-se o modelo de degradação da vida útil do banco de baterias, incorporando simultaneamente os efeitos de envelhecimento por ciclagem e por calendário, e estabelecendo o vínculo entre o comportamento eletroquímico e os termos econômicos da análise.

Por fim, foi formalizada a modelagem matemática do problema de otimização, incluindo a definição da função objetivo baseada em fluxo de caixa descontado e a formulação do problema de minimização do custo total ao longo do horizonte de planejamento. Também foram apresentados os fundamentos da otimização bayesiana utilizada como estratégia de busca, justificando sua adequação frente ao elevado custo computacional das avaliações do modelo. Dessa forma, este capítulo estabeleceu a base metodológica necessária para a análise dos resultados e a discussão do dimensionamento ótimo do sistema, que são apresentados no capítulo seguinte.

4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos ao longo do desenvolvimento do modelo de dimensionamento econômico do sistema de armazenamento em baterias aplicado a caminhões fora de estrada utilizados em operações de mineração. Os resultados são organizados de forma a conduzir o leitor progressivamente desde a validação do modelo proposto até a análise detalhada do comportamento ótimo do sistema sob diferentes condições operacionais e econômicas.

Inicialmente, na Seção 4.1, são descritos os perfis operacionais utilizados como entrada no modelo dinâmico, obtidos a partir de dados reais de telemetria de caminhões fora de estrada em diferentes minas. Essa etapa é fundamental para garantir a representatividade das simulações, uma vez que as características de cada ciclo de transporte, como inclinação do terreno, distâncias percorridas e distribuição entre trechos de tração e regeneração, influenciam diretamente o comportamento energético do sistema e, conseqüentemente, o dimensionamento ótimo do banco de baterias. São apresentados três perfis distintos, correspondentes a cenários com baixo, médio e alto potencial de recuperação de energia, permitindo avaliar de forma abrangente o impacto das condições operacionais sobre o desempenho e a viabilidade econômica do sistema de armazenamento.

Na Seção 4.2, são apresentados os resultados de validação do modelo, nos quais se verifica a consistência das estimativas de degradação e desempenho energético frente às equações teóricas utilizadas e a resultados previamente reportados na literatura. Essa etapa tem como objetivo assegurar a confiabilidade das simulações antes da aplicação do modelo ao problema de otimização econômica.

Na sequência, a Seção 4.3 descreve o processo de otimização do dimensionamento do banco de baterias para três perfis operacionais representativos de ciclos de caminhões de mineração. Nessa etapa, são apresentados os resultados ótimos obtidos para cada perfil, incluindo capacidade instalada, custo total descontado e indicadores associados à degradação do sistema. Além disso, são discutidas as implicações físicas e econômicas dos resultados, considerando as características energéticas específicas de cada perfil de operação.

Posteriormente, na Seção 4.4, realiza-se uma análise comparativa entre os perfis avaliados, destacando como parâmetros como potencial regenerativo, *throughput* energético e severidade do ciclo influenciam diretamente o dimensionamento ótimo e a viabilidade econômica do sistema de armazenamento.

Por fim, a Seção 4.5 apresenta análises de sensibilidade dos principais parâmetros operacionais e econômicos do modelo, incluindo custo da energia, limites de taxa de

descarga e restrições operacionais de estado de carga. Essa análise permite avaliar a robustez das soluções ótimas obtidas e identificar os fatores mais relevantes para o dimensionamento econômico do sistema.

4.1 DESCRIÇÃO DAS MINAS E DOS PERFIS DE POTÊNCIA

A análise do desempenho energético dos caminhões fora de estrada depende das características geométricas e operacionais de cada mina, bem como do perfil de potência associado aos ciclos produtivos. Cada frente de lavra apresenta distâncias distintas entre o ponto de carregamento e o britador, variações de inclinação, mudanças de velocidade permitida e diferentes condições de pista. Esses fatores influenciam diretamente a potência requerida pelo trem de força. Para representar adequadamente essa diversidade operacional, foram selecionados três perfis de potência obtidos a partir de dados reais de telemetria de caminhões Komatsu 730E atuando em minas com características distintas. Esses perfis incluem tanto a potência utilizada na tração quanto a potência regenerativa obtida durante os períodos de frenagem e descida, permitindo construir um retrato fiel da dinâmica energética de cada ciclo de transporte.

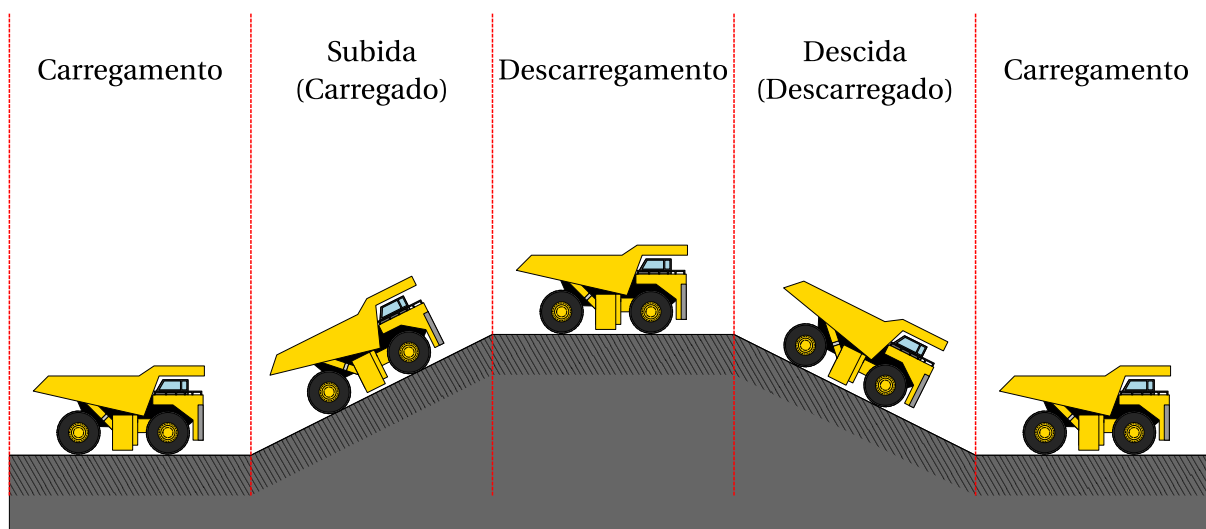


Figura 4.1 – Ciclo de carregamento de um caminhão.

O ciclo operacional básico de um caminhão de mineração está ilustrado na Fig. 4.1. Esse ciclo é composto por quatro etapas principais. A primeira etapa é o carregamento, no qual o caminhão permanece estacionado enquanto recebe o material proveniente da escavadeira. Nessa condição, a demanda de potência é baixa, limitada aos pequenos movimentos necessários para ajuste da posição. Em seguida ocorre o deslocamento carregado, que normalmente envolve aclives significativos e representa o período de maior consumo de energia em razão do peso transportado e da resistência à rampa. Terminada a subida, o caminhão realiza a descarga no ponto de despejo, etapa

de baixa potência, já que o sistema hidráulico da caçamba realiza a maior parte do trabalho. Por fim, o caminhão inicia o deslocamento vazio, frequentemente em declive, condição na qual há potencial para recuperação de energia por meio da frenagem regenerativa. Esse conjunto de etapas se repete ao longo da operação e suas características determinam a forma final do perfil de potência utilizado como entrada para o modelo dinâmico.

Com o objetivo de avaliar o impacto das características operacionais e topográficas na dinâmica energética do caminhão e no desempenho do sistema de armazenamento em baterias, são analisados três perfis distintos de operação. Cada perfil corresponde a um ciclo real de transporte registrado em minas com características geométricas e produtivas diferentes, permitindo investigar cenários com baixo, intermediário e elevado potencial de recuperação de energia. A análise comparativa desses perfis fornece subsídios para compreender como a relação entre energia demandada e energia regenerada influencia a degradação do *pack* e o resultado econômico do sistema.

Perfil 1: Mina de Riacho dos Machados

O primeiro perfil de potência analisado corresponde a um ciclo real de operação registrado na mina de Riacho dos Machados, localizada no norte do estado de Minas Gerais. Trata-se de uma frente de lavra caracterizada por rampas relativamente longas e gradientes moderados, o que resulta em uma demanda energética elevada durante o deslocamento carregado. O trecho de subida apresenta velocidades reduzidas e altos valores de potência de tração, enquanto o retorno vazio, predominantemente em declive, oferece oportunidades de recuperação energética por meio da frenagem regenerativa. A sequência característica de picos de potência positiva e regiões de potência negativa pode ser observada no gráfico do Perfil 1 apresentado na Fig. 4.2.

A relação entre a energia disponível para regeneração e a energia total necessária para completar o ciclo é igual a 0,221. Esse valor indica que aproximadamente 22,1% da energia demandada pelo caminhão ao longo do trajeto pode ser compensada por recuperação regenerativa. Embora essa porcentagem não seja suficiente para neutralizar o consumo energético do percurso, ela representa uma contribuição relevante para operações parcialmente eletrificadas ou assistidas por sistemas de armazenamento de energia. A combinação entre uma subida exigente e uma descida com potencial regenerativo moderado confere ao Perfil 1 uma dinâmica energética típica de minas com topografia intermediária, tornando-o um caso representativo para a avaliação do desempenho e da degradação do sistema de baterias.

Além do perfil de potência, também foram analisados os sinais de tensão e corrente aplicados aos motores de tração, ilustrados nas Figuras 4.3 e 4.4. Esses sinais permitem compreender de maneira mais detalhada o comportamento eletromecânico do sistema

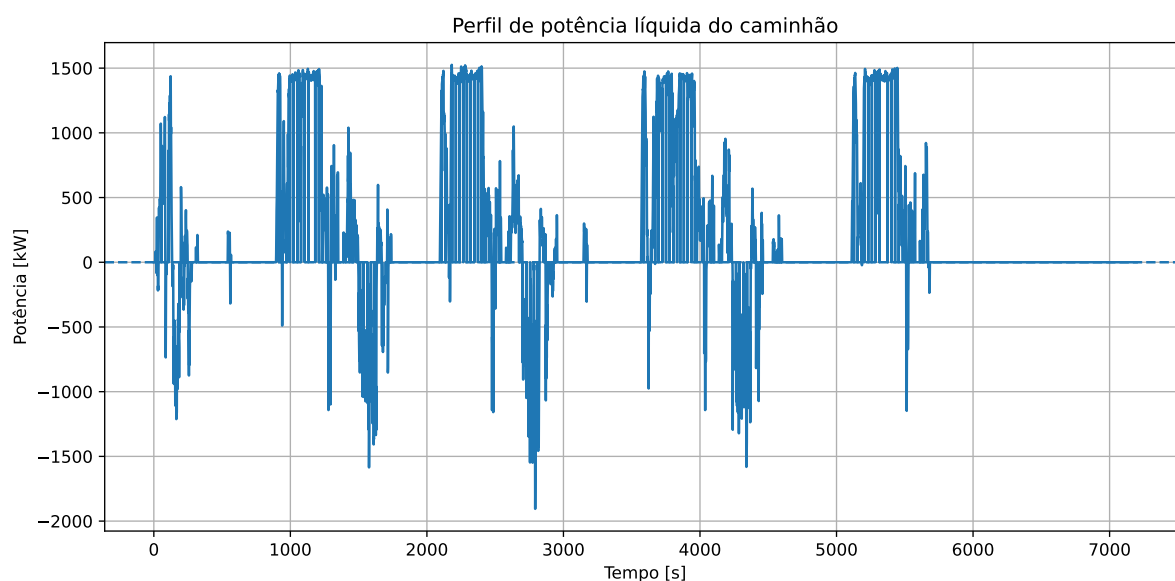


Figura 4.2 – Perfil de potência do caminhão no ciclo da mina de Riacho dos Machados.

durante o ciclo operacional. Observa-se que, durante o deslocamento carregado, a corrente nos motores apresenta valores elevados e relativamente constantes, compatíveis com a elevada demanda de torque para vencer a inclinação da rampa. No trecho de descida, por outro lado, a corrente assume valores negativos, caracterizando o modo regenerativo no qual os motores atuam como geradores. A tensão apresenta variações associadas às mudanças de velocidade e ao regime de conversão de energia do inversor de tração. A análise conjunta dessas grandezas complementa a interpretação do perfil de potência, permitindo avaliar de forma mais precisa o esforço elétrico imposto ao sistema e sua relevância no dimensionamento e na modelagem da bateria.

Perfil 2: Mina de Conceição do Mato Dentro

O segundo perfil de potência corresponde a uma operação realizada em uma mina de ferro localizada em Conceição do Mato Dentro, região central do estado de Minas Gerais. Diferentemente do Perfil 1, este perfil apresenta uma característica de operação invertida. O material é coletado em uma porção elevada do terreno e transportado para um ponto de descarga situado em cota inferior. Essa configuração resulta em um ciclo onde o deslocamento carregado ocorre majoritariamente em declive, favorecendo a recuperação de energia por meio da frenagem regenerativa, enquanto o retorno vazio é realizado em auge, demandando maior potência de tração.

O comportamento energético característico desse tipo de operação pode ser observado no gráfico mostrado na Fig. 4.5. Nota-se que a potência negativa, associada à regeneração durante a descida carregada, é dominante em boa parte do ciclo. Em contraste, a potência positiva aparece principalmente no trecho de subida vazio, quando o caminhão necessita superar a inclinação da rampa para retornar ao ponto de

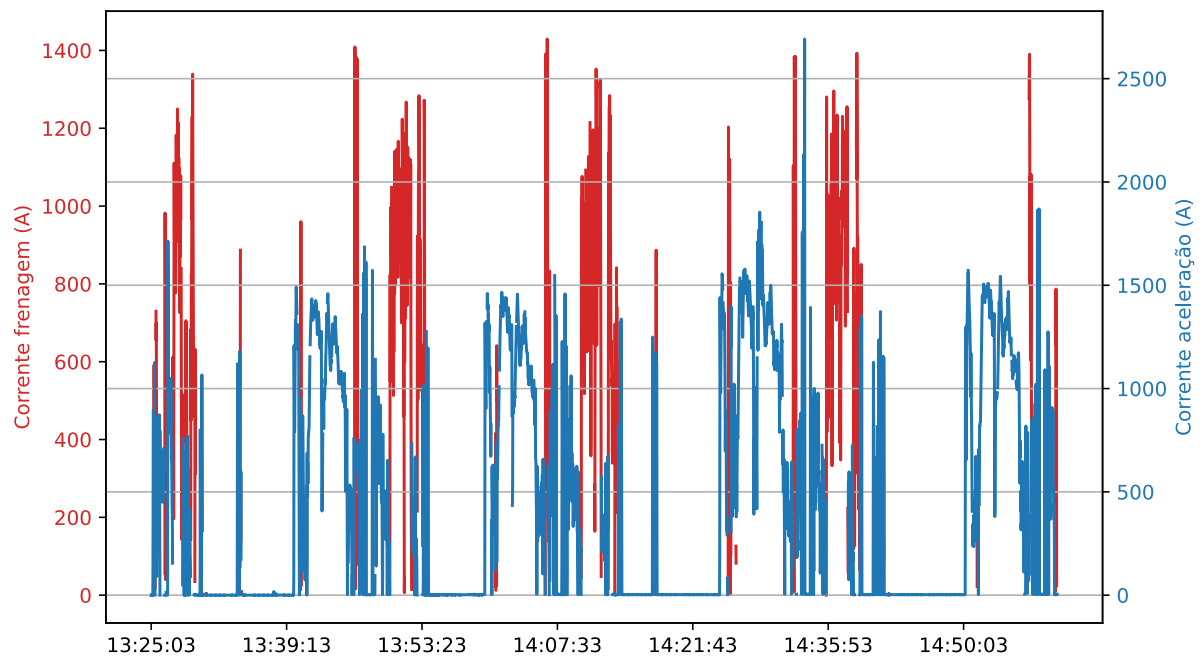


Figura 4.3 – Corrente nas rodas motorizadas durante a frenagem e tração.

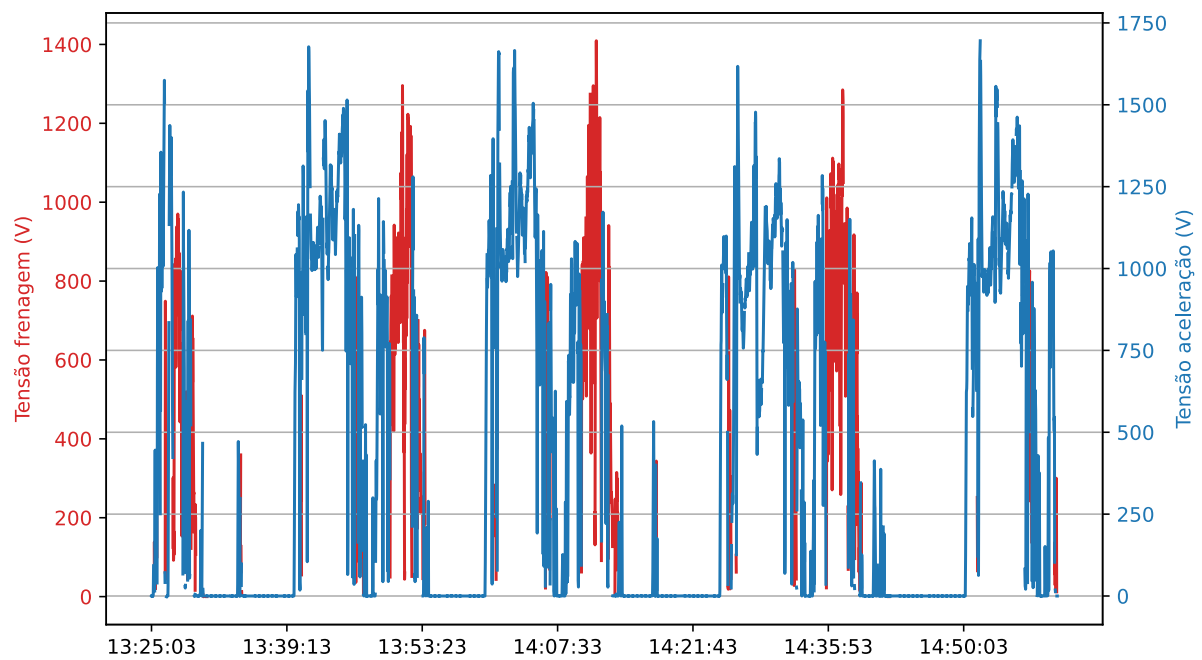


Figura 4.4 – Tensão nas rodas motorizadas durante a frenagem e tração.

carregamento.

A relação entre a energia necessária para completar o ciclo e a energia disponível para regeneração é igual a 0,739. Esse valor indica que aproximadamente 73,9% da energia demandada ao longo do percurso pode ser compensada pela energia recuperada no trecho descendente carregado. Trata-se de um cenário significativamente mais favorável que o

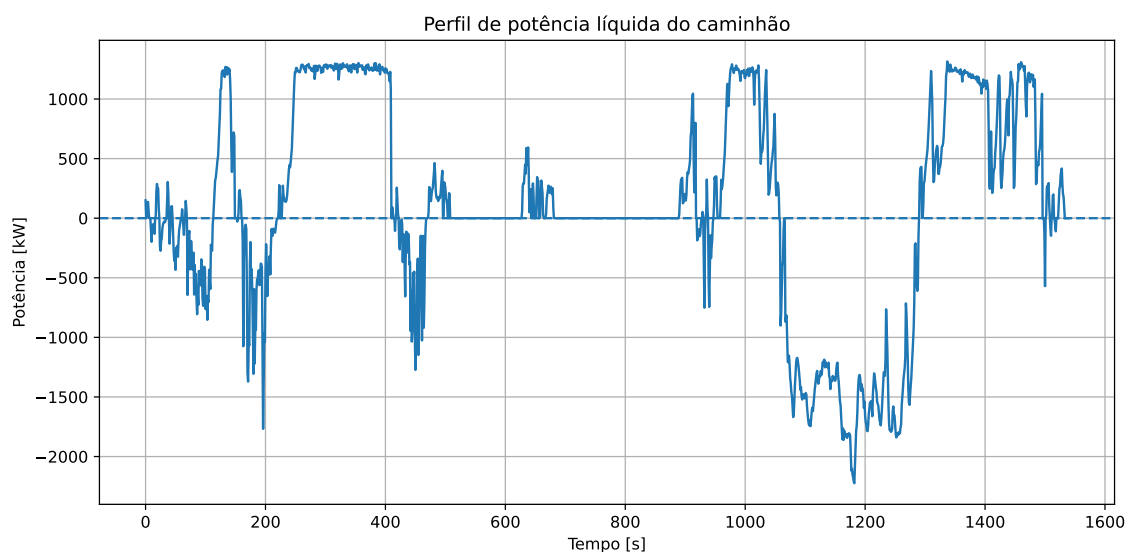


Figura 4.5 – Perfil de potência do caminhão no ciclo da mina de Conceição do Mato Dentro.

observado no Perfil 1, evidenciando o impacto direto da topografia na dinâmica energética do caminhão. Perfis como o da mina de Conceição do Mato Dentro são particularmente interessantes para estratégias de eletrificação parcial ou apoio energético, pois apresentam elevado potencial de autossuficiência energética ao longo do ciclo operacional.

Perfil 3: Mina de Araxá

O terceiro perfil de potência analisado representa a operação de um caminhão em uma mina de fosfato localizada no município de Araxá, no oeste do estado de Minas Gerais. Essa frente de lavra apresenta uma topografia intermediária, com trechos de aclave e declive distribuídos de forma relativamente equilibrada ao longo do ciclo de transporte. O carregamento ocorre em uma região de cota média, enquanto o ponto de descarga encontra-se em um nível ligeiramente inferior, mas não suficiente para caracterizar uma operação totalmente favorecida pela regeneração. Dessa forma, o caminhão demanda potência significativa em determinados trechos de subida, ainda que disponha de oportunidades de recuperação de energia nos segmentos descendentes.

O comportamento energético do ciclo pode ser visualizado no gráfico da Fig. 4.6, onde se observam alternâncias bem distribuídas entre regiões de potência positiva e negativa. Esse padrão evidencia que nenhum dos regimes, tração ou regeneração, predomina sobre o outro. A potência de tração se destaca nos momentos em que o caminhão precisa vencer inclinações moderadas durante o deslocamento vazio ou carregado, enquanto a regeneração ocorre nos trechos de descida, embora com intensidade inferior à observada no Perfil 2.

A relação entre a energia disponível para regeneração e a energia total necessária

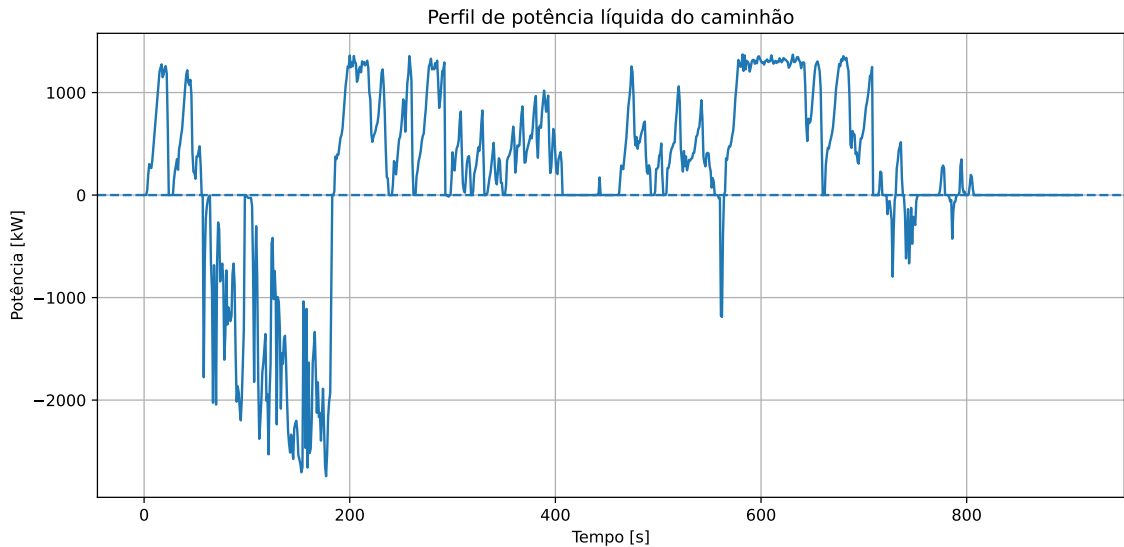


Figura 4.6 – Perfil de potência do caminhão no ciclo da mina de Araxá.

é igual a 0,5476, o que indica que aproximadamente 54,76% da energia requerida ao longo do ciclo pode ser compensada pela energia recuperada nos trechos descendentes. Esse valor posiciona o Perfil 3 em um ponto intermediário entre os dois cenários anteriores: apresenta maior potencial regenerativo que o Perfil 1, porém menor que o Perfil 2. A operação em Araxá se caracteriza, portanto, como um caso representativo de minas com topografia mista, nas quais a eficiência energética depende tanto da capacidade de regeneração quanto da potência requerida em aclives distribuídos ao longo do trajeto.

4.2 VALIDAÇÃO DO MODELO DINÂMICO PARA VÁRIOS PERFIS

Para verificar a consistência do estimador de estado de carga implementado no modelo dinâmico, foi utilizado um perfil sintético de potência. O objetivo dessa validação é garantir que o bloco responsável pelo cálculo do SOC reproduz adequadamente a dinâmica de carga e descarga quando submetido a um histórico de corrente conhecido e sem interferência de mecanismos de degradação. A estratégia consiste em submeter o modelo a um sinal de potência artificialmente construído, de forma a gerar variações periódicas e previsíveis no estado de carga, permitindo comparar a resposta do estimador com aquela obtida por um contador de Coulomb de referência. Esse procedimento assegura que eventuais discrepâncias observadas nas simulações completas não derivem do estimador de SOC, mas sim dos demais elementos do modelo (perfil de missão, impedância interna dependente do envelhecimento ou degradação de capacidade).

Na validação, foram mantidos constantes os parâmetros estruturais do banco de baterias, com $N_c = 25.000$, de forma a isolar exclusivamente o comportamento do

estimador de SOC. Os limites operacionais adotados foram $SOC_{\min} = 20\%$ e $SOC_{\max} = 80\%$, valores coerentes com o intervalo de utilização recomendado para baterias em aplicações veiculares de alta potência. O estado de carga inicial foi definido como $SOC_i = 50\%$, permitindo a observação simétrica dos regimes de carga e descarga ao longo do teste e evitando que o estimador atinja prematuramente os limites impostos. Para fins de validação, a degradação foi desabilitada e a capacidade nominal da bateria considerada constante ao longo da simulação, de modo que o comportamento observado decorra unicamente da interação entre o perfil de potência e o bloco de estimação.

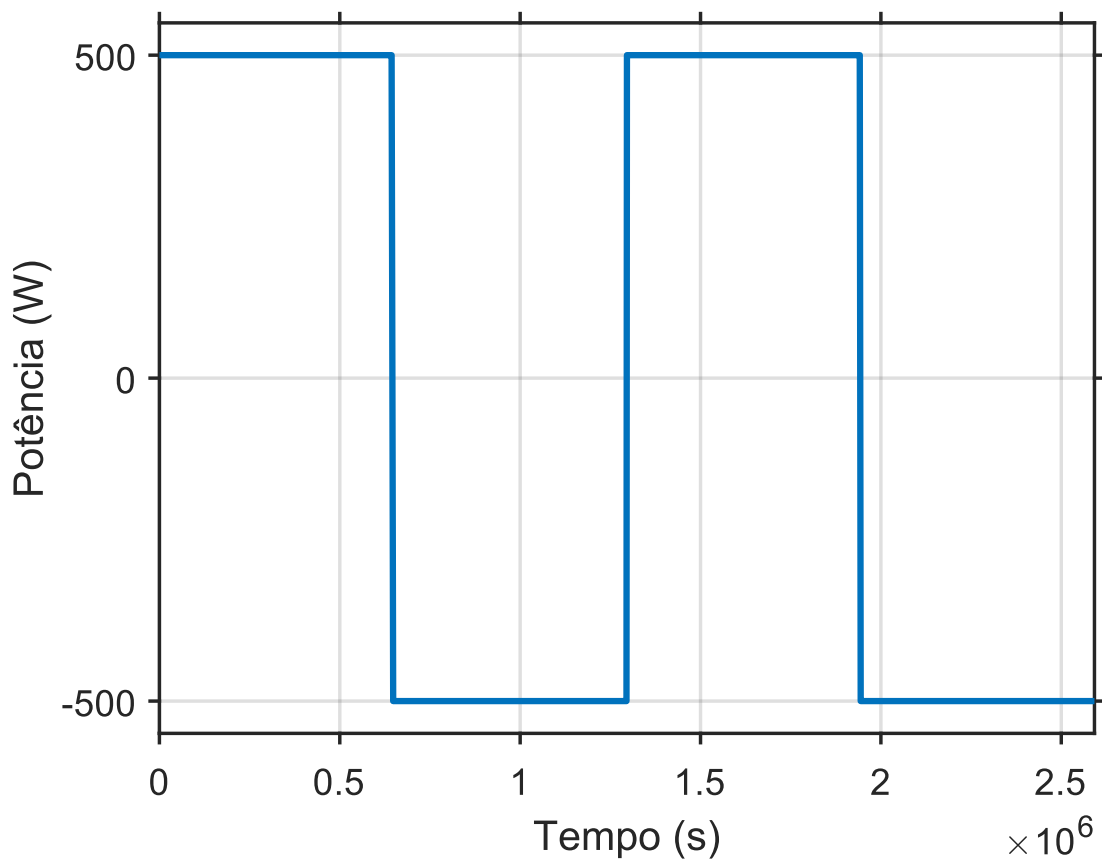


Figura 4.7 – Perfil de potência sintético utilizado para a validação do estimador de estado de carga.

O perfil de potência ilustrado na Fig. 4.7 foi construído artificialmente com o objetivo de excitar o modelo em regimes repetitivos de carga e descarga, facilitando a comparação direta entre o estimador de estado de carga desenvolvido e o contador de coulomb utilizado como referência. O sinal alterna periodicamente entre +500 W e -500 W, caracterizando dois ciclos completos ao longo do horizonte de análise. Esse padrão simétrico assegura que o fluxo energético líquido sobre o período seja nulo, permitindo avaliar se o estimador é capaz de preservar o balanço de carga quando submetido a variações moderadas de potência. Além disso, como o perfil é determinístico e livre de ruídos, a validação foca exclusivamente na dinâmica interna do

estimador sem interferência de fenômenos externos.

A comparação entre o estimador de estado de carga e o contador de coulomb é realizada tomando este último como referência, uma vez que o método de integração da corrente é amplamente utilizado em aplicações práticas e constitui uma aproximação direta da dinâmica de carga da bateria. O contador de coulomb calcula o estado de carga acumulando o balanço de corrente no tempo segundo a equação (2.1).

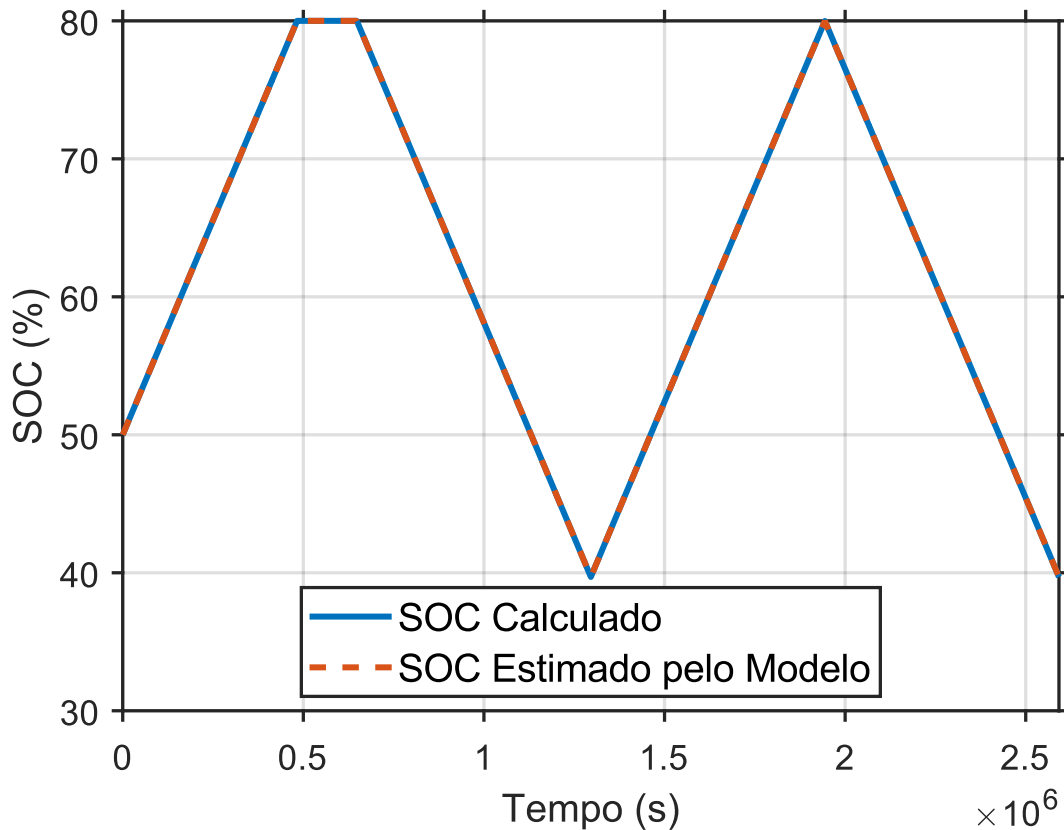


Figura 4.8 – Comparação entre o SOC estimado pelo modelo e o SOC calculado via integração de Coulomb para o perfil sintético de potência.

Como o modelo dinâmico adota o próprio contador de coulomb como mecanismo primário de integração do estado de carga, a expectativa é que o resultado da simulação coincida com aquele obtido por meio do cálculo numérico direto baseado na Equação (2.1). Esse comportamento é confirmado pela Figura 4.8, na qual as curvas provenientes do modelo e do cálculo analítico se sobrepõem completamente ao longo de todo o horizonte de simulação.

A ausência de discrepâncias entre as duas abordagens demonstra que não há distorções numéricas, erros de discretização ou inconsistências de implementação no subsistema responsável pela evolução temporal do *SOC*. Essa validação não tem como finalidade avaliar a robustez do estimador sob incertezas, ruído ou perdas elétricas, mas sim assegurar que, na ausência de mecanismos de correção ou observação, o modelo

reproduz de forma fiel a integração coulômbica clássica. Dessa forma, eventuais diferenças observadas nas simulações posteriores, quando incluídos os mecanismos de envelhecimento e perfis reais de potência, podem ser atribuídas aos fenômenos físico-químicos modelados e não ao procedimento de cálculo do *SOC*.

4.3 VALIDAÇÃO DO MODELO DE DEGRADAÇÃO

A validação do modelo de degradação tem por objetivo verificar se a implementação numérica das equações de envelhecimento reproduz de forma consistente os resultados esperados a partir das expressões analíticas adotadas para o cálculo da perda de capacidade. Assim como na validação do estimador de estado de carga, são empregados perfis sintéticos de entrada que permitem isolar cada mecanismo de envelhecimento, cíclico e de calendário, em cenários controlados. Dessa forma, é possível confrontar diretamente os valores de degradação obtidos na simulação com aqueles calculados a partir das equações empíricas de envelhecimento de baterias de íons de lítio, assegurando que o subsistema de degradação foi implementado de forma correta.

4.3.1 VALIDAÇÃO DA DEGRADAÇÃO CÍCLICA

Para a validação da componente de degradação por ciclagem, foi construído um perfil sintético de estado de carga em forma de onda triangular. Esse sinal varia entre 35% e 65% de *SOC*, apresentando amplitude de 30% e estado de carga médio igual a $SOC_m = 50\%$. O período da onda foi definido como $1,296 \times 10^6$ s, o que resulta em dois ciclos completos ao longo de um mês de operação com $2,592 \times 10^6$ s. A temperatura da bateria foi mantida constante, de acordo com a condição térmica adotada no restante do estudo. O perfil de *SOC* utilizado na validação da degradação cíclica está ilustrado na Figura 4.9.

A forma de onda triangular gera ciclos de carga e descarga simétricos em torno de $SOC_m = 50\%$, com profundidade de descarga constante igual a $c_d = 30\%$ e ausência de períodos ociosos significativos, de modo que a contribuição de envelhecimento de calendário seja desprezível nesse cenário. O sinal de $SOC(t)$ é processado pelo algoritmo de contagem de ciclos *rainflow*, que fornece, para cada evento cíclico identificado, os valores de profundidade de descarga, estado de carga médio e número de ciclos equivalentes. Esses parâmetros alimentam a equação de envelhecimento cíclico adotada neste trabalho, expressa por (3.2), a partir da qual se obtém a perda de capacidade associada aos ciclos presentes no mês analisado. O mesmo perfil é aplicado ao módulo de degradação do modelo, que calcula a perda de capacidade cíclica acumulada ao final do mês. A comparação entre o valor de $C_{fade,cyc}$ obtido diretamente pela equação e aquele resultante da simulação mostra concordância numérica dentro da precisão da

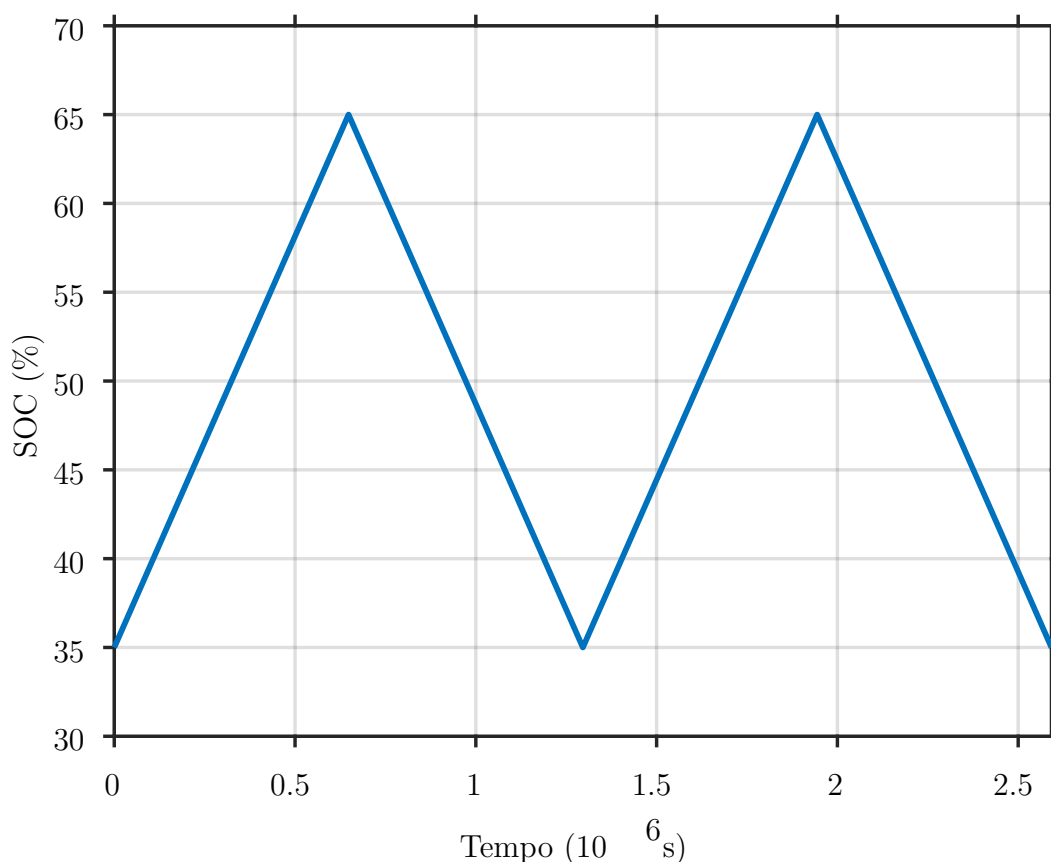


Figura 4.9 – Perfil sintético de SOC em forma de onda triangular utilizado para validação da degradação cíclica.

simulação, obtendo-se o valor 0,1964%, indicando que o algoritmo de contagem de ciclos e a regra de acumulação de dano cíclico foram implementados corretamente.

4.3.2 Validação da degradação de calendário

De forma análoga, a validação da componente de envelhecimento de calendário é realizada a partir de um perfil sintético de *SOC* em forma de onda quadrada, construído de modo a introduzir períodos de repouso bem definidos. Nesse ensaio, o estado de carga alterna entre dois patamares, com profundidade de descarga e estado de carga médio compatíveis com os valores utilizados no caso triangular, porém com trechos em que o *SOC* permanece constante por intervalos de tempo predeterminados. Essa configuração permite a coexistência de envelhecimento cíclico e de calendário, com ciclos de carga e descarga de amplitude conhecida e períodos de inatividade associados ao tempo de repouso da bateria. A Figura 4.10 ilustra o perfil quadrado adotado na validação da degradação de calendário.

No caso da componente de calendário, os intervalos de *SOC* constante são identificados pelo módulo de degradação, que extrai o estado de carga médio e a duração

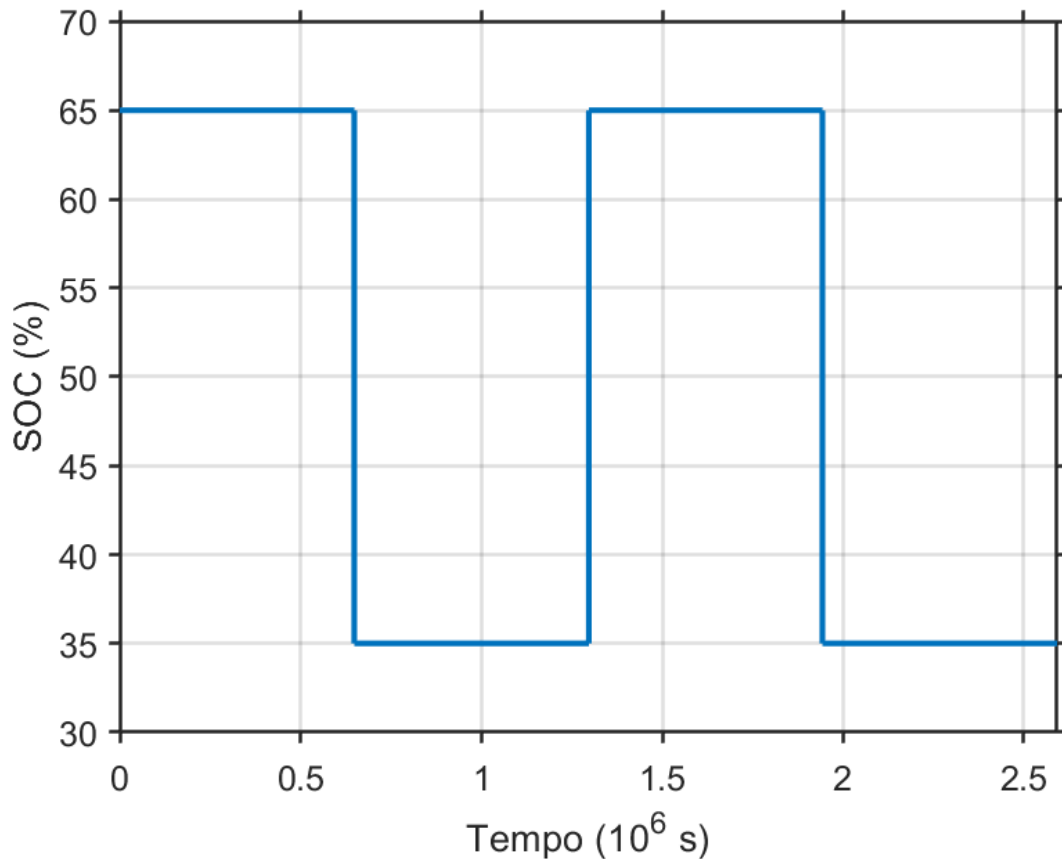


Figura 4.10 – Perfil sintético de SOC em forma de onda quadrada utilizado para validação da degradação de calendário.

de cada período de repouso. A degradação de calendário associada a esses intervalos é calculada pela expressão (3.3), em que t representa o tempo de repouso, T é a temperatura da bateria e SOC o estado de carga médio correspondente. A soma das contribuições de calendário obtidas pela equação acima é então comparada com o valor de envelhecimento de calendário calculado internamente pelo modelo para o mesmo perfil. Assim como no caso da degradação cíclica, os resultados mostram concordância numérica dentro da precisão da simulação, onde o valor obtido foi de 1,6427%, indicando que a detecção de períodos ociosos, o cálculo de envelhecimento de calendário e a regra de acumulação de dano de calendário foram implementados de maneira consistente.

4.3.3 Discussão dos resultados de validação

Os ensaios de validação realizados com perfis sintéticos de SOC triangular e quadrado permitem verificar, de forma separada e controlada, o funcionamento das componentes de degradação cíclica e de calendário do modelo. No cenário triangular, a degradação é dominada pela ciclagem, com termo de calendário desprezível, enquanto no cenário quadrado há contribuições simultâneas de ambos os mecanismos, associadas aos ciclos de carga e descarga e aos períodos de repouso. Em ambos os casos, os valores de

perda de capacidade obtidos por meio da simulação coincidem com aqueles calculados diretamente pelas equações analíticas de envelhecimento, dentro da precisão numérica da implementação.

Essa concordância indica que as etapas de contagem de ciclos, identificação de períodos ociosos, aplicação das equações de envelhecimento e acumulação de dano ao longo do tempo foram codificadas corretamente no modelo. Dessa forma, eventuais diferenças observadas nas simulações com perfis de potência reais e com o modelo de impedância completo não podem ser atribuídas a erros de implementação do módulo de degradação, mas sim aos fenômenos físicos relacionados à dinâmica do sistema e ao acoplamento entre o envelhecimento eletroquímico e o perfil operacional do caminhão. Considera-se, portanto, o modelo de degradação validado para uso nas análises de vida útil e nas avaliações econômico-financeiras apresentadas nas seções subsequentes deste capítulo.

4.4 RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO

Nesta seção são apresentados os resultados do processo de otimização do sistema de armazenamento em baterias aplicado aos três perfis operacionais analisados. O objetivo consiste em avaliar como as características energéticas de cada mina influenciam o dimensionamento do banco de baterias e os indicadores econômicos associados, bem como identificar situações em que o ótimo econômico tende a ocorrer no limite superior do espaço de busca imposto para o número máximo de células (N_c).

Para garantir a comparabilidade entre os diferentes cenários, os resultados aqui apresentados foram obtidos sob condições operacionais e econômicas fixas. Em todos os casos, o estado de carga mínimo admissível foi mantido em $SOC_{\min} = 10\%$, o estado de carga inicial foi definido como $SOC_i = 20\%$. O custo unitário da energia foi adotado como 2 R\$/kWh, representando o caso base de avaliação econômica, e a taxa de descarga máxima da bateria foi limitada a $4C$, assegurando coerência com as características eletroquímicas da célula considerada. Neste trabalho, o custo do diesel é representado por um custo energético equivalente em R\$/kWh, permitindo comparar diretamente a energia regenerada e a energia que seria fornecida pelo conjunto a combustão.

O custo de investimento do banco de baterias foi modelado como proporcional à energia instalada, adotando-se um custo específico de 2000 R\$/kWh de capacidade. Esse valor representa um parâmetro econômico do modelo, utilizado para estimar tanto o custo inicial do sistema quanto os custos associados às substituições do *pack* ao longo do horizonte de análise.

Os resultados completos obtidos ao longo da varredura paramétrica do número de células encontram-se organizados em tabelas no Apêndice 6. Nesta seção, os resultados

são apresentados de forma consolidada por meio de gráficos, com o objetivo de evidenciar as tendências globais, os pontos de mínimo custo total descontado e as diferenças de comportamento entre os perfis operacionais analisados. É importante destacar que, para os Perfis 2 e 3, o ponto de mínimo ocorre no limite superior de N_c adotado no estudo, indicando que, dentro da faixa analisada, o custo total descontado permanece decrescente até a maior capacidade simulada. Assim, os valores reportados como ótimos nesses dois perfis devem ser interpretados como ótimos condicionados ao limite superior imposto para o espaço de busca, e não necessariamente como um mínimo global do problema.

4.4.1 Resultados da otimização para o Perfil 1

O Perfil 1 corresponde a um cenário operacional com potencial regenerativo moderado, caracterizado por uma relação relativamente baixa entre a energia recuperável e a energia total demandada ao longo do ciclo de operação.

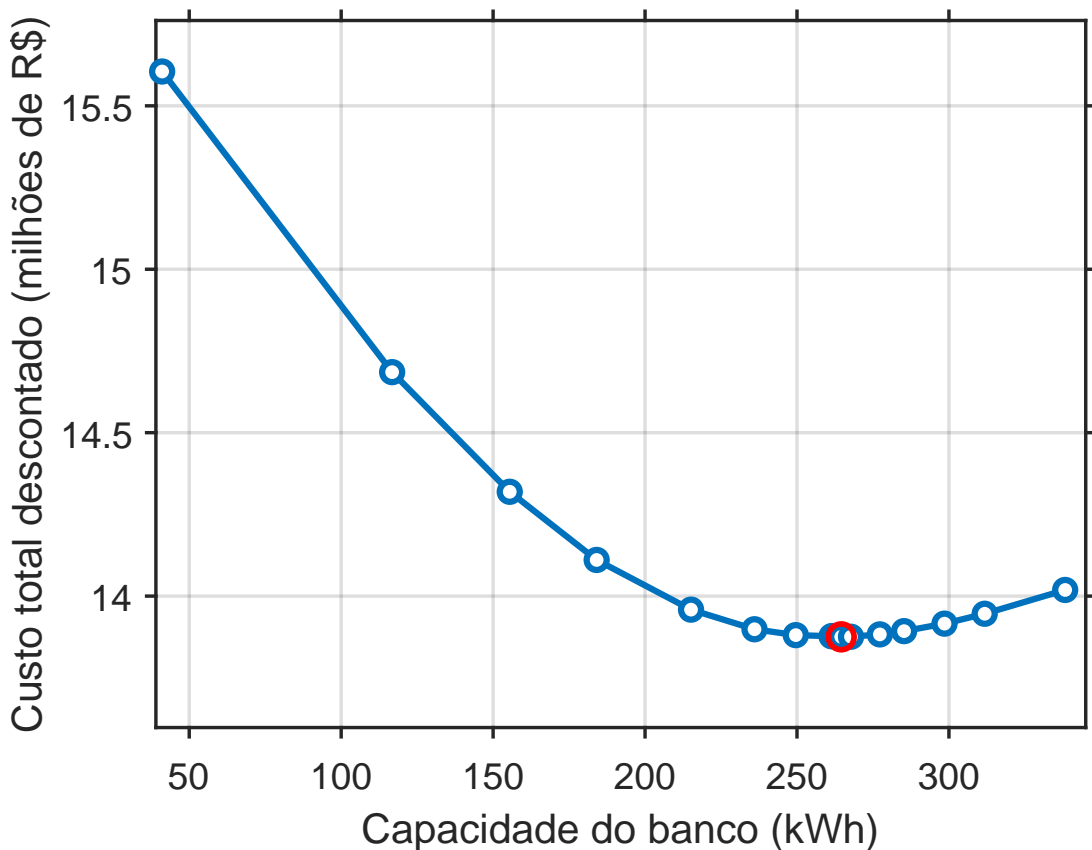


Figura 4.11 – Custo total descontado em função da capacidade do banco de baterias para o Perfil 1, considerando $SOC_{\min} = 10\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, estado de carga inicial de 20% e taxa de descarga nominal de $4C$.

A Figura 4.11 apresenta a variação do custo total descontado do sistema em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1. Esse resultado sintetiza o efeito combinado do custo inicial de investimento, dos custos de operação,

das substituições do *pack* ao longo do horizonte de análise e dos benefícios associados à energia recuperada por frenagem regenerativa.

Observa-se que, para capacidades reduzidas do banco de baterias, o custo total descontado assume valores elevados, indicando que soluções subdimensionadas são economicamente desfavoráveis para o Perfil 1.

Tabela 4.1 – Valores representativos do processo de otimização para o Perfil 1 no caso base.

Capacidade (kWh)	Custo total descontado (R\$)	Trocas do pack	C_{fade} final (%)
41,09	$1,56 \times 10^7$	1	29,21
116,77	$1,47 \times 10^7$	1	26,26
261,37	$1,39 \times 10^7$	1	19,06
338,25	$1,40 \times 10^7$	1	12,98

Além disso, a partir dos resultados apresentados na Tabela 4.1, nota-se que, para capacidades reduzidas do banco de baterias, o custo total descontado assume valores significativamente mais elevados. Por exemplo, para uma capacidade instalada de aproximadamente 41 kWh, o custo total descontado é da ordem de $1,56 \times 10^7$ R\$, enquanto, para capacidades próximas ao ponto ótimo, em torno de 260 kWh, esse valor se reduz para cerca de $1,39 \times 10^7$ R\$, representando uma redução superior a 10%.

Esse comportamento está diretamente associado às limitações físicas impostas por bancos subdimensionados. Nessas condições, a bateria é submetida a correntes mais elevadas para atender aos mesmos perfis de potência do caminhão, resultando em maior severidade dos ciclos eletroquímicos e aceleração do processo de degradação. Conseqüentemente, observa-se um aumento dos custos associados às substituições do *pack*, que passam a exercer impacto relevante na composição do custo total do sistema. Assim, os resultados quantitativos evidenciam que soluções com baixa capacidade instalada são economicamente desfavoráveis, não apenas pela menor capacidade de absorção da energia regenerativa disponível, mas também pela penalização imposta pelos maiores níveis de degradação e pelos custos adicionais de substituição ao longo do horizonte de análise.

À medida que a capacidade instalada do banco aumenta, observa-se uma redução progressiva do custo total descontado, refletindo a diminuição da severidade dos ciclos impostos à bateria e, conseqüentemente, da taxa de degradação eletroquímica. Esse efeito resulta em menor número de substituições do *pack* ao longo dos 60 meses de operação, além de uma operação mais eficiente do sistema dentro dos limites de corrente e estado de carga estabelecidos. Para o Perfil 1, o custo total apresenta um mínimo bem definido dentro da faixa analisada, caracterizando um ótimo interno do espaço de busca.

Do ponto de vista prático, a adoção do sistema de armazenamento em baterias

proporciona uma redução significativa do custo operacional do caminhão quando comparado ao cenário convencional sem BESS. Considerando o ponto ótimo de dimensionamento para o Perfil 1, observa-se que o custo total descontado do sistema é aproximadamente $1,39 \times 10^7$ R\$, enquanto o custo de operação do caminhão sem armazenamento energético atinge cerca de $1,63 \times 10^7$ R\$. Esse resultado corresponde a uma redução aproximada de 14,6% no custo total ao longo do horizonte de planejamento, evidenciando o potencial econômico do aproveitamento da energia regenerativa e da redução do consumo de diesel proporcionados pelo BESS.

4.4.2 Resultados da otimização para o Perfil 2

O Perfil 2 corresponde a um cenário operacional com elevado potencial regenerativo, caracterizado por uma relação significativamente maior entre a energia recuperável e a energia total demandada ao longo do ciclo de operação. Nesse caso, o deslocamento carregado ocorre predominantemente em declive, favorecendo a frenagem regenerativa, enquanto o retorno vazio exige maior potência de tração. Essa configuração impõe um regime de operação distinto ao sistema de armazenamento em baterias, no qual a recuperação de energia desempenha um papel central no balanço energético e econômico do sistema.

A Figura 4.12 apresenta a variação do custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 2. Diferentemente do Perfil 1, observa-se que a curva de custo total permanece decrescente até o maior valor de capacidade avaliado, de modo que o menor custo ocorre no limite superior de N_c considerado no estudo. Em outras palavras, dentro do intervalo analisado, o processo de otimização é limitado pelo valor máximo do espaço de busca, que neste caso está relacionado ao volume máximo de células que o caminhão comporta, e o ponto reportado como ótimo para o Perfil 2 corresponde ao melhor valor encontrado sob essa restrição.

Esse comportamento indica que, para o Perfil 2, o aumento da capacidade instalada do banco de baterias continua gerando ganhos econômicos significativos dentro do intervalo avaliado, principalmente devido ao elevado potencial regenerativo desse perfil operacional. Nesse cenário, maiores capacidades permitem absorver uma fração mais ampla da energia disponível durante as fases de frenagem, reduzindo simultaneamente a severidade das correntes impostas às células e, conseqüentemente, os efeitos de degradação ao longo do horizonte de análise.

Entretanto, diferentemente de um problema puramente matemático de otimização, o limite superior adotado para N_c não representa apenas uma restrição arbitrária do espaço de busca, mas está diretamente associado a limitações físicas reais do caminhão de mineração, especialmente relacionadas ao volume disponível para instalação do sistema de armazenamento, às restrições estruturais e ao impacto do aumento de massa do banco

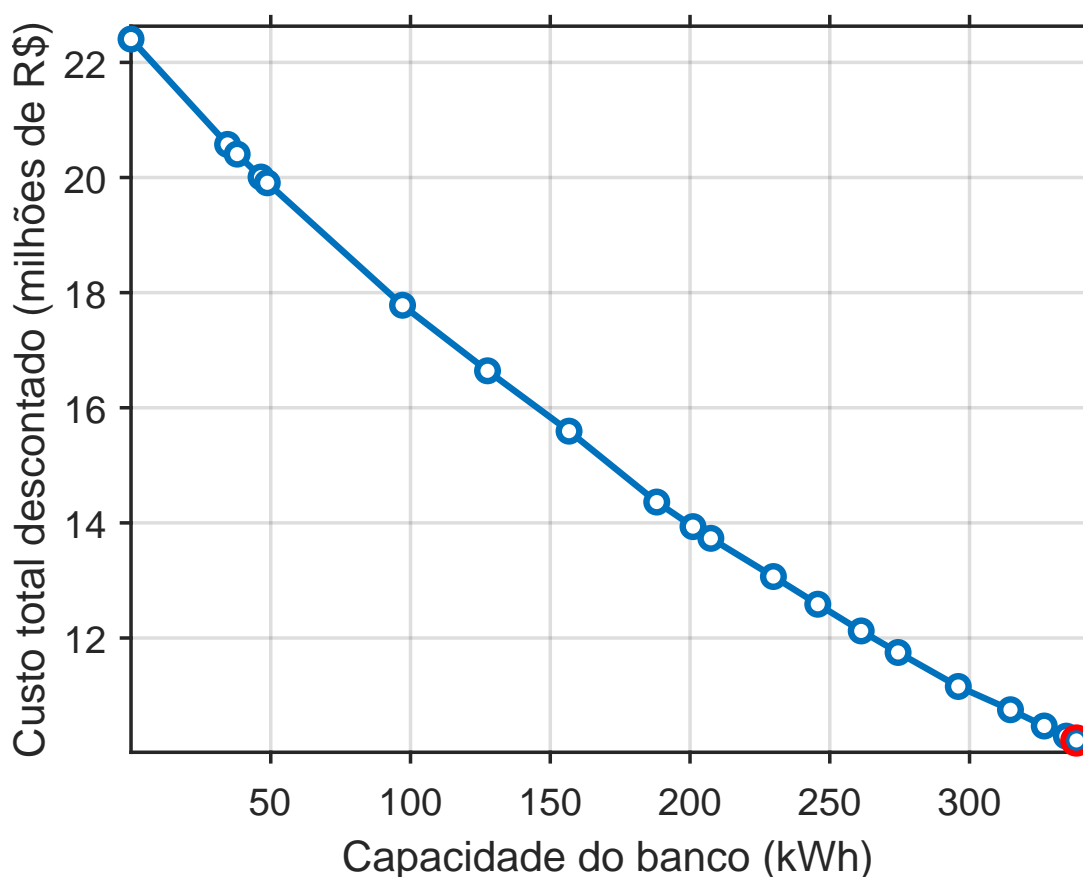


Figura 4.12 – Custo total descontado em função da capacidade do banco de baterias para o Perfil 2, considerando $SOC_{\min} = 10\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, estado de carga inicial de 20% e taxa de descarga nominal de $4C$.

sobre o desempenho operacional do veículo.

Assim, o fato de o ponto ótimo ocorrer no limite superior de capacidade indica que, sob a ótica estritamente econômica e energética, o sistema ainda não atingiu um regime de saturação de benefícios dentro das restrições físicas consideradas. Esse resultado sugere que, em aplicações reais, ganhos adicionais poderiam ser obtidos por meio de estratégias de integração mais avançadas, como redistribuição espacial dos módulos de bateria no chassi do caminhão, adoção de soluções estruturais dedicadas para acomodação do sistema ou ainda revisões no projeto original do veículo visando maior capacidade de eletrificação parcial.

Portanto, a análise evidencia que, para perfis com elevado potencial regenerativo, como o Perfil 2, o dimensionamento ótimo do sistema não é determinado por limitações econômicas intrínsecas, mas sim pelas restrições físicas de integração do sistema de armazenamento ao veículo, destacando a importância de uma abordagem conjunta entre otimização energética e projeto mecânico-estrutural do caminhão.

4.4.3 Resultados da otimização para o Perfil 3

O Perfil 3 representa um cenário operacional intermediário, caracterizado por uma relação entre energia regenerada e energia demandada superior à observada no Perfil 1, porém inferior à do Perfil 2. Essa condição resulta em um potencial de recuperação energética moderado, no qual o sistema de armazenamento em baterias atua tanto como elemento de suporte energético quanto como meio de aproveitamento parcial da energia regenerativa.

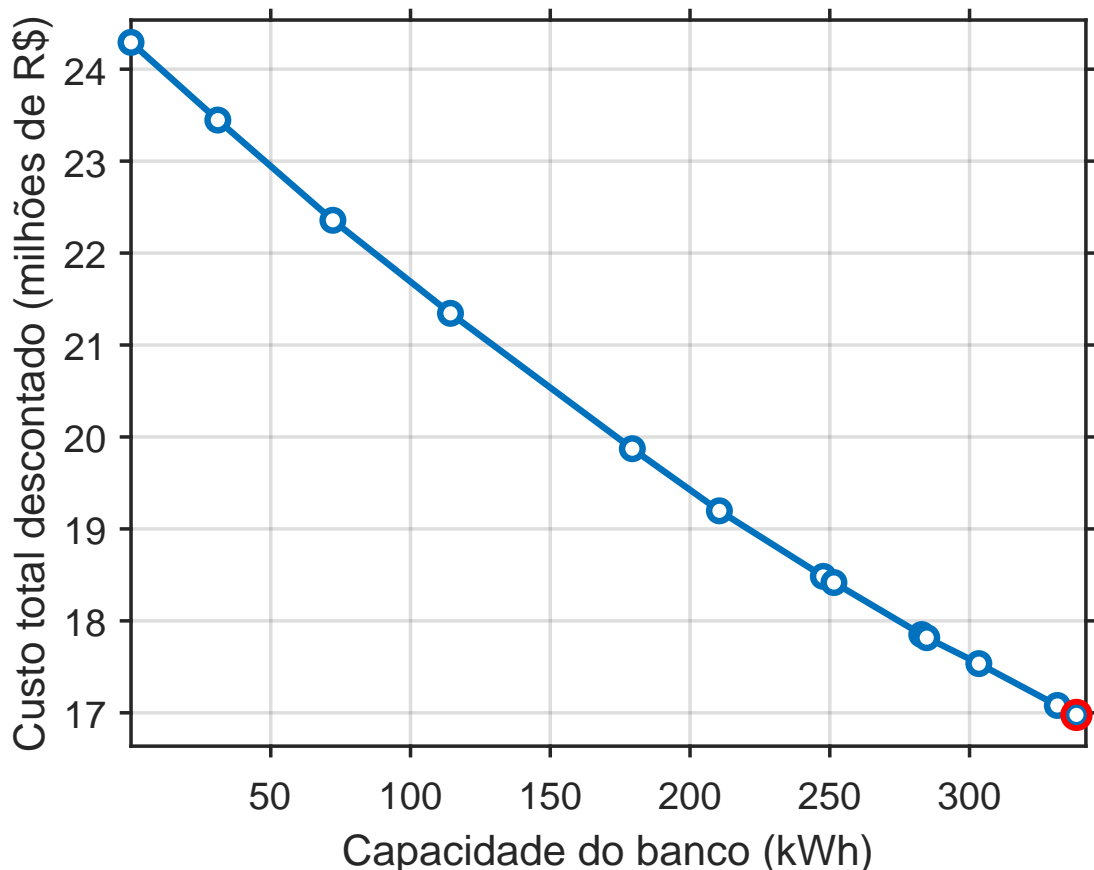


Figura 4.13 – Custo total descontado em função da capacidade do banco de baterias para o Perfil 3, considerando $SOC_{\min} = 10\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, estado de carga inicial de 20% e taxa de descarga nominal de $4C$.

A Figura 4.13 apresenta a variação do custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 3. Assim como no Perfil 2, observa-se que o menor custo total descontado ocorre no limite superior de N_c adotado no estudo, indicando que a curva permanece decrescente até a maior capacidade analisada. Dessa forma, o ponto reportado como ótimo para o Perfil 3 deve ser interpretado como ótimo condicionado ao intervalo de busca, uma vez que não se observa um mínimo interno na faixa avaliada.

Esse resultado sugere que, para o Perfil 3, a ampliação da capacidade do banco ainda produz ganhos econômicos dentro do intervalo analisado, seja por aumentar a

fração de energia regenerativa efetivamente armazenada, seja por reduzir a severidade das correntes e, conseqüentemente, os custos associados à degradação ao longo do horizonte de análise.

4.4.4 Comparação entre os perfis operacionais

A comparação entre os três perfis operacionais permite avaliar de forma direta como as características energéticas de cada mina influenciam o dimensionamento do sistema de armazenamento em baterias e os indicadores econômicos associados. Os resultados mostram que o Perfil 1 apresenta um mínimo interno bem definido, enquanto os Perfis 2 e 3 atingem o limite superior de N_c adotado.

Com o objetivo de sintetizar as principais diferenças entre os perfis operacionais analisados, a Tabela 4.2 apresenta uma comparação consolidada dos indicadores energéticos e dos resultados econômicos obtidos no ponto ótimo de dimensionamento do sistema de armazenamento em baterias. Essa síntese permite correlacionar diretamente as características energéticas de cada perfil com o dimensionamento ótimo do banco e com os ganhos econômicos proporcionados pelo BESS.

Tabela 4.2 – Comparação consolidada dos indicadores energéticos e econômicos no ponto ótimo de dimensionamento do BESS para os três perfis operacionais (caso base: $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$, custo do diesel = 2 R\$/kWh, C -rate = $4C$, horizonte de 60 meses).

Perfil	Potencial regenerativo	Capacidade ótima (kWh)	N_c ótimo	Trocas	Custo sem BESS (R\$)	Custo com BESS (R\$)	Redução (%)
Perfil 1	Baixo	264,56	32.068	1	16.251.471,72	13.875.340,57	14,62
Perfil 2	Alto	338,21	40.995	3	22.405.634,35	10.219.218,83	54,39
Perfil 3	Médio	338,25	41.000	2	24.291.745,01	16.976.967,16	30,11

De forma geral, perfis com maior potencial regenerativo tendem a favorecer bancos de maior capacidade, pois ampliam a fração de energia recuperada e reduzem o consumo energético equivalente ao longo do ciclo operacional. Nos Perfis 2 e 3, observa-se que a curva de custo total descontado permanece decrescente até o limite superior de N_c considerado no estudo.

Na prática, o valor máximo admissível de N_c está diretamente associado ao volume disponível para instalação do banco de baterias, às restrições estruturais do chassi e ao limite de massa permitido para o veículo. Dessa forma, o comportamento observado nos Perfis 2 e 3 indica que, do ponto de vista puramente econômico, a solução ótima tenderia a capacidades ainda maiores; contudo, tais configurações tornam-se inviáveis em razão das restrições físicas de integração do sistema. Esse resultado fornece um insight relevante para o projeto do caminhão eletrificado, evidenciando que, em cenários com elevado potencial regenerativo, o dimensionamento do BESS passa a ser governado não apenas por critérios econômicos, mas principalmente por limitações geométricas e estruturais do veículo.

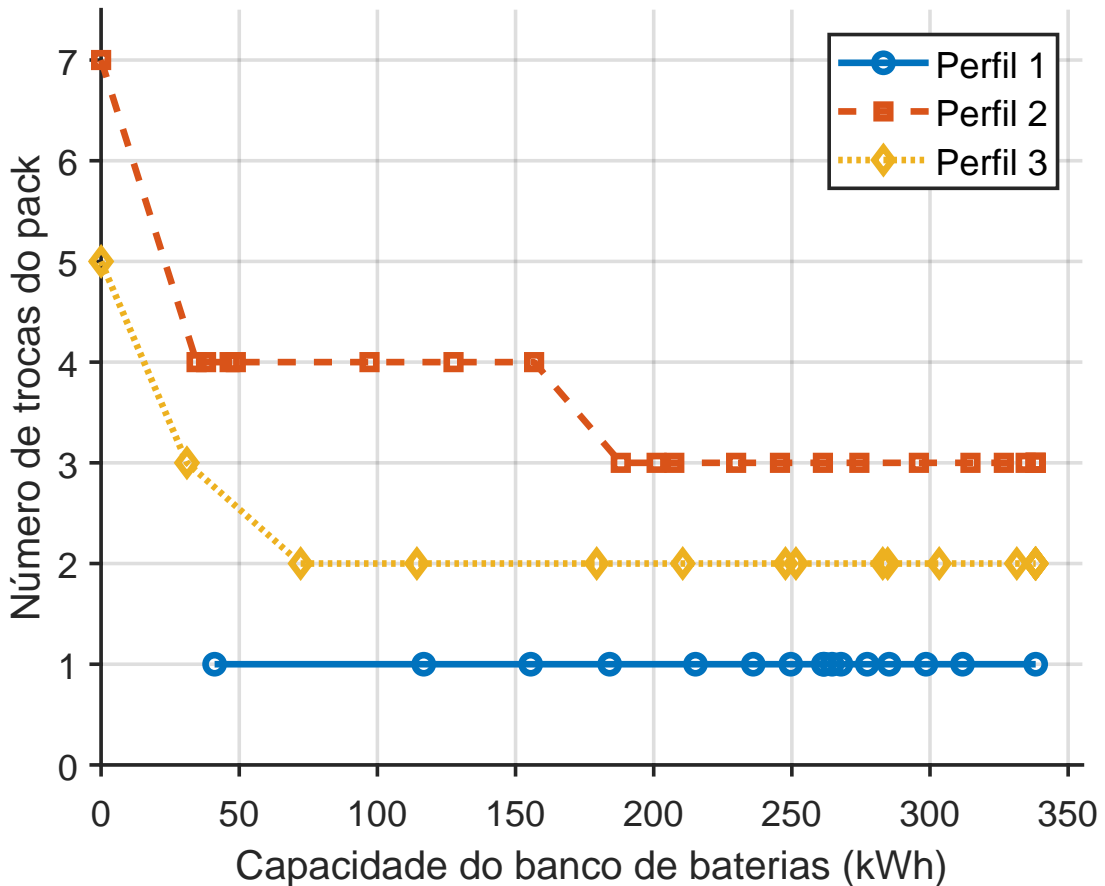


Figura 4.14 – Número de trocas do *pack* de baterias em função da capacidade instalada do banco para os Perfis 1, 2 e 3, considerando o caso base com $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh e taxa de descarga máxima de $4C$.

A Figura 4.14 apresenta a variação do número de trocas do *pack* de baterias ao longo do horizonte de análise em função da capacidade instalada do banco de baterias, considerando os três perfis operacionais avaliados e as condições econômicas do caso base. Esse resultado permite avaliar de forma direta a relação entre o dimensionamento do sistema de armazenamento e a vida útil efetiva do banco, expressa pelo número de substituições necessárias ao longo do período de estudo.

Observa-se que o Perfil 1 apresenta comportamento distinto em relação aos demais cenários, com ocorrência de apenas uma troca do *pack* para toda a faixa de capacidades avaliadas.

Em contraste, os Perfis 2 e 3 apresentam comportamento semelhante, marcado por um número de trocas superior e pela convergência para o limite máximo admissível de células, N_c , definido no processo de otimização. Em ambos os casos, observa-se que o aumento da capacidade do banco conduz à redução progressiva do número de substituições, até que se atinge um patamar mínimo correspondente ao limite superior de capacidade avaliado. Esse comportamento evidencia que, para esses perfis, o potencial regenerativo elevado e a maior severidade dos ciclos impõem a necessidade de

bancos de maior capacidade, sendo o dimensionamento ótimo condicionado pela restrição superior de N_c .

Nota-se ainda que o Perfil 3 apresenta valores de trocas e capacidade ótima muito próximos aos observados no Perfil 2, indicando que, apesar de possuir potencial regenerativo intermediário, sua severidade operacional é suficiente para levar o sistema a operar próximo ao mesmo limite de dimensionamento. Esse resultado reforça a hipótese de que, acima de determinado limiar de energia regenerativa, o comportamento econômico e de degradação do sistema tende a saturar, tornando o limite de capacidade uma restrição ativa no problema de otimização.

A análise conjunta apresentada na Figura 4.14 evidencia, portanto, que o número de substituições do *pack* é fortemente dependente do perfil operacional da mina, e que perfis com maior potencial energético conduzem a soluções ótimas associadas a bancos de maior capacidade, frequentemente limitadas pelas restrições estruturais do sistema. Esse resultado destaca a importância de considerar explicitamente as características do ciclo operacional no processo de dimensionamento e otimização de sistemas de armazenamento em baterias para caminhões fora de estrada.

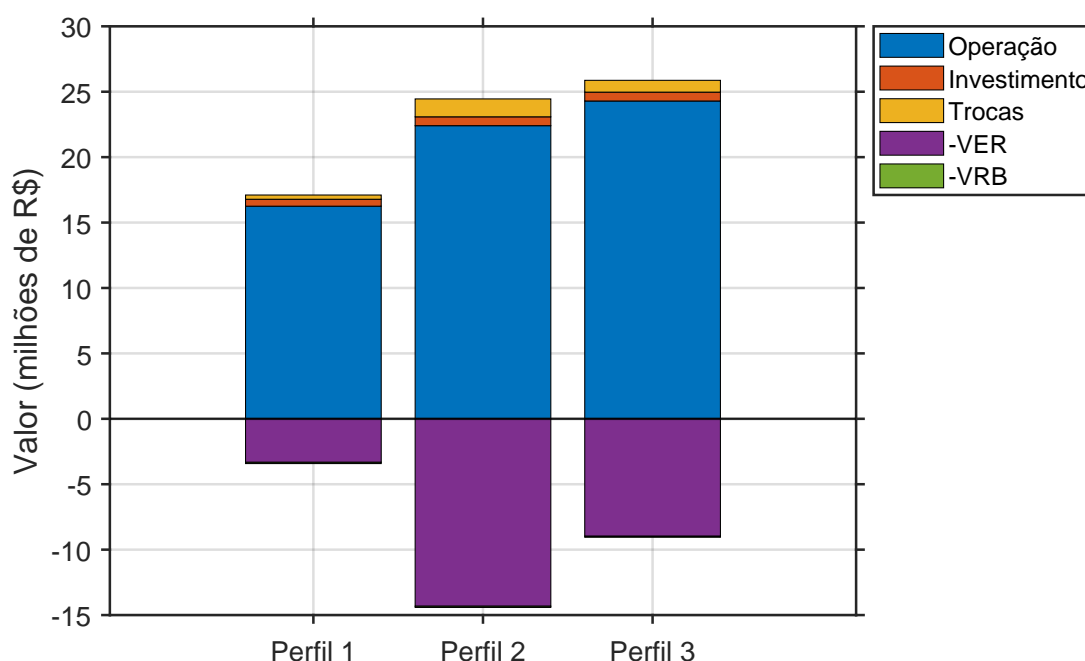


Figura 4.15 – Decomposição absoluta dos principais termos de custo e benefício no ponto ótimo de cada perfil operacional.

A Figura 4.15 apresenta a decomposição dos principais termos econômicos que compõem o custo total do sistema de armazenamento em baterias, avaliados nos pontos ótimos obtidos para cada um dos três perfis operacionais. Diferentemente da análise anterior, os valores são apresentados em termos absolutos, preservando suas magnitudes reais e sinais, de modo a permitir a visualização direta da contribuição econômica de cada componente no balanço final do sistema.

Nessa representação, os custos de operação, investimento inicial e substituição do *pack* de baterias aparecem como contribuições positivas, enquanto os termos associados aos benefícios energéticos, representados pelo valor da energia recuperada (*VER*) e pelo valor residual do banco (*VRB*), são apresentados como contribuições negativas, reduzindo o custo econômico total. Observa-se, entretanto, que o termo *VRB* praticamente não se destaca visualmente na Figura, apresentando magnitude significativamente inferior aos demais componentes econômicos. Essa abordagem não tem como objetivo reconstruir explicitamente a função objetivo de otimização, mas sim evidenciar, em escala absoluta, o peso relativo de cada termo na composição econômica do ponto ótimo de cada perfil.

Esse comportamento decorre diretamente das premissas adotadas no modelo, em especial do horizonte de análise de 60 meses e dos mecanismos de degradação considerados. Ao final do período estudado, o banco de baterias já apresenta elevado nível de degradação acumulada, resultando em valor residual relativamente baixo quando comparado aos custos operacionais totais do sistema e aos benefícios associados à energia regenerada. Como consequência, o *VRB* exerce influência marginal no balanço econômico global, sendo visualmente mascarado pela diferença de ordem de grandeza em relação aos demais termos.

Observa-se que, em todos os cenários analisados, o custo de operação domina amplamente o resultado econômico global, refletindo o elevado volume de energia demandada ao longo do horizonte de análise de 60 meses. Esse comportamento é especialmente pronunciado nos Perfis 2 e 3, nos quais a severidade energética do ciclo operacional resulta em custos de operação significativamente superiores aos demais termos, mesmo quando considerados os benefícios associados à recuperação de energia.

No Perfil 1, caracterizado por menor potencial regenerativo, os benefícios associados ao *VER* e ao *VRB* apresentam magnitude reduzida quando comparados ao custo de operação, evidenciando que o sistema de armazenamento atua predominantemente como elemento de suporte energético, com impacto limitado na compensação econômica do consumo total. Em contrapartida, nos Perfis 2 e 3 observa-se uma contribuição negativa expressiva do termo *VER*, indicando que a recuperação de energia regenerativa exerce papel central na redução do custo total do sistema nesses cenários.

Adicionalmente, nota-se que os Perfis 2 e 3 apresentam decomposições econômicas bastante semelhantes, tanto em termos de custos quanto de benefícios. Esse comportamento está diretamente associado ao fato de ambos os perfis atingirem o limite superior de capacidade adotado para N_c , fazendo com que o sistema opere próximo de um regime de saturação econômica. Nessa condição, incrementos adicionais de capacidade não alteram de forma significativa o balanço entre custos e benefícios, resultando em estruturas econômicas comparáveis apesar das diferenças no potencial

regenerativo absoluto.

A análise apresentada na Figura 4.15 complementa os resultados de custo total descontado, fornecendo uma interpretação mais direta e fisicamente intuitiva dos mecanismos econômicos dominantes em cada perfil operacional. Ao preservar as magnitudes reais dos termos envolvidos, essa decomposição reforça a importância de considerar explicitamente tanto o regime energético da mina quanto as restrições estruturais do sistema no processo de dimensionamento e otimização do banco de baterias.

A Tabela 4.3 apresenta a configuração elétrica dos *packs* ótimos considerando células LiFePO_4 de 3,2 V e a restrição de que a tensão nominal do sistema permanecesse no limiar de aproximadamente 1250 V. Para isso, foi fixado $N_s = 390$, resultando em uma tensão nominal de cerca de 1248 V, valor compatível com os limites de isolamento e integração do sistema de potência do caminhão. A partir desse valor de N_s , o número de ramos em paralelo N_p foi ajustado para aproximar o total de células N_c ótimo obtido no processo de otimização. Observa-se que as diferenças residuais ΔN_c são pequenas em relação ao valor ótimo contínuo, indicando que a discretização imposta pela configuração série-paralelo não altera de forma significativa o dimensionamento energético previamente determinado.

Tabela 4.3 – Configuração elétrica ótima do *pack* para células de 3,2 V (LiFePO_4), assumindo $N_s = 390$ (tensão nominal ≈ 1248 V).

Perfil	N_c ótimo	N_s	N_p	$N_c = N_s N_p$	ΔN_c	$V_{\text{nom}} = N_s \cdot 3,2$ (V)
Perfil 1	32068	390	82	31980	-88	1248
Perfil 2	40995	390	105	40950	-45	1248
Perfil 3	41000	390	105	40950	-50	1248

4.4.5 Simulação Dinâmica dos Casos Ótimos

Nesta seção são apresentados os resultados do estado de carga, da corrente e da tensão terminal para os três perfis operacionais analisados. Para cada perfil, são mostrados cinco meses igualmente espaçados ao longo da vida útil do primeiro *pack*, considerando exclusivamente o período até a ocorrência da primeira substituição.

A limitação da análise até a primeira troca tem caráter metodológico. Após a substituição do banco de baterias, os parâmetros eletroquímicos do modelo são reinicializados para as condições de início de vida. A inclusão de ciclos subsequentes introduziria descontinuidades na evolução temporal das variáveis, dificultando a interpretação física do processo de envelhecimento. Dessa forma, a análise concentra-se na degradação progressiva de um único *pack*, permitindo observar de forma contínua os efeitos acumulados da perda de capacidade e do aumento da impedância interna.

No modelo implementado, os parâmetros elétricos da célula são atualizados ao final de cada mês de simulação. A capacidade disponível é reduzida em função dos mecanismos de degradação cíclica e calendária acumulados. Simultaneamente, os parâmetros resistivos do circuito equivalente são incrementados, representando o aumento da impedância interna associado a fenômenos como crescimento da camada de interfase sólido-eletrólito e perda de material ativo. Assim, as variações observadas nas figuras apresentadas a seguir decorrem exclusivamente da evolução interna do modelo e não de alterações no perfil de carga.

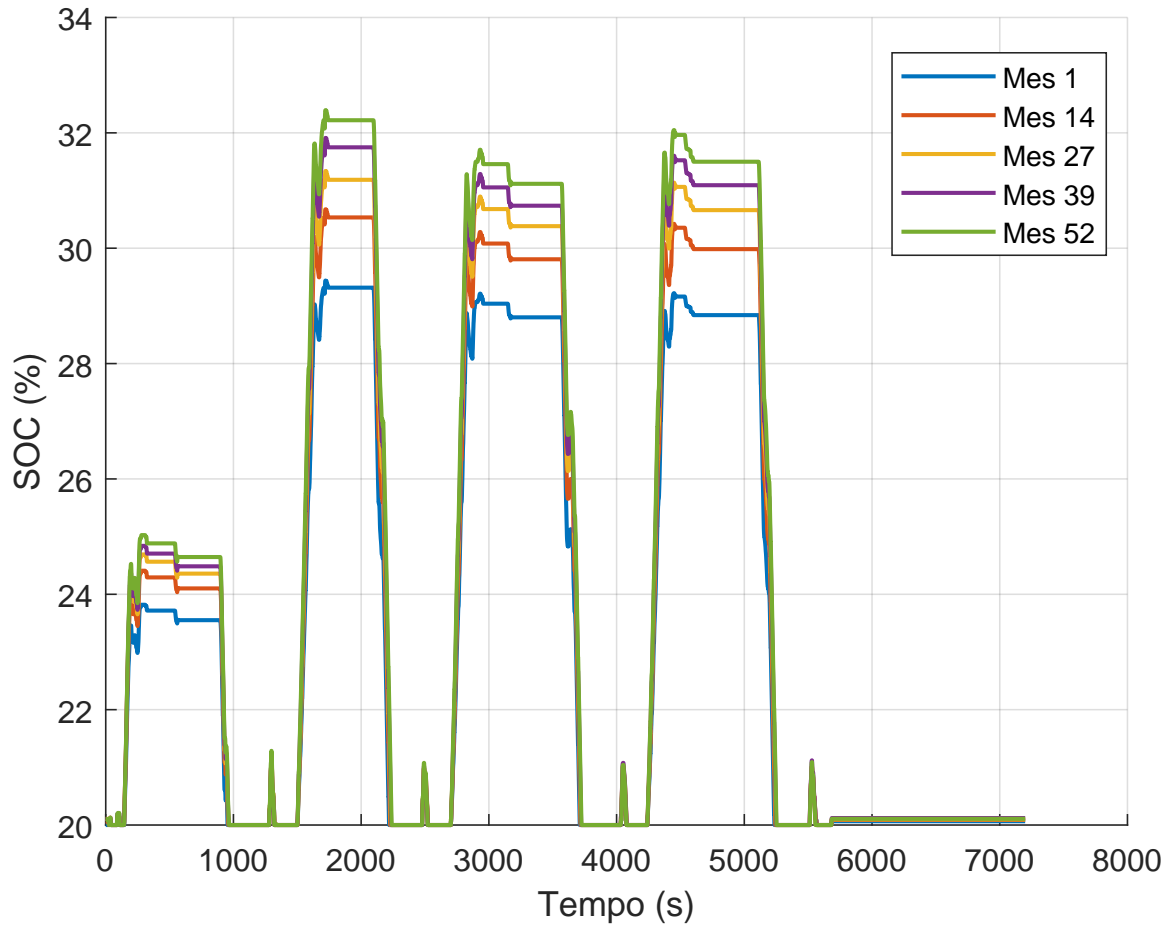
Os comportamentos discutidos nesta subseção podem ser observados de forma sistemática nas nove figuras apresentadas. As Figuras 4.16a, 4.17a e 4.18a evidenciam a ampliação progressiva da excursão do estado de carga ao longo dos meses, fenômeno diretamente associado à redução da capacidade disponível. Observa-se que, para um mesmo perfil de potência, a diminuição de C_{atual} intensifica a variação percentual do SOC, efeito mais pronunciado nos perfis com maior intensidade regenerativa.

Nas Figuras 4.16b, 4.17b e 4.18b, verifica-se a atuação crescente da limitação de corrente à medida que o envelhecimento avança. A redução da capacidade remanescente torna o limite admissível de corrente progressivamente mais restritivo, resultando em maior ocorrência de saturação nos meses mais avançados, especialmente nos perfis com maior potencial de regeneração.

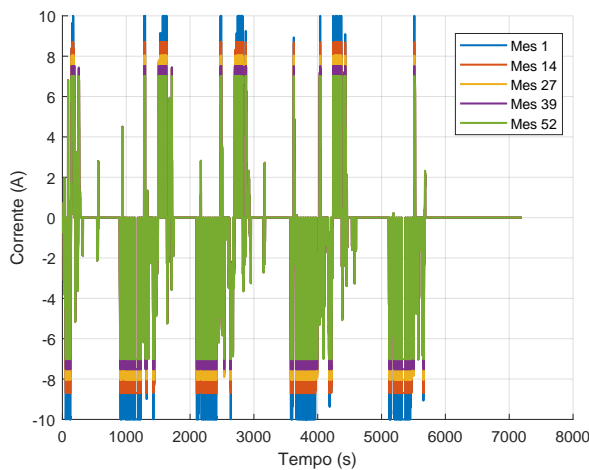
Por sua vez, as Figuras 4.16c, 4.17c e 4.18c demonstram a ampliação da excursão de tensão terminal ao longo do tempo. Esse comportamento decorre do aumento da impedância interna, que intensifica a queda de tensão durante a tração e a elevação de tensão durante eventos regenerativos. Em conjunto, a evolução do SOC, da corrente e da tensão confirma a consistência física do modelo implementado, evidenciando a interação entre perda de capacidade, limitação de corrente e aumento de resistência interna ao longo do envelhecimento do pack.

Nesta seção, também são apresentados os perfis de estado de carga, corrente e tensão terminal ao longo de todo o horizonte de análise de 60 meses, incluindo os eventos de substituição do *pack*. Diferentemente da análise anterior, limitada ao período até a primeira troca, o objetivo aqui é evidenciar o efeito das substituições sobre a evolução das grandezas elétricas ao longo dos cinco anos de operação.

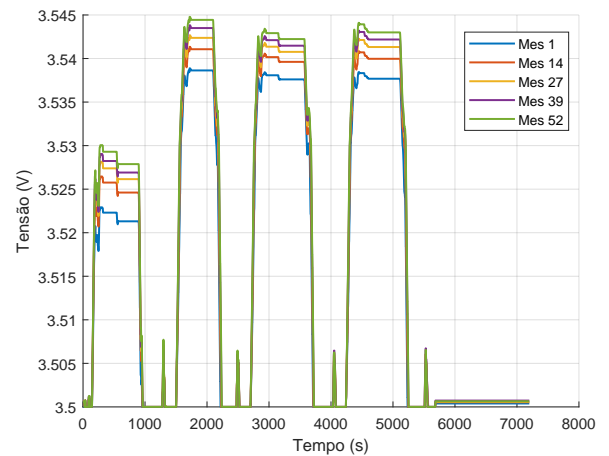
Ao longo do tempo, a degradação acumulada reduz a capacidade efetiva e aumenta a impedância interna do banco de baterias. Como consequência, observa-se aumento progressivo da excursão de tensão sob corrente, maior restrição da corrente regenerativa e maior sensibilidade do estado de carga às variações de energia. Quando ocorre a substituição do *pack*, os parâmetros eletroquímicos são reinicializados, restaurando a capacidade nominal e reduzindo a impedância interna. Esse processo provoca uma mitigação temporária dos efeitos acumulados da degradação, fazendo com



(a) Estado de carga



(b) Corrente

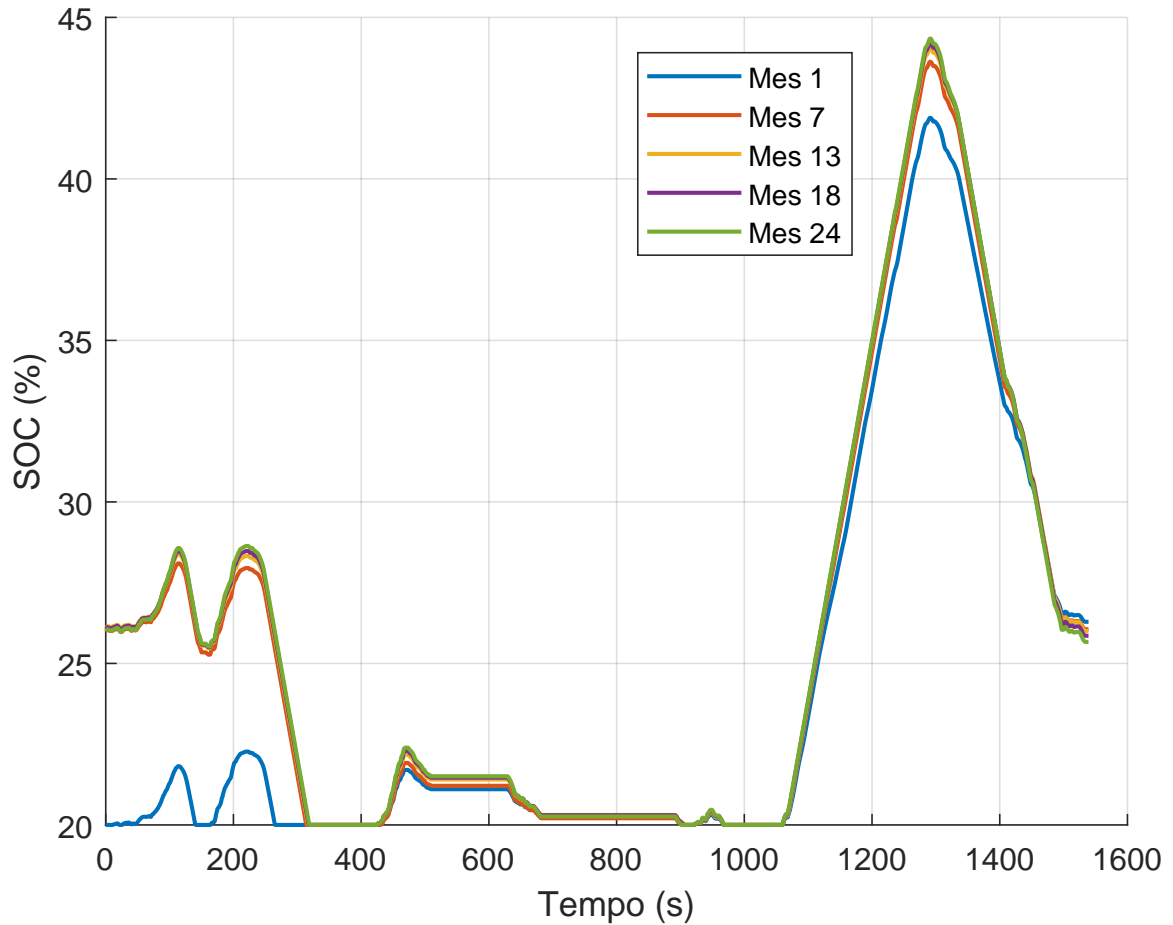


(c) Tensão terminal

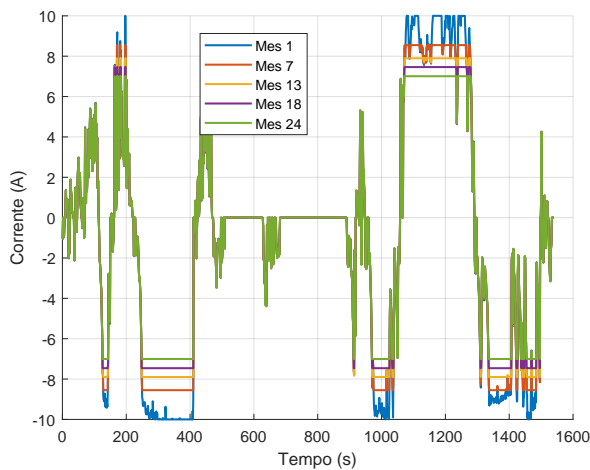
Figura 4.16 – Evolução das variáveis elétricas até a primeira substituição do pack para o Perfil 1.

que as curvas retornem a um comportamento mais próximo do regime inicial antes de iniciar novo ciclo de envelhecimento.

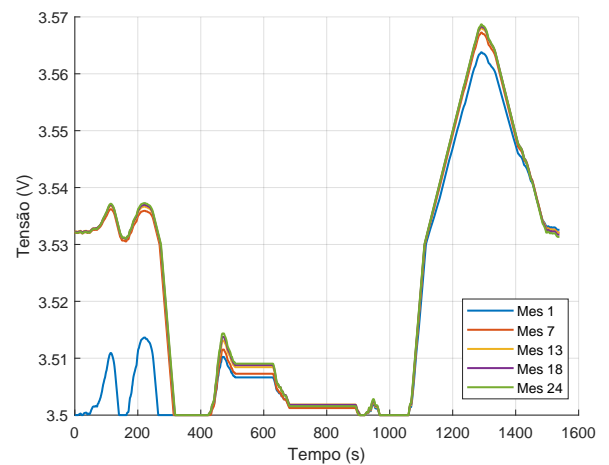
Os resultados referentes à evolução das grandezas elétricas ao longo de todo o horizonte de análise são apresentados nas Figuras 4.19, 4.20 e 4.21. Nessas figuras são



(a) Estado de carga



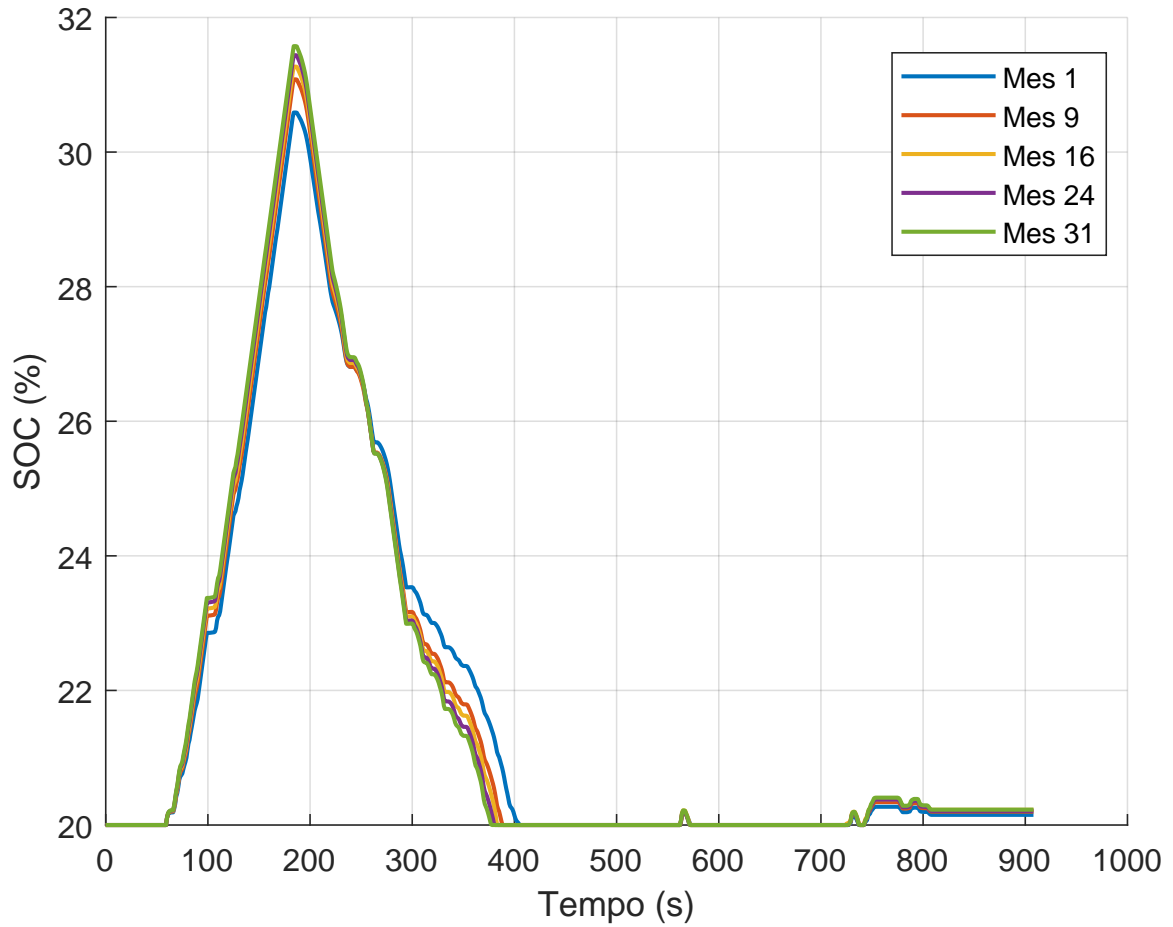
(b) Corrente



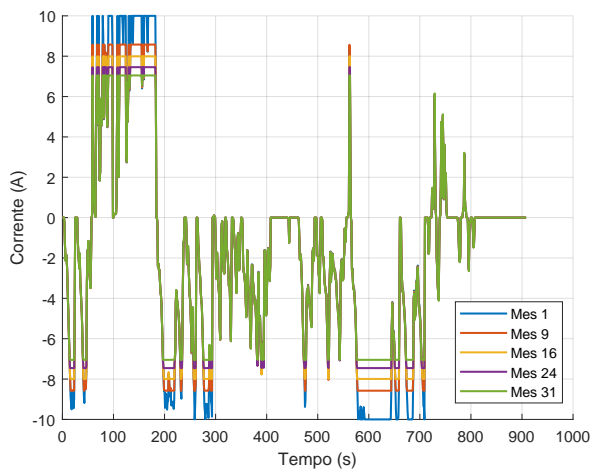
(c) Tensão terminal

Figura 4.17 – Evolução das variáveis elétricas até a primeira substituição do pack para o Perfil 2.

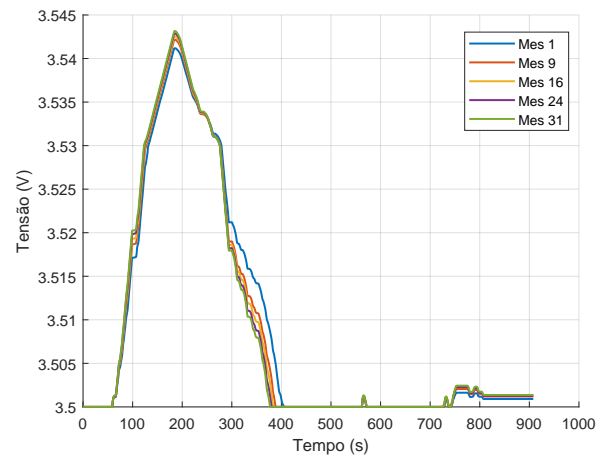
mostrados os perfis de estado de carga, corrente e tensão terminal para os Perfis 1, 2 e 3, respectivamente, considerando os 60 meses de operação e incluindo os eventos de substituição do *pack*. A análise conjunta desses gráficos permite visualizar o impacto acumulado da degradação eletroquímica e o efeito mitigador das substituições ao longo



(a) Estado de carga



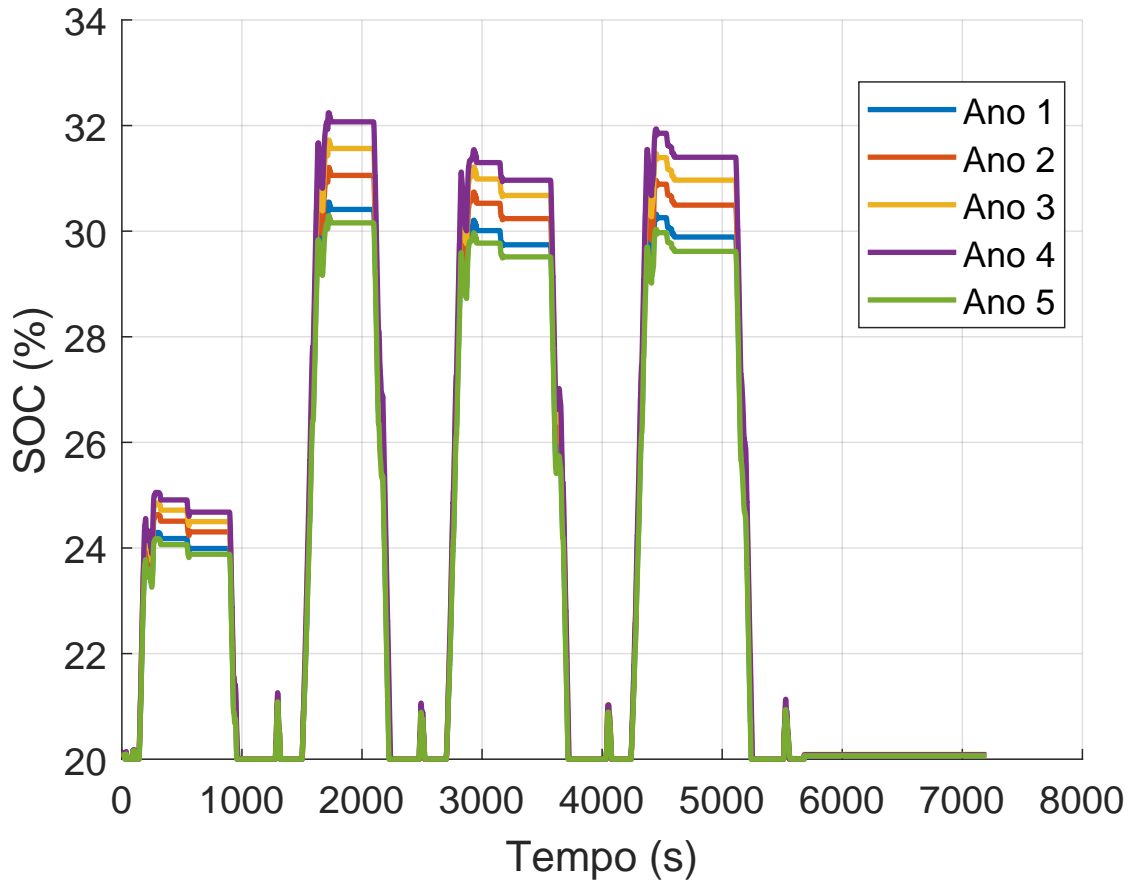
(b) Corrente



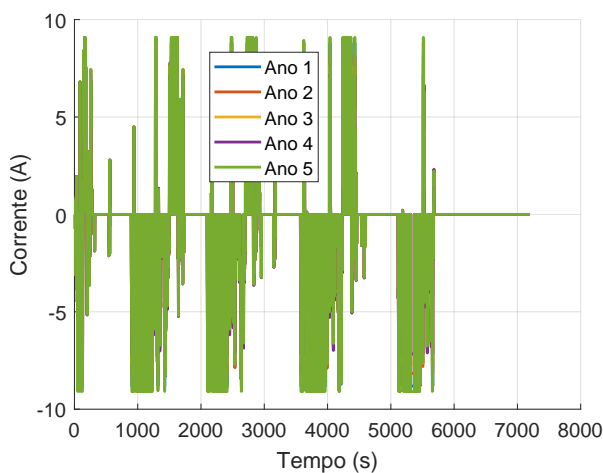
(c) Tensão terminal

Figura 4.18 – Evolução das variáveis elétricas até a primeira substituição do pack para o Perfil 3.

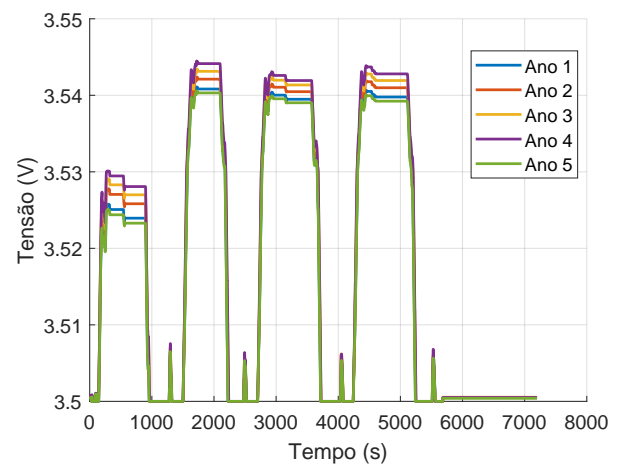
dos cinco anos de simulação.



(a) Estado de carga ao longo do horizonte de 60 meses.



(b) Corrente ao longo do horizonte de 60 meses.

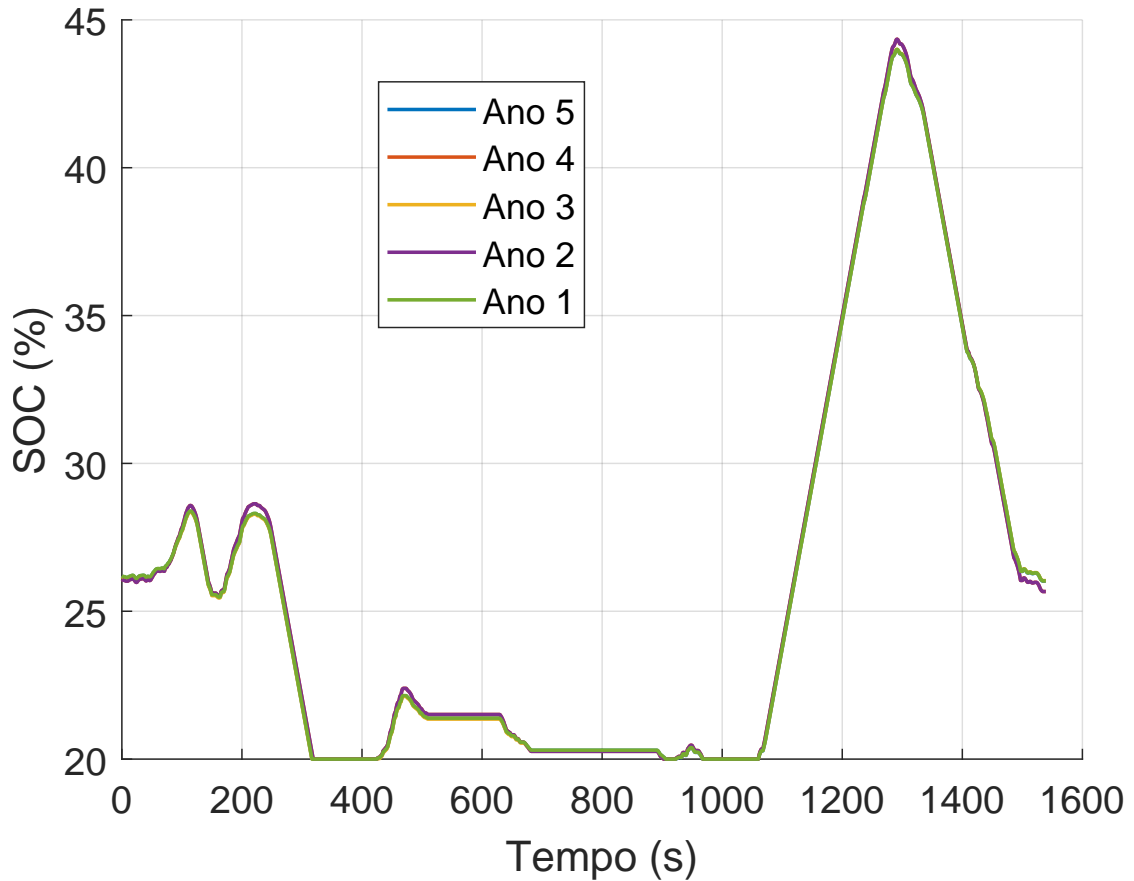


(c) Tensão terminal ao longo do horizonte de 60 meses.

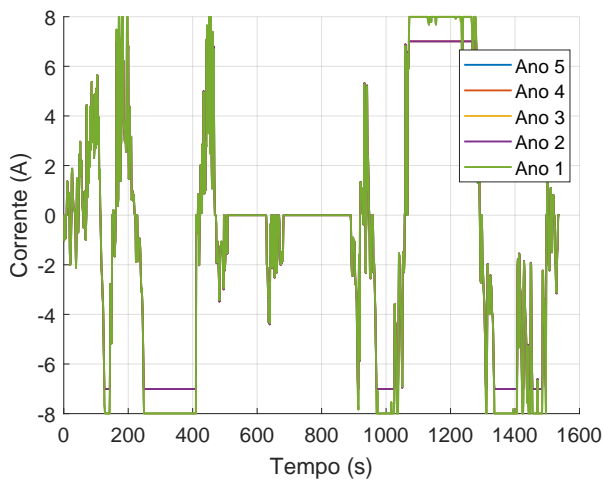
Figura 4.19 – Evolução das grandezas elétricas ao longo do horizonte completo de análise para o Perfil 1, incluindo os eventos de substituição do *pack*.

4.4.6 Influência do custo da energia

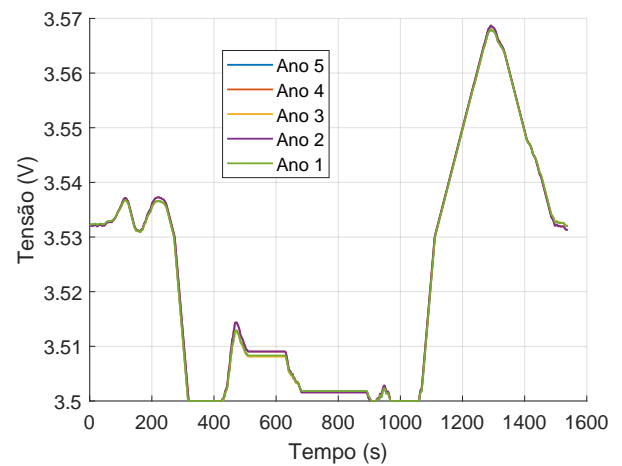
Com o objetivo de avaliar a sensibilidade do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento em baterias em relação ao custo da energia, foram realizados estudos adicionais para o Perfil 1 considerando três cenários distintos de custo energético



(a) Estado de carga ao longo do horizonte de 60 meses.



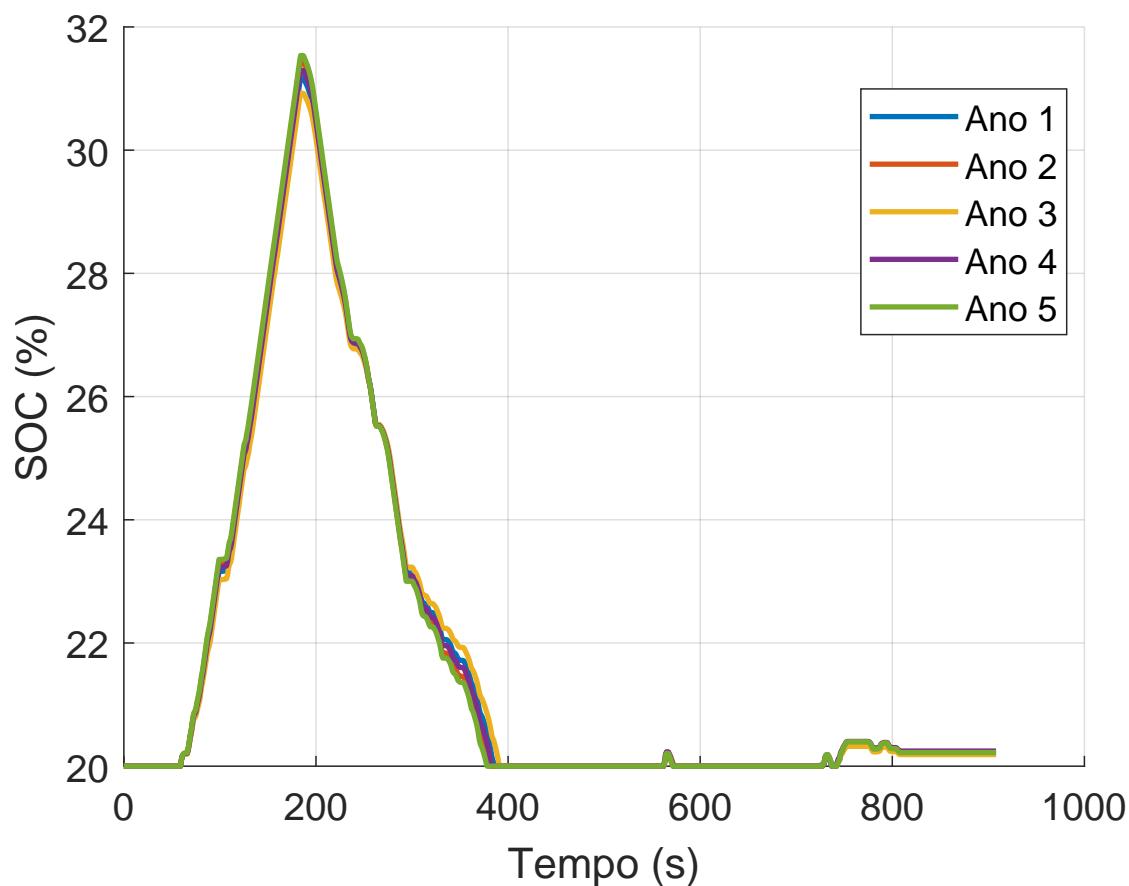
(b) Corrente ao longo do horizonte de 60 meses.



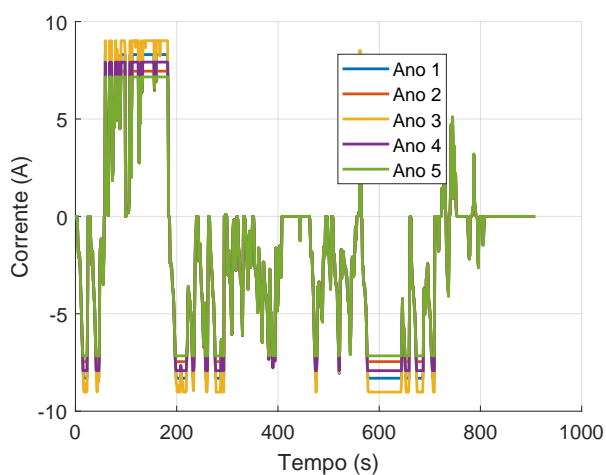
(c) Tensão terminal ao longo do horizonte de 60 meses.

Figura 4.20 – Evolução das grandezas elétricas ao longo do horizonte completo de análise para o Perfil 2, incluindo os eventos de substituição do *pack*.

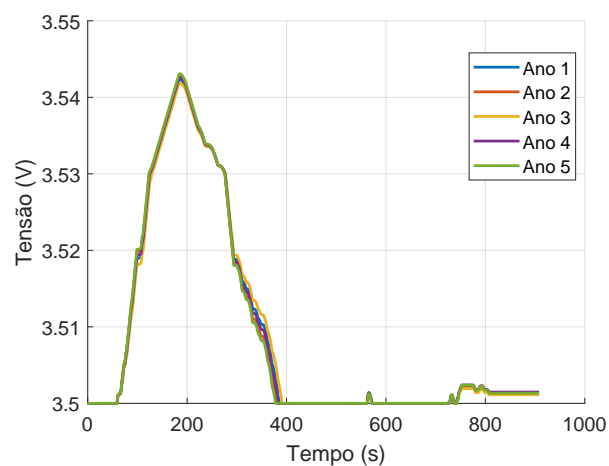
equivalente do diesel, iguais a 1, 2 e 4 R\$/kWh. Em todos os casos, mantiveram-se constantes os demais parâmetros do modelo, incluindo $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$, horizonte de análise de 60 meses e taxa máxima de descarga igual a $4C$. As tabelas completas referentes a cada cenário encontram-se apresentadas no Apêndice 6.



(a) Estado de carga ao longo do horizonte de 60 meses.



(b) Corrente ao longo do horizonte de 60 meses.



(c) Tensão terminal ao longo do horizonte de 60 meses.

Figura 4.21 – Evolução das grandezas elétricas ao longo do horizonte completo de análise para o Perfil 3, incluindo os eventos de substituição do *pack*.

A Figura 4.22 apresenta a comparação do custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para os três valores de custo da energia analisados. Observa-se que o custo da energia exerce influência direta tanto no nível absoluto do custo total quanto na posição do ponto ótimo de dimensionamento.

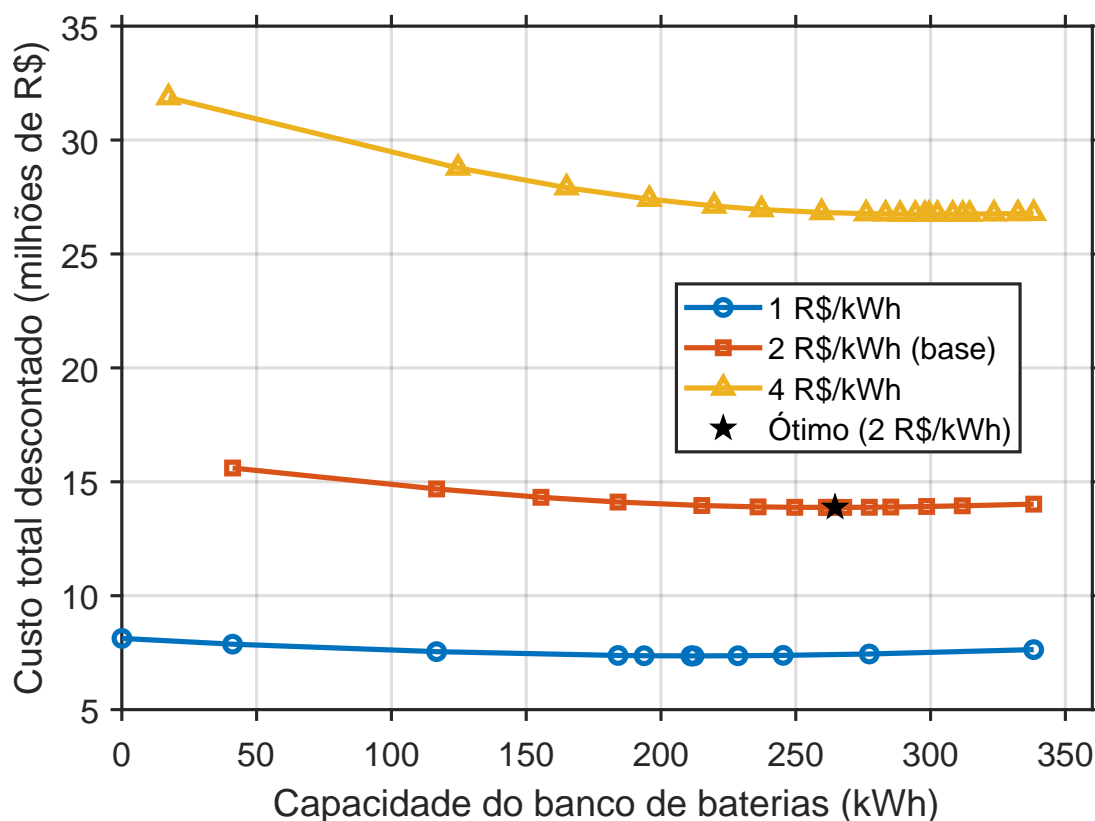


Figura 4.22 – Custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes valores de custo da energia equivalente do diesel (1, 2 e 4 R\$/kWh), com $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$ e taxa de descarga máxima de $4C$.

No cenário de menor custo energético, correspondente a 1 R\$/kWh, o benefício econômico associado à recuperação de energia regenerativa é reduzido. Nessa condição, a curva de custo total descontado apresenta variação relativamente suave com o aumento da capacidade do banco, resultando em um ponto ótimo associado a capacidades menores. Esse comportamento indica que, quando o custo da energia é baixo, o retorno econômico obtido pela ampliação do banco de baterias torna-se limitado, fazendo com que soluções com menor capacidade instalada sejam mais atrativas do ponto de vista financeiro.

Por outro lado, no cenário base de 2 R\$/kWh, observa-se um deslocamento do ponto de mínimo do custo total descontado para capacidades intermediárias. Nesse caso, a recuperação de energia regenerativa passa a exercer papel mais relevante no balanço econômico, justificando a adoção de bancos de maior capacidade, capazes de absorver uma fração maior da energia disponível e, simultaneamente, reduzir a severidade dos ciclos impostos às células.

No cenário de maior custo energético, correspondente a 4 R\$/kWh, o impacto econômico da energia regenerada é ainda mais pronunciado. A curva de custo total descontado apresenta declínio acentuado à medida que a capacidade do banco aumenta, com o ponto ótimo deslocando-se para capacidades significativamente maiores. Esse

comportamento evidencia que, à medida que o custo da energia cresce, a recuperação de energia regenerativa torna-se um fator dominante na viabilidade econômica do sistema, favorecendo bancos de baterias mais robustos e com maior capacidade instalada.

De forma geral, os resultados indicam que o custo da energia é um dos parâmetros mais sensíveis no processo de dimensionamento econômico do sistema de armazenamento em baterias. Valores elevados de custo energético ampliam a atratividade de soluções com maior capacidade, enquanto custos reduzidos tendem a limitar o ganho econômico associado à expansão do banco. Essa análise reforça a importância de considerar cenários realistas e representativos de custo do diesel no processo de otimização, uma vez que variações nesse parâmetro podem alterar significativamente tanto o valor ótimo de capacidade quanto a estrutura econômica da solução obtida.

4.4.7 Influência da taxa máxima de descarga

Com o objetivo de avaliar a sensibilidade do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento em baterias em relação à taxa máxima de descarga admissível, foram realizados estudos adicionais para o Perfil 1 considerando diferentes limites de *C-rate*. Em todos os casos, mantiveram-se constantes os demais parâmetros do modelo, incluindo $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$, horizonte de análise de 60 meses e demais premissas econômicas do caso base. A Figura 4.23 apresenta a comparação do custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para os valores de *C-rate* analisados.

A análise da Figura 4.23 evidencia que a taxa máxima de descarga exerce influência direta tanto sobre o nível absoluto do custo total descontado quanto sobre a posição do ponto ótimo de dimensionamento do banco de baterias. Observa-se que limites mais restritivos de *C-rate* resultam em curvas de custo total mais acentuadas para capacidades reduzidas, indicando maior penalização econômica associada a bancos subdimensionados.

Além do deslocamento do ponto ótimo em termos de capacidade instalada, a variação do *C-rate* admissível afeta de maneira significativa a severidade do envelhecimento eletroquímico imposto às células. Limites mais elevados de taxa de descarga permitem que bancos de menor capacidade operem dentro das restrições de corrente, porém à custa de maiores amplitudes de corrente instantânea, o que tende a intensificar os mecanismos de degradação cíclica. Em contrapartida, a adoção de limites mais conservadores de *C-rate* reduz a severidade das correntes por célula, mas transfere essa exigência para o dimensionamento do banco, exigindo maior capacidade instalada para atender ao mesmo perfil de potência operacional.

Esse comportamento evidencia um compromisso fundamental entre flexibilidade operacional e custo de investimento no processo de dimensionamento do sistema de

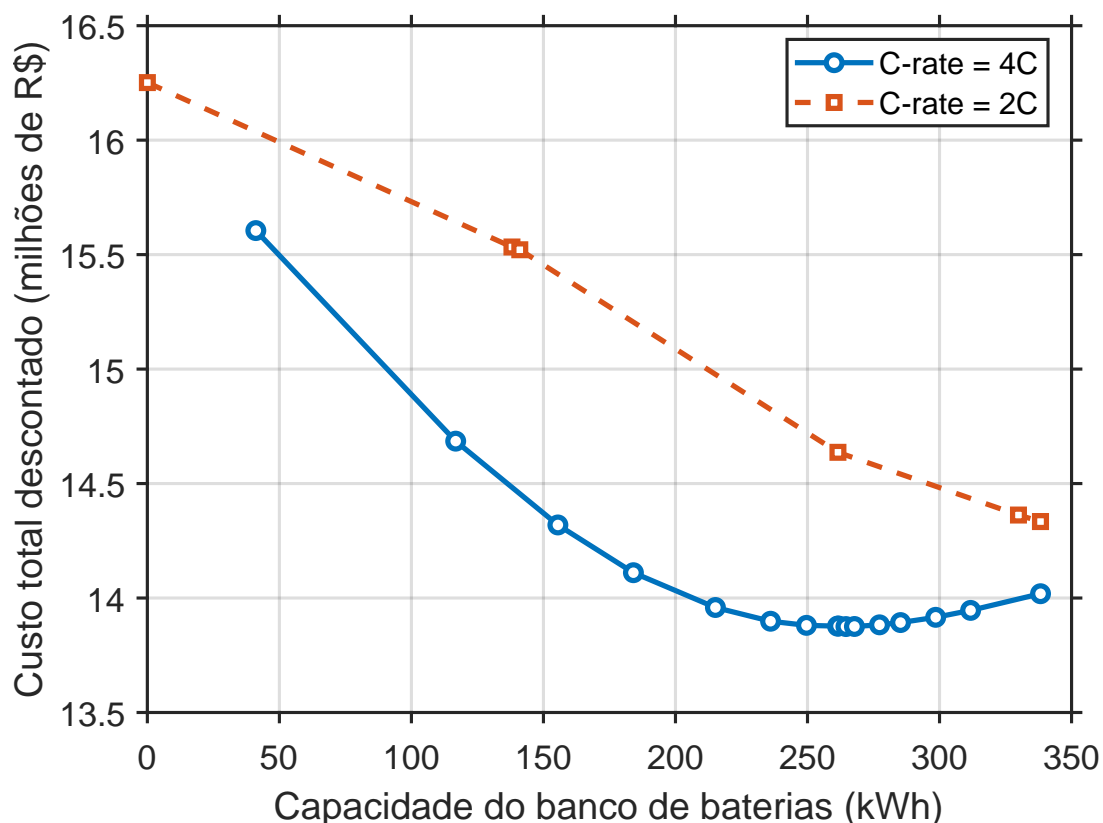


Figura 4.23 – Custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes limites de taxa máxima de descarga (*C-rate*).

armazenamento em baterias. Taxas máximas de descarga mais permissivas ampliam a região viável de operação para bancos de menor capacidade, porém tendem a acelerar a degradação ao longo do horizonte de análise. Por outro lado, limites mais restritivos de *C-rate* impõem uma estratégia de dimensionamento mais conservadora, na qual o aumento da capacidade do banco atua como mecanismo de mitigação das correntes elevadas, resultando em operações mais suaves do ponto de vista eletroquímico, porém com maior custo inicial.

A influência da taxa máxima de descarga sobre o processo de degradação do banco de baterias pode ser analisada de forma mais direta por meio da evolução do índice de perda de capacidade acumulada, C_{fade} , em função da capacidade instalada. Como a degradação eletroquímica é fortemente dependente da intensidade das correntes impostas às células, variações no limite de *C-rate* afetam não apenas o custo total do sistema, mas também a sua vida útil efetiva ao longo do horizonte de análise. Nesse contexto, a avaliação de C_{fade} fornece uma interpretação física complementar aos resultados puramente econômicos, permitindo identificar regimes de operação mais severos ou mais conservadores do ponto de vista do envelhecimento da bateria.

A interpretação do C_{fade} apresentado na Figura 4.24 deve ser realizada em conjunto com o número de substituições do *pack* de baterias, ilustrado na Figura 4.25. O valor de

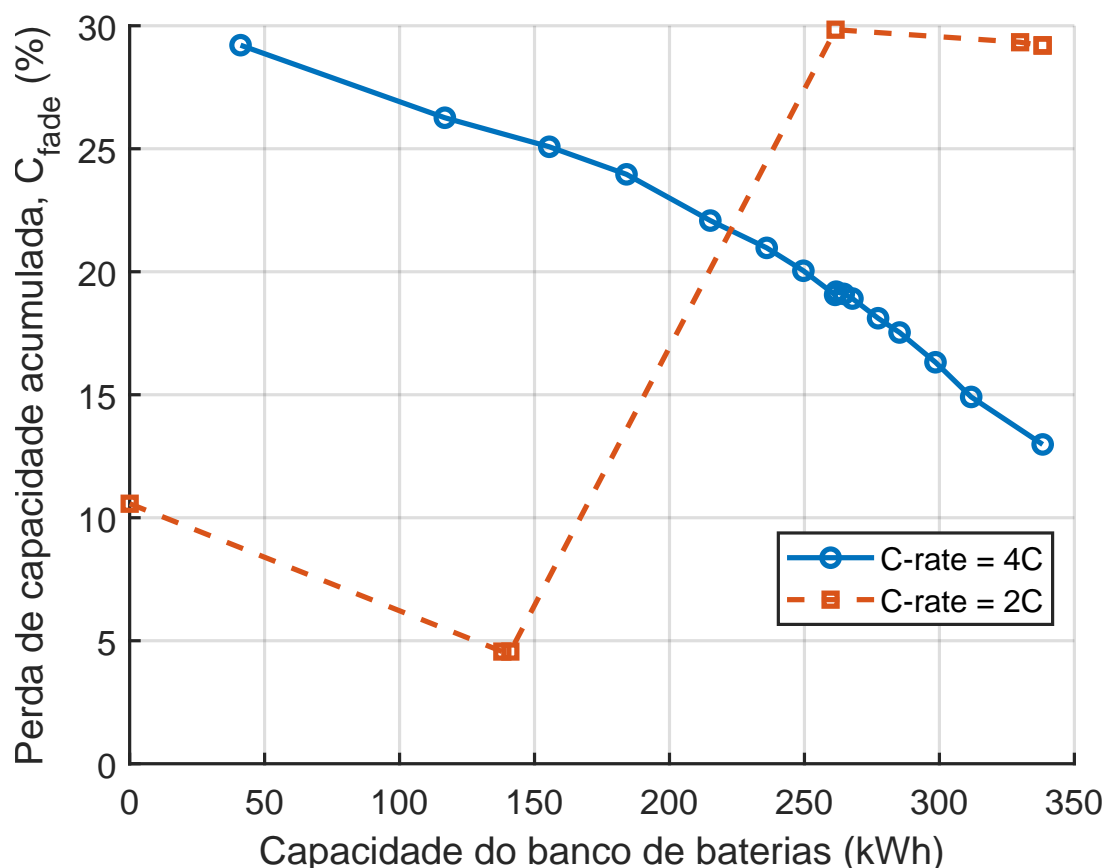


Figura 4.24 – Evolução do índice de perda de capacidade acumulada C_{fade} em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes limites de taxa máxima de descarga ($C-rate$).

C_{fade} reportado corresponde ao estado de degradação do *último pack* em operação ao final do horizonte de 60 meses, e não à degradação acumulada de todos os *packs* utilizados ao longo do período. Dessa forma, nos cenários em que ocorre substituição do *pack*, o C_{fade} final tende a assumir valores menores, uma vez que a troca reinicia o estado de degradação para um conjunto novo; em contraste, quando não há substituições, o C_{fade} final reflete diretamente a degradação acumulada do mesmo banco ao longo de todo o horizonte de análise. Esse comportamento explica por que, para limites mais elevados de $C-rate$, podem ser observados valores finais de C_{fade} menores, apesar de uma operação mais severa em termos de corrente, uma vez que a maior severidade conduz à necessidade de trocas, conforme evidenciado na Figura 4.25. Assim, a análise conjunta das Figuras 4.23, 4.24 e 4.25 mostra que o efeito do $C-rate$ não deve ser avaliado isoladamente pelo valor de C_{fade} , mas sim pelo compromisso entre degradação, número de substituições e impacto no custo total descontado.

4.4.8 Influência do estado de carga mínimo

Em seguida, procede-se à análise da influência do estado de carga mínimo admissível (SOC_{min}) sobre o dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento em

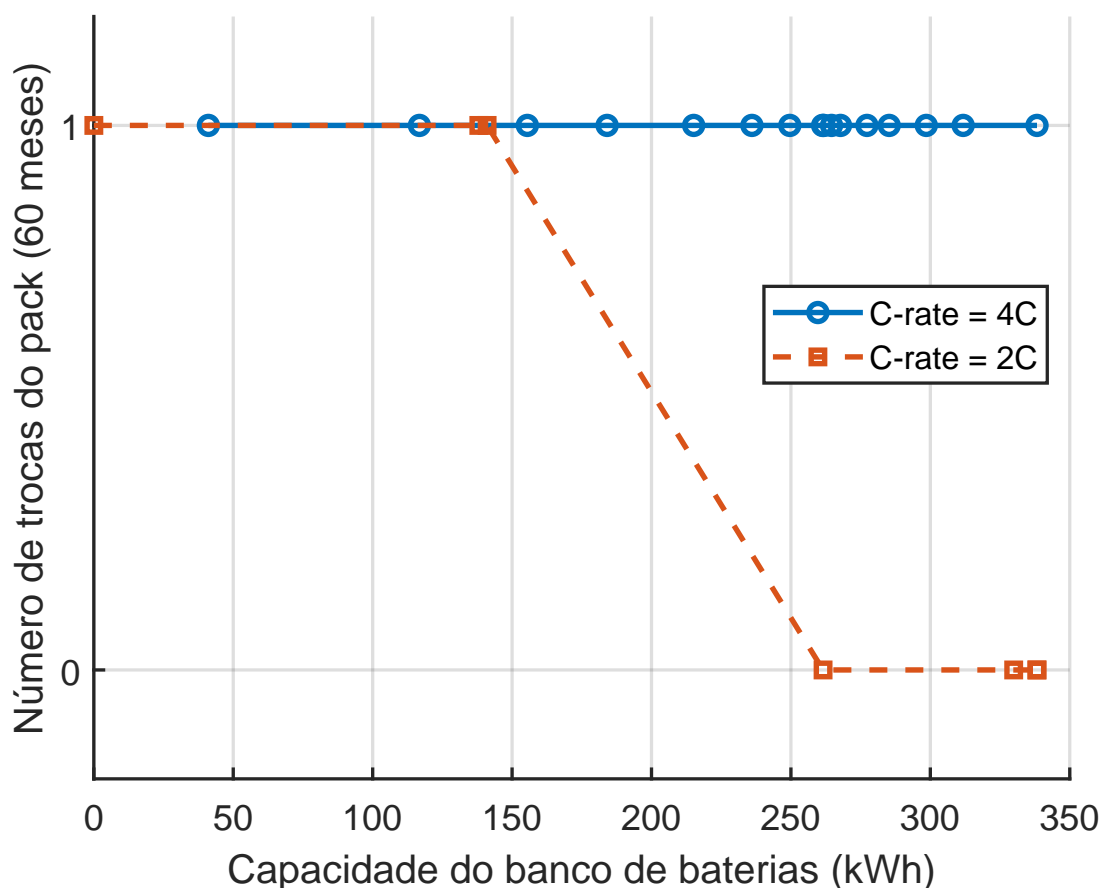


Figura 4.25 – Número de substituições do *pack* de baterias em função da capacidade instalada do banco para o Perfil 1, considerando diferentes limites de taxa máxima de descarga (C -rate), com $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$ e horizonte de análise de 60 meses.

baterias para o Perfil 1. Foram considerados cinco valores distintos de SOC_{\min} , iguais a 0%, 10%, 20%, 40% e 50%, mantendo-se constantes os demais parâmetros do modelo, incluindo o custo da energia igual a 2 R\$/kWh, o estado de carga inicial $SOC_i = 20\%$, o horizonte de análise de 60 meses e o limite de taxa máxima de descarga igual a 4C. Essa análise permite avaliar como a restrição inferior de estado de carga afeta simultaneamente o custo total do sistema, a vida útil do banco de baterias e o número de substituições do *pack* ao longo do horizonte de estudo.

A Figura 4.26 evidencia que o valor adotado para SOC_{\min} exerce influência perceptível, porém relativamente moderada, tanto sobre o nível absoluto do custo total descontado quanto sobre a posição do ponto ótimo de dimensionamento do banco de baterias. Observa-se que, para capacidades típicas próximas ao ponto ótimo — da ordem de 250 kWh — a diferença entre os cenários analisados permanece limitada, situando-se em torno de aproximadamente 7% no custo total descontado entre os valores extremos de SOC_{\min} considerados. Esse resultado indica que, embora a restrição de estado de carga mínimo afete o aproveitamento energético do sistema, seu impacto econômico global é significativamente menor quando comparado a parâmetros como o custo da energia ou a taxa máxima de descarga. Observa-se que valores mais restritivos

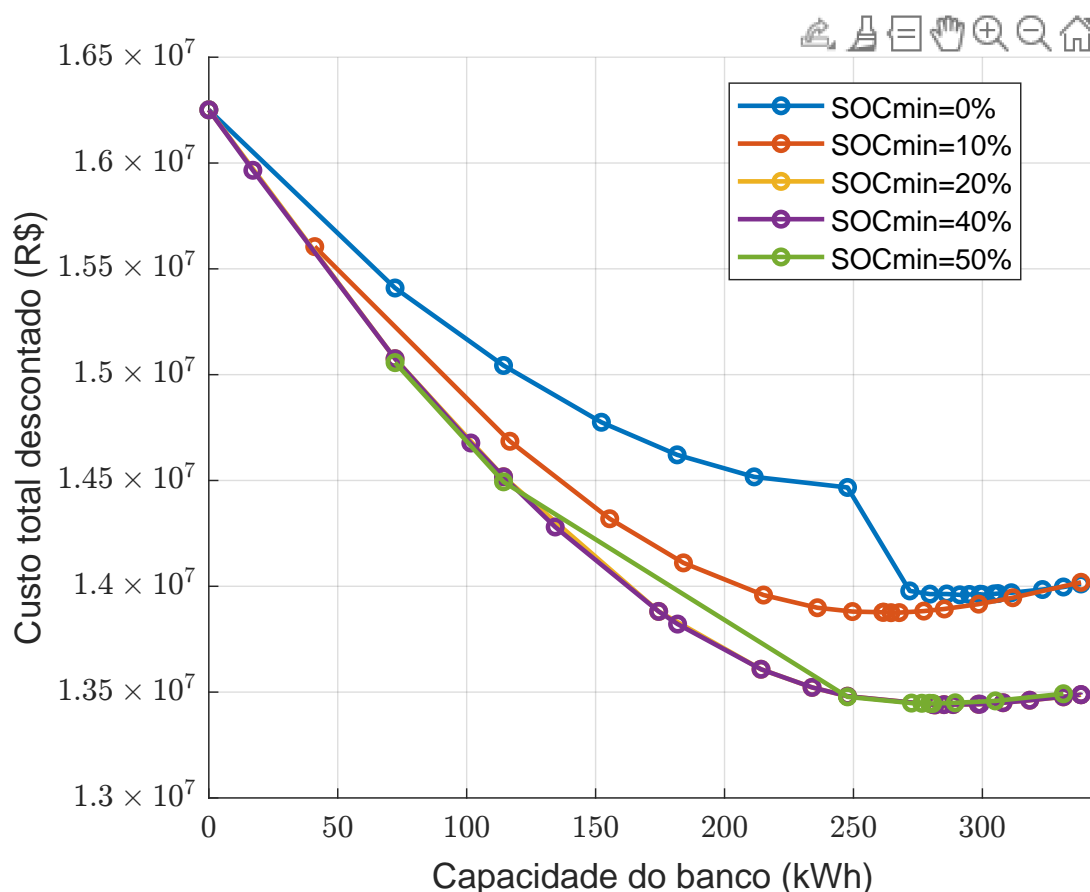


Figura 4.26 – Custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes valores de estado de carga mínimo admissível (SOC_{\min}), com $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa de descarga máxima de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.

de SOC_{\min} conduzem, de forma sistemática, a curvas de custo total deslocadas para cima, refletindo a redução da fração efetivamente utilizável da capacidade nominal do banco. Nessa condição, uma parcela maior da energia armazenada torna-se indisponível para operação, o que reduz a capacidade de absorção da energia regenerativa e limita os benefícios econômicos associados ao sistema de armazenamento.

A elevação do estado de carga mínimo admissível não provoca um deslocamento monotônico do ponto ótimo de dimensionamento em direção a capacidades cada vez maiores, mas altera de forma significativa o mecanismo econômico dominante do problema. Para valores reduzidos de SOC_{\min} , observa-se maior severidade de degradação eletroquímica, resultando em substituições do *pack* ao longo do horizonte de análise e em um ponto ótimo associado a um compromisso entre custo inicial, custo de trocas e aproveitamento da energia regenerativa. À medida que SOC_{\min} é elevado, a degradação acumulada é substancialmente reduzida, levando à eliminação das trocas do *pack* e fazendo com que o custo total descontado passe a ser dominado principalmente pelo custo de operação e pelo investimento inicial. Nesse regime, o ponto ótimo tende a se estabilizar em uma faixa limitada de capacidades, refletindo uma transição de um

problema governado pela vida útil do banco para um problema predominantemente energético e econômico.

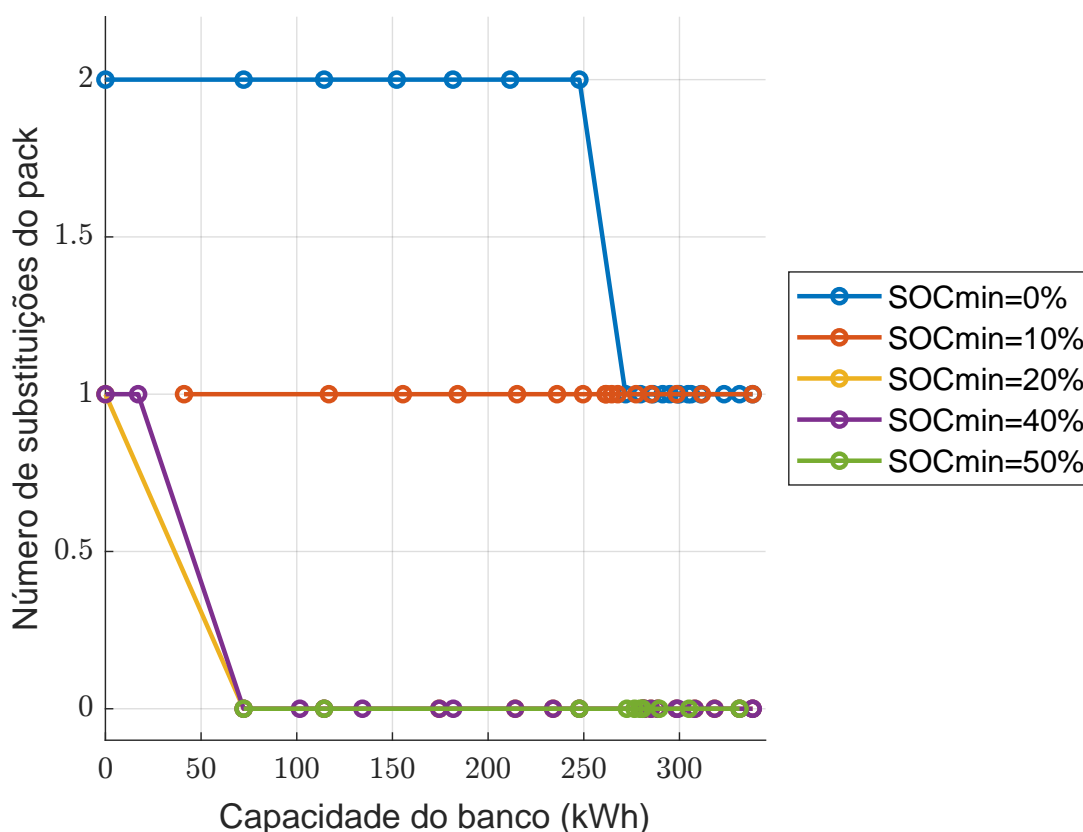


Figura 4.27 – Número de substituições do *pack* de baterias em função da capacidade instalada do banco para o Perfil 1, considerando diferentes valores de estado de carga mínimo admissível (SOC_{\min}), com $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh e taxa máxima de descarga de $4C$.

A influência do estado de carga mínimo admissível torna-se mais evidente ao analisar o número de substituições do *pack* de baterias ao longo do horizonte de simulação, conforme apresentado na Figura 4.27. Observa-se que, para valores reduzidos de SOC_{\min} , especialmente no caso $SOC_{\min} = 0\%$, ocorrem múltiplas substituições do banco para uma ampla faixa de capacidades, evidenciando a maior severidade eletroquímica imposta às células quando a janela operacional é ampliada. Nesses cenários, o sistema opera com maiores profundidades de descarga e correntes mais intensas, acelerando os mecanismos de degradação e antecipando o atingimento do limite de fim de vida do *pack*.

A interpretação dos valores de C_{fade} apresentados na Figura 4.28 deve ser realizada em conjunto com o número de substituições do *pack* de baterias, discutido anteriormente na Figura 4.27. O índice de degradação C_{fade} reportado corresponde ao estado de envelhecimento do *último pack* em operação ao final dos 60 meses de análise, e não à degradação acumulada ao longo de todos os bancos utilizados durante o período.

Observa-se que, para valores reduzidos de SOC_{\min} , particularmente no caso

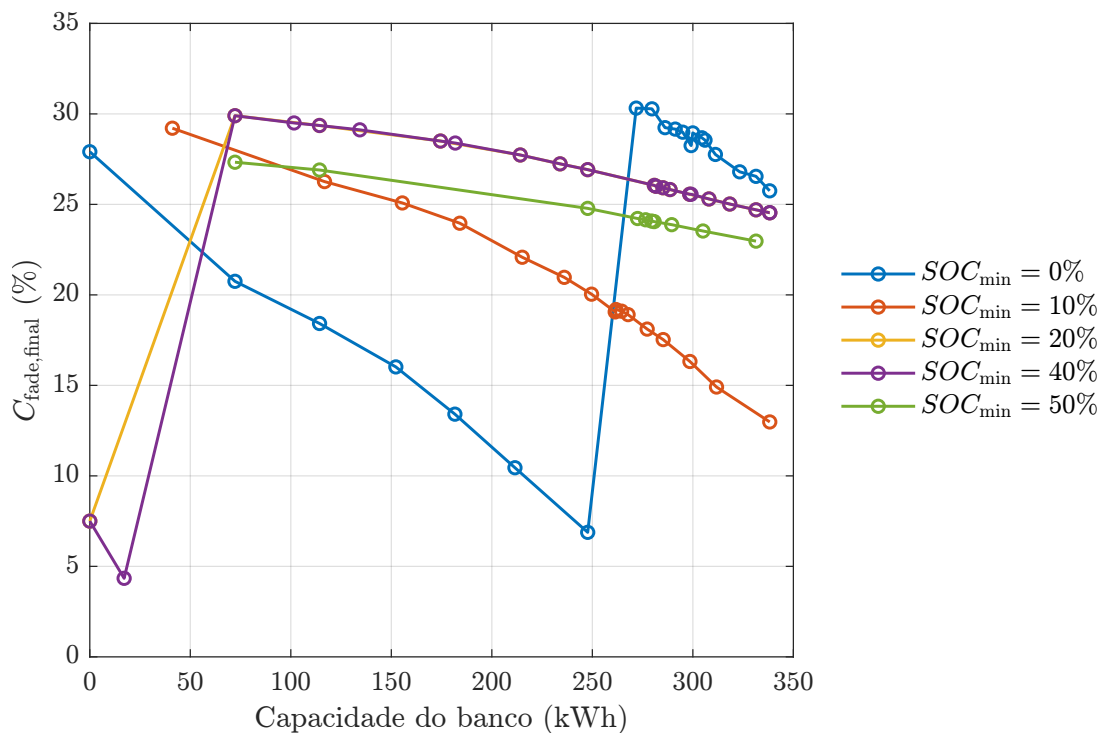


Figura 4.28 – Índice de perda de capacidade acumulada C_{fade} ao final do horizonte de análise em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes valores de estado de carga mínimo admissível (SOC_{min}), com $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh e taxa máxima de descarga de $4C$.

$SOC_{min} = 0\%$, os valores finais de C_{fade} tendem a ser menores em determinadas faixas de capacidade, apesar da operação mais severa do ponto de vista eletroquímico. Esse comportamento não indica menor agressividade do regime operacional, mas sim a ocorrência de substituições do *pack* ao longo do horizonte de análise, conforme evidenciado pelo maior número de trocas. Cada substituição reinicia o estado de degradação do banco, fazendo com que o C_{fade} final reflita apenas a degradação do último conjunto instalado.

Em contrapartida, para valores mais elevados de SOC_{min} , observa-se a eliminação das substituições do *pack* em toda a faixa de capacidades avaliadas. Nesses cenários, o C_{fade} final assume valores mais elevados, pois a degradação acumulada refere-se ao mesmo banco de baterias operando continuamente ao longo dos 60 meses. Esse resultado evidencia que valores mais altos de SOC_{min} atuam como mecanismo de mitigação da severidade operacional, reduzindo a necessidade de trocas, ainda que à custa de uma maior degradação acumulada do *pack* em operação.

A análise conjunta dos resultados obtidos para diferentes valores de estado de carga mínimo admissível evidencia que, a partir de $SOC_{min} = 20\%$, o comportamento econômico e operacional do sistema passa a apresentar elevada similaridade no ponto ótimo de dimensionamento. Para $SOC_{min} = 20\%$, 40% e 50% , observa-se que o custo total descontado mínimo ocorre em capacidades muito próximas, com valores de N_c , número

de substituições do *pack* e índices finais de degradação C_{fade} praticamente equivalentes. Esse resultado indica que, acima desse limiar de estado de carga mínimo, o sistema opera em um regime no qual a severidade eletroquímica é suficientemente mitigada, eliminando a necessidade de substituições ao longo do horizonte de análise e tornando o processo de otimização pouco sensível a incrementos adicionais de SOC_{min} .

Em contraste, para valores reduzidos de SOC_{min} , especialmente no caso $SOC_{\text{min}} = 0\%$, observa-se comportamento significativamente distinto, marcado por maior severidade operacional, ocorrência de substituições do *pack* e maior sensibilidade do custo total descontado à capacidade instalada. Nesses cenários, a liberação de uma faixa operacional mais ampla de estado de carga aumenta a utilização energética do banco, porém impõe correntes mais severas e acelera os mecanismos de degradação, o que se reflete diretamente no número de trocas e na estrutura de custos do sistema. Assim, os resultados indicam que valores de SOC_{min} entre 20% e 50% representam uma região de compromisso adequada entre robustez operacional, vida útil do banco e desempenho econômico, enquanto reduções adicionais abaixo desse intervalo passam a introduzir penalizações relevantes sem ganhos proporcionais no resultado econômico global.

Tabela 4.4 – Resumo dos resultados ótimos obtidos para o Perfil 1 considerando diferentes valores de estado de carga mínimo admissível (SOC_{min}), com $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.

SOC_{min} (%)	Capacidade ótima (kWh)	N_c	Trocas	C_{fade} final (%)
0	≈ 270–300	≈ 33.000–36.000	1–2	28–30
10	≈ 260–270	≈ 31.000–32.000	1	19–20
20	≈ 280–300	≈ 34.000–36.000	0	25–27
40	≈ 280–300	≈ 34.000–36.000	0	25–26
50	≈ 280–300	≈ 34.000–36.000	0	23–25

4.4.9 Influência do estado de carga inicial

Com o objetivo de avaliar a sensibilidade do dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento em baterias em relação ao estado de carga inicial (SOC_i), foram realizados estudos adicionais para o Perfil 1 considerando diferentes valores desse parâmetro. Em todos os cenários analisados, mantiveram-se constantes os demais parâmetros do modelo, incluindo o estado de carga mínimo admissível ($SOC_{\text{min}} = 10\%$), o horizonte de análise de 60 meses, a taxa máxima de descarga limitada a $4C$ e as premissas econômicas do caso base. A variação do SOC_i permite investigar como a condição inicial do banco de baterias influencia o comportamento econômico do sistema ao longo do horizonte de análise, em especial no que se refere ao custo total descontado e à posição do ponto ótimo de dimensionamento.

A influência do estado de carga inicial sobre o desempenho econômico do sistema pode ser analisada a partir da variação do custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias. A Figura 4.29 apresenta essa relação para diferentes valores de SOC_i , evidenciando que, embora o formato geral das curvas permaneça semelhante, a posição do ponto de mínimo e o nível absoluto do custo total sofrem alterações em função da condição inicial do banco. Esse resultado indica que o SOC_i atua como um parâmetro de ajuste fino no processo de otimização, influenciando principalmente os regimes iniciais de operação do sistema e a severidade dos primeiros ciclos impostos às células.

A análise da sensibilidade do sistema em relação ao estado de carga inicial indica que o SOC_i exerce influência limitada sobre o posicionamento do ponto ótimo de dimensionamento do banco de baterias. Para os valores de SOC_i analisados, observa-se que as curvas de custo total descontado mantêm formato semelhante e apresentam mínimos localizados em faixas de capacidade próximas entre si. Esse comportamento sugere que, embora o estado de carga inicial afete as condições transitórias de operação nos instantes iniciais da simulação, seu impacto sobre o balanço econômico global ao longo do horizonte de 60 meses é reduzido. Assim, o dimensionamento ótimo do sistema mostra-se predominantemente governado pelas características energéticas do perfil operacional e pelos parâmetros estruturais do banco, e não pela condição inicial de carga.

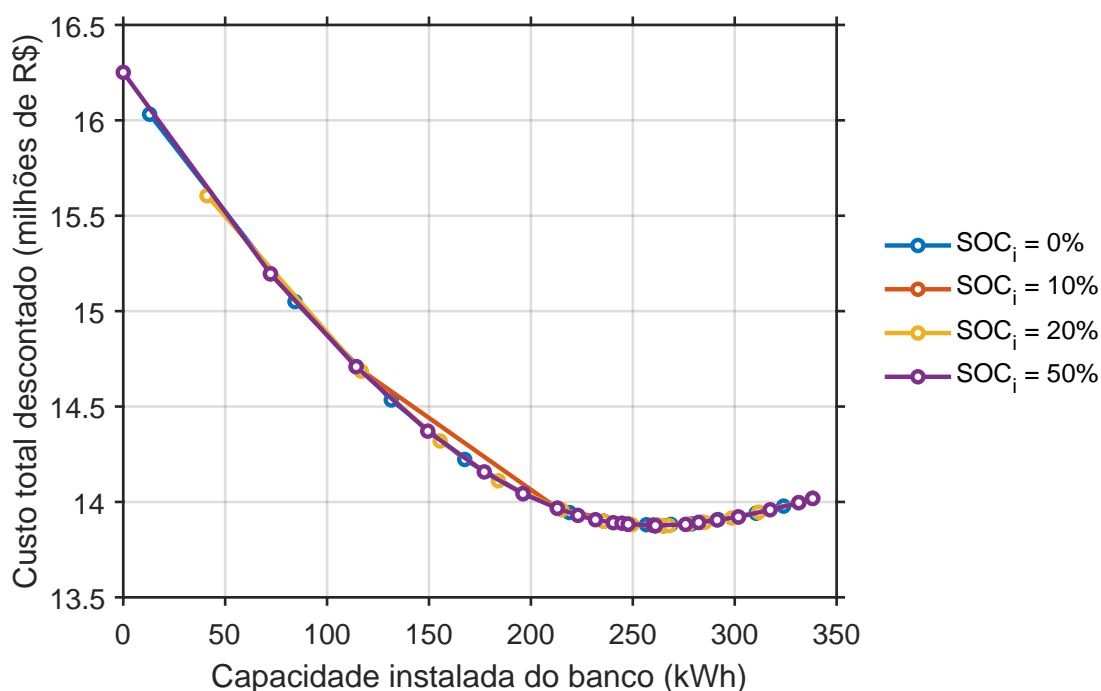


Figura 4.29 – Custo total descontado em função da capacidade instalada do banco de baterias para o Perfil 1, considerando diferentes valores de estado de carga inicial (SOC_i), com $SOC_{\min} = 10\%$, taxa de descarga máxima de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.

A Figura 4.29 reforça essa conclusão ao mostrar que as diferenças entre os

cenários de SOC_i se concentram principalmente nos trechos iniciais das curvas, associados a capacidades reduzidas do banco. Nessas regiões, o estado de carga inicial pode influenciar momentaneamente a severidade das correntes e a disponibilidade imediata para absorção de energia regenerativa, refletindo-se em pequenas variações no custo total descontado. Contudo, à medida que a capacidade instalada aumenta, essas diferenças tornam-se progressivamente menos relevantes, e as curvas convergem para um comportamento praticamente coincidente na vizinhança do ponto ótimo. Esse resultado evidencia que, ao longo do horizonte de análise de 60 meses, o efeito transitório do SOC_i é diluído pelo regime cíclico de operação do caminhão, fazendo com que a condição inicial de carga tenha impacto marginal sobre a solução ótima de dimensionamento.

Em síntese, os resultados indicam que o estado de carga inicial exerce influência limitada sobre o dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento em baterias para o Perfil 1. Embora variações em SOC_i possam afetar pontualmente o custo total descontado em regiões associadas a bancos de menor capacidade, sua influência sobre a posição do ponto ótimo é praticamente desprezível dentro do horizonte de análise considerado. Esse comportamento decorre do caráter transitório da condição inicial, que perde relevância frente ao regime cíclico imposto pelo perfil operacional ao longo dos 60 meses de simulação. Assim, do ponto de vista do processo de otimização, o SOC_i pode ser tratado como um parâmetro secundário, desde que escolhido dentro de uma faixa operacional plausível, sem comprometer a robustez da solução ótima obtida.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo desenvolver e aplicar uma metodologia integrada para o dimensionamento econômico de sistemas de armazenamento em baterias aplicados a caminhões fora de estrada, considerando simultaneamente a dinâmica eletroenergética do sistema, os mecanismos de degradação eletroquímica e os principais fatores econômicos associados à operação ao longo do tempo. Para isso, foi proposto um modelo dinâmico capaz de reproduzir a evolução do estado de carga, a recuperação de energia regenerativa e a perda de capacidade das células, permitindo avaliar de forma consistente o impacto do dimensionamento do banco de baterias sobre o custo total descontado em diferentes cenários operacionais.

A metodologia foi aplicada a perfis operacionais reais de minas brasileiras, representando distintos ciclos de missão e condições topográficas. A consistência do modelo foi previamente verificada por meio de ensaios com perfis sintéticos, os quais demonstraram concordância entre os resultados numéricos e as formulações analíticas adotadas tanto para a estimação do estado de carga quanto para os mecanismos de degradação cíclica e de calendário, assegurando que os resultados econômicos obtidos decorrem do comportamento físico do sistema e não de inconsistências de implementação.

Os resultados da otimização evidenciaram que o potencial regenerativo do perfil operacional exerce papel determinante no dimensionamento econômico do banco de baterias. Para o Perfil 1, caracterizado por menor potencial de recuperação energética, observou-se um ponto ótimo interno bem definido, resultando em uma redução de 14,62% no custo total descontado ao longo de 60 meses em comparação ao cenário exclusivamente a diesel. Já para o Perfil 2, com elevado potencial regenerativo, a redução atingiu 54,39%, mesmo com a ocorrência de três substituições do banco de baterias no horizonte analisado. O Perfil 3 apresentou redução intermediária de 30,11%, com duas substituições ao longo do período considerado. Esses resultados demonstram que o ganho econômico associado à recuperação de energia pode superar significativamente os custos adicionais de investimento e substituição, dependendo das características energéticas da operação.

A análise da decomposição dos termos econômicos confirmou que o custo de operação representa a principal parcela do balanço financeiro em todos os cenários avaliados, enquanto os benefícios associados à energia regenerativa tornam-se progressivamente mais relevantes em perfis com maior potencial de recuperação. Observou-se ainda que os valores ótimos de capacidade instalada variaram entre aproximadamente 264 kWh e 338 kWh, evidenciando que o dimensionamento ótimo não é universal, mas fortemente dependente da dinâmica de potência específica de cada

mina.

Do ponto de vista metodológico, o trabalho contribui ao integrar um modelo dinâmico de bateria com mecanismos explícitos de degradação cíclica e de calendário a uma formulação econômica baseada em custo total descontado, resolvida por meio de otimização bayesiana. Essa abordagem permitiu capturar de forma consistente o compromisso entre desempenho energético, envelhecimento e viabilidade econômica em aplicações de alta potência e elevada variabilidade de carga.

Como trabalhos futuros, destaca-se a investigação da integração de sistemas híbridos de armazenamento, combinando baterias e supercapacitores. A inclusão de supercapacitores pode permitir a absorção de picos de potência regenerativa e de demanda transitória, reduzindo a solicitação dinâmica sobre as células de bateria e, conseqüentemente, mitigando a degradação cíclica associada a altas correntes. Essa abordagem pode ampliar a vida útil do sistema e melhorar o desempenho econômico em perfis operacionais com elevada variabilidade de potência.

Adicionalmente, recomenda-se a incorporação de modelos térmicos acoplados à degradação eletroquímica e a realização de análises de sensibilidade estocásticas considerando incertezas no preço do diesel e no custo das baterias. A extensão da metodologia para formulações multiobjetivo que incluam emissões de CO₂ e confiabilidade operacional também pode ampliar o suporte à tomada de decisão em processos de eletrificação de frotas de mineração.

Conclui-se, portanto, que a metodologia proposta fornece um arcabouço consistente, fisicamente interpretável e aplicável a dados reais de operação para o dimensionamento econômico de sistemas de armazenamento em baterias aplicados a caminhões fora de estrada, evidenciando que a viabilidade da eletrificação parcial é fortemente dependente do perfil energético específico da mina.

REFERÊNCIAS

- ABB. **The Electric Mine 2024 Report**. 2024. Relatório Técnico. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/f6ce6f0c949348c38addfd936ba1899d/The+Electric+Mine+2024+report.pdf?x-sign=0QeRLHuZyoStDqkgWcHLnFn8BkM9KwSp1NSW2HyDqbWlieyo6YL6%2Fet01t8NkTvi>.
- AGENCY, I. E. **Global EV Outlook 2024: Outlook for Emissions Reductions**. 2024. Relatório Anual. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>.
- AGENCY, I. E. **Global EV Outlook 2025: Trends in Heavy-Duty Electric Vehicles**. 2025. Relatório Anual. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025>.
- ALMADANI, M. *et al.* Comparison of battery chemistries for electric vehicle applications. In: **5th African International Conference on Industrial Engineering and Operations Management**. [S.l.: s.n.], 2024. p. 23–25.
- AMZALLAG, C. *et al.* Standardization of the rainflow counting method for fatigue analysis. **International journal of fatigue**, Elsevier, v. 16, n. 4, p. 287–293, 1994.
- BROUSSELY, M. *et al.* Main aging mechanisms in li ion batteries. **Journal of power sources**, Elsevier, v. 146, n. 1-2, p. 90–96, 2005.
- CAI, W. *et al.* Long downhill braking and energy recovery of pure electric vehicles. **World Electric Vehicle Journal**, MDPI, v. 15, n. 2, p. 123–135, 2024.
- Caterpillar Inc. **794 AC Large Mining Truck**. [S.l.], 2016. <https://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/C10861635>, Último acesso em 2024-04-04.
- CONSORTIUM, E. M. **Decarbonisation Roadmap**. 2024. White Paper. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://www.electricmine.com/wp-content/uploads/2024/07/Electric-Mine-Consortium-Decarbonisation-Roadmap-1.pdf>.
- CUNANAN, C. *et al.* A review of heavy-duty vehicle powertrain technologies: Diesel engine vehicles, battery electric vehicles, and hydrogen fuel cell electric vehicles. **Clean Technologies**, MDPI, v. 3, n. 2, p. 474–489, 2021.
- DELL, T. **Heavy Equipment Power Trains and Systems**. [S.l.]: Goodheart-Willcox, 2018.
- DENG, L. **Powertrain Layout and Component Design with Topology Optimization for an Electric Truck**. 2025. Tese (Doutorado) — University of Victoria, 2025.
- EKBLAD, J.; VIBERUD, L. Dynamic material flow analysis for battery cell circularity in mining equipment. 2023.
- FENG, Y.; DONG, Z. Integrated design and control optimization of fuel cell hybrid mining truck with minimized lifecycle cost. **Applied Energy**, v. 270, p. 115164, 2020. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920306760>.

FENG, Y.; DONG, Z. Optimal energy management strategy of fuel-cell battery hybrid electric mining truck to achieve minimum lifecycle operation costs. **International Journal of Energy Research**, Wiley Online Library, v. 44, n. 13, p. 10797–10808, 2020.

FENG, Y.; DONG, Z. Optimal energy management with balanced fuel economy and battery life for large hybrid electric mining truck. **Journal of Power Sources**, Elsevier, v. 454, p. 227948, 2020.

FENG, Y. *et al.* Performance modeling and cost-benefit analysis of hybrid electric mining trucks. In: IEEE. **2016 12th IEEE/ASME International Conference on Mechatronic and Embedded Systems and Applications (MESA)**. [S.l.], 2016. p. 1–6.

FRIES, M.; KRUTTSCHNITT, M.; LIENKAMP, M. Multi-objective optimization of a long-haul truck hybrid operational strategy and a predictive powertrain control system. In: IEEE. **2017 Twelfth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)**. [S.l.], 2017. p. 1–7.

GAO, Z. *et al.* Exploring fuel-saving potential of long-haul truck hybridization. **Transportation Research Record**, SAGE Publications Sage CA: Los Angeles, CA, v. 2502, n. 1, p. 99–107, 2015.

GHAEMINEZHAD, N. *et al.* Review on soc estimation techniques of li-ion batteries. **Energy Reports**, Elsevier, v. 9, p. 1230–1245, 2023.

GINO AG Elektrotechnische Fabrik. **High power resistors for transportation systems**. 2021. https://www.gino-ag.com/wp-content/uploads/GINO_traction_resistors.pdf, Último acesso em 2024-04-04.

GROOT, J. **State-of-health estimation of li-ion batteries: Cycle life test methods**. [S.l.]: Chalmers Tekniska Hogskola (Sweden), 2012.

HEIL, T.; JOSSEN, A. Continuous approximation of the zarc element with passive components. **Measurement Science and Technology**, IOP Publishing, v. 32, n. 10, p. 104011, 2021.

HOUACHE, M. S. *et al.* On the current and future outlook of battery chemistries for electric vehicles—mini review. **Batteries**, MDPI, v. 8, n. 7, p. 70, 2022.

HU, B.; IOANNOU, P. A. Survey of electric truck technologies and infrastructure support. **IEEE Intelligent Transportation Systems Magazine**, p. 2–20, 2025.

HUIN, X. *et al.* Total cost of ownership optimization of a plug-in hybrid electric truck operating on a regional haul cycle. **IFAC-PapersOnLine**, Elsevier, v. 54, n. 10, p. 284–289, 2021.

IBRAM. **Mineração em Números 2023**. 2024. Instituto Brasileiro de Mineração. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://ibram.org.br/mineracao-em-numeros/>.

IBRAM. **Desempenho da Mineração em 2024**. 2025. Instituto Brasileiro de Mineração. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: https://ibram.org.br/noticia/desempenho_da_mineracao_2024/.

INC., C. **First Battery Electric 793 Demonstration.**

2022. Press Release. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://www.caterpillar.com/en/news/corporate-press-releases/h/caterpillar-successfully-demonstrates-first-battery-electric-large-mining-truck.html>.

INC., C. **Cat 793 XE Early Learner Trucks Begin Testing.**

2024. Portal de Notícias. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: https://www.cat.com/en_US/by-industry/mining/minexpo2024/news/press-releases/cat-793-xe-early-learner-battery-electric-trucks-begin-testing-and-validation-at-global-customer-site.html.

INSTITUTE, R. M. **Pulling the Weight of Heavy Truck Decarbonization.** 2019.

Relatório Técnico. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://rmi.org/insight/pulling-the-weight/>.

International Energy Association - IEA. **Global EV Outlook 2022.** 2022.

<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>, Último acesso em 2024-03-31.

Komatsu Ltd. **730E Komatsu Electric Drive Truck.** 2001. <https://www.komatsu.com.br/uploads/produtos/catalogo/3bf6ec73af.pdf>, Último acesso em 2024-04-04.

LEE, J.; NAM, O.; CHO, B. Li-ion battery soc estimation method based on the reduced order extended kalman filtering. **Journal of power sources**, Elsevier, v. 174, n. 1, p. 9–15, 2007.

LEGGE, H. *et al.* **Creating the zero-carbon mine.** 2021. <https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/creating-the-zero-carbon-mine>, Último acesso em 2024-03-31.

LOGAN, K. G. *et al.* Uk and china: Will electric vehicle integration meet paris agreement targets? **Transportation Research Interdisciplinary Perspectives**, v. 8, p. 100245, 2020. ISSN 2590-1982. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590198220301561>.

LÓPEZ-VILLANUEVA, J. A. *et al.* A compact model of the zarc for circuit simulators in the frequency and time domains. **AEU-International Journal of Electronics and Communications**, Elsevier, v. 153, p. 154293, 2022.

LTD., K. **Autonomous trolley milestone with battery-ready truck.** 2025. Press Release. Acesso em: 16 ago. 2025.

Disponível em: <https://www.komatsu.com/en-us/newsroom/2025/komatsu-achieves-autonomous-trolley-milestone-with-battery-ready-electric-drive-truck>.

MAZUMDAR, J. All electric operation of ultraclass mining haul trucks. In: IEEE. **2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting**. [S.l.], 2013. p. 1–5.

MEI, J.; CHENG, E. K. W.; FONG, Y. C. Lithium-titanate battery (lto): A better choice for high current equipment. In: **2016 International Symposium on Electrical Engineering (ISEE)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4.

NG, K. S. *et al.* Enhanced coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries. **Applied energy**, Elsevier, v. 86, n. 9, p. 1506–1511, 2009.

OUYANG, D.; ZHOU, S.; OU, X. The total cost of electric vehicle ownership: A consumer-oriented study of china's post-subsidy era. **Energy Policy**, v. 149, p. 112023, 2021. ISSN 0301-4215. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520307345>.

PINTO, J. H. D. G. *et al.* Optimum design of mmc-based es-statcom systems: The role of the submodule reference voltage. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 57, n. 3, p. 3064–3076, 2020.

PLETT, G. L. Kalman-filter soc estimation for lipb hev cells. In: **Proceedings of the 19th International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium & Exhibition (EVS19)**. [S.l.: s.n.], 2002. p. 527–538.

RAFI, M. A. H. *et al.* Investigation of fast charging and battery swapping options for electric haul trucks in underground mines. In: IEEE. **2020 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC)**. [S.l.], 2020. p. 1081–1087.

REUTERS. **Rio Tinto e BHP: testes com caminhões elétricos no Pilbara**. 2024. Agência de notícias. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://www.reuters.com/technology/rio-tinto-bhp-collaborate-electric-haul-truck-trials-pilbara-2024-05-27/>.

REUTERS. **Vale, Komatsu e Cummins: caminhões dual-fuel etanol/diesel**. 2024. Agência de notícias. Acesso em: 16 ago. 2025. Disponível em: <https://www.reuters.com/sustainability/brazilian-miner-vale-partners-with-komatsu-cummins-develop-low-emission-trucks-2024-07-11/>.

RICHTER, T. *et al.* **Advanced hybrid propulsion and energy management system for high efficiency, off highway, 240 ton class, diesel electric haul trucks**. [S.l.], 2008.

RIVERA, S. *et al.* Electric vehicle charging infrastructure: From grid to battery. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 15, n. 2, p. 37–51, 2021.

SABATA, J. *et al.* Incentivizing electric vehicle adoption through state and federal policies: Reviewing influential policies. **IEEE Electrification Magazine**, v. 11, n. 2, p. 12–23, 2023.

SABER, T.; SOARES, G. M.; ALMEIDA, P. S. Integração de supercapacitores ao sistema de armazenamento em bancos de baterias para aplicações híbridas de mineração. In: **XVII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente**. Juiz de Fora, Brasil: [s.n.], 2025. p. 1–6.

SAFARI, M. *et al.* Life-prediction methods for lithium-ion batteries derived from a fatigue approach: I. introduction: Capacity-loss prediction based on damage accumulation. **Journal of The Electrochemical Society**, IOP Publishing, v. 157, n. 6, p. A713, 2010.

STROE, D. I. Lifetime models for lithium-ion batteries used in virtual power plant applications. 2014.

STROE, D.-I. *et al.* Short term energy storage for grid support in wind power applications. In: IEEE. **2012 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)**. [S.l.], 2012. p. 1012–1021.

- STROE, D.-I. *et al.* Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of lithium-ion batteries used in augmented wind power plants. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 50, n. 6, p. 4006–4017, 2014.
- SWIERCZYNSKI, M.; TEODORESCU, R.; CORTÉS, P. R. Lifetime investigations of a lithium iron phosphate (lfp) battery system connected to a wind turbine for forecast improvement and output power gradient reduction. In: **Battcon Archive Papers**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 20–1.
- The Parker Bay Company. **Mining Trucks**. 2024. <https://parkerbaymining.com/mining-equipment/mining-trucks>, Último acesso em 2024-04-04.
- TRAVASSOS, F. C.; SOARES, G. M.; CUPERTINO, A. F. Sistema de armazenamento de energia para reaproveitamento energético em um caminhão fora de estrada para mineração. In: **XXIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA)**. Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil: Sociedade Brasileira de Automática, 2024. p. 1–6.
- VETTER, J. *et al.* Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. **Journal of power sources**, Elsevier, v. 147, n. 1-2, p. 269–281, 2005.
- WANG, C. *et al.* A novel hybrid machine learning coulomb counting technique for state of charge estimation of lithium-ion batteries. **Journal of Energy Storage**, Elsevier, v. 63, p. 107081, 2023.
- XING, Y. *et al.* State of charge estimation of lithium-ion batteries using the open-circuit voltage at various ambient temperatures. **Applied energy**, Elsevier, v. 113, p. 106–115, 2014.
- ZHANG, S. *et al.* A data-driven coulomb counting method for state of charge calibration and estimation of lithium-ion battery. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 40, p. 100752, 2020.
- ZHAO, F. *et al.* A review of lithium-ion battery state of charge estimation. **World Electric Vehicle Journal**, MDPI, v. 15, n. 3, p. 200–220, 2024. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2032-6653/15/4/131>.

6 Apêndice I - Tabelas de Resultados

Tabela 6.1 – Resultados da varredura paramétrica — Perfil 1 (caso base: custo do diesel = 2 R\$/kWh).

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER não desc. (R\$)	VRB (R\$)	Custo op. (R\$)	Custo inicial (R\$)	Custo trocas (R\$)	Trocas	Custo total (R\$)	Custo total desc. (R\$)	C_{fade}	T_{ret} (meses)	N_c
41,085	786347	1088743,65	1077,9	16251471,72	82170	56631,4	1	16390273,12	15605004,02	29,21	60	4980
116,7705	1969708,79	2735232,99	14486,11	16251471,72	233541	155436,1	1	16640448,82	14685226,13	26,26	60	14154
155,47125	2473197,55	3438918,62	25384,03	16251471,72	310942,5	204558,29	1	16766972,51	14319158,99	25,08	60	18845
184,074	2785303,1	3876911,67	36899,96	16251471,72	368148	239390,93	1	16859010,65	14110607,52	23,96	60	22312
215,127	3053029,97	4254987,05	56556,62	16251471,72	430254	273342,19	1	16955067,91	13958594,56	22,08	60	26076
236,016	3192064,66	4451305,29	70732,93	16251471,72	472032	296415,86	1	17019919,59	13898587,86	20,97	60	28608
249,60375	3262412,91	4551010,7	82512,55	16251471,72	499207,5	309855,6	1	17060534,82	13880634,46	20,04	60	30255
261,36825	3312549,84	4621598,98	94872,08	16251471,72	522736,5	320707,65	1	17094915,88	13877238,12	19,06	60	31681
261,74775	3312254,28	4621601,8	93857,46	16251471,72	523495,5	321173,31	1	17096140,54	13877743,72	19,19	60	31727
264,5461	3325530,2	4640283,77	95651,78	16251471,72	529122	324625,27	1	17105218,99	13875340,57	19,1	60	32068
267,77025	3338370,35	4658413,96	98480,58	16251471,72	535540,5	328563,12	1	17115575,35	13875685,58	18,91	60	32457
277,27425	3368852,09	4701619,26	109405,16	16251471,72	554548,5	336290,26	1	17142310,48	13882863,55	18,11	60	33609
285,2355	3389042,91	4729966,61	117981,53	16251471,72	570471	341945,25	1	17163887,97	13892826,59	17,53	60	34574
298,54275	3422066,92	4776820,97	135468,95	16251471,72	597085,5	353759,23	1	17202316,45	13915718,48	16,32	60	36187
311,7675	3446073,82	4810213,42	156096,86	16251471,72	623535	360934,66	1	17235941,38	13945964,42	14,91	60	37790
338,25	3482681,7	4862217,99	190936,87	16251471,72	676500	382588,62	1	17310560,35	14018815,51	12,98	60	41000

Tabela 6.2 – Resultados da varredura paramétrica — Perfil 2 (caso base: custo do diesel = 2 R\$/kWh).

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER não desc. (R\$)	VRB (R\$)	Custo op. (R\$)	Custo inicial (R\$)	Custo trocas (R\$)	Trocas	Custo total (R\$)	Custo total desc. (R\$)	C_{fade}	T_{ret} (meses)	N_c	VPL (R\$)
0,00825	535,38	746,86	2,12	22405634,35	16,5	80,05	7	22405730,9	22405197,63	22,26	60	1	440,95
34,55925	2094746,87	2914908,74	188,99	22405634,35	69118,5	195130,04	4	22669882,89	20574947,03	30,16	60	4189	1830687,32
37,983	2289543,98	3186057,63	110,86	22405634,35	75966	214461,38	4	22696061,72	20406406,88	30,09	60	4604	1999227,46
46,52175	2755890,3	3839817,71	6503,22	22405634,35	93043,5	258672,91	4	22757350,75	20007963,67	25,79	60	5639	2410677,11
48,7575	2872063,82	4005222,41	9374,31	22405634,35	97515	267969,01	4	22771118,36	19908428,85	24,2	60	5910	2515954,12
97,14375	5374354,79	7496233,92	21327,59	22405634,35	194287,5	533897,65	4	23133819,5	17780792,3	23,38	60	11775	4667497,23
127,55325	6700826,42	9430713,12	59571,46	22405634,35	255106,5	682480,18	4	23343221,03	16641966,08	15,92	60	15461	5882811,2
156,717	8039039,96	11214851,54	74946,91	22405634,35	313434	838522,32	4	23557590,66	15593497,61	15,58	60	18996	6962030,55
188,09175	9210383,81	12814043,12	4440,23	22405634,35	376183,5	794900,54	3	23576718,39	14361894,35	30,71	60	22799	8043740
201,06075	9719926,99	13525100,22	2564,48	22405634,35	402121,5	849709,25	3	23657465,1	13934973,62	30,38	60	24371	8470660,72
207,4545	9903847,38	13864975,7	1822,26	22405634,35	414909	876730,08	3	23697273,43	13731603,78	30,26	60	25146	8674030,56
229,8285	10773520,45	15015080,42	25960,46	22405634,35	459657	950270,77	3	23815562,12	13068002,14	26,6	60	27858	9389553,14
245,7015	11355392,53	15826598,54	29207,06	22405634,35	491403	1015900,79	3	23912938,13	12586752,66	26,42	60	29782	9877295,8
261,2445	11918288,7	16611969,72	32786,45	22405634,35	522489	1080166,35	3	24008289,7	12122787,45	26,22	60	31666	10348419,8
274,43625	12376259,31	17251293,22	35878,77	22405634,35	548872,5	1134710,22	3	24089217,06	11748836,53	26,06	60	33265	10728555,36
295,977	13104324,98	18268850,36	40859,31	22405634,35	591954	1223774,65	3	24221362,99	11157897,32	25,84	60	35876	11329455,64
314,64675	13637825,83	19027926,64	83833,9	22405634,35	629293,5	1272933,41	3	24307861,25	10753869,33	21,97	60	38139	11819432,82
326,72475	13998097,34	19532488,42	88457,59	22405634,35	653449,5	1321796,11	3	24380879,95	10471240,21	21,84	60	39603	12111309,32
334,62	14284827,6	19850519,56	91683,35	22405634,35	669240	1353737,09	3	24428611,44	10295467,19	21,74	60	40560	12293533,86
338,25	14322921,93	19987684,5	93090,27	22405634,35	676500	1368422,6	3	24450556,95	10220725,29	21,7	60	41000	12371089,6

Tabela 6.3 – Resultados da varredura paramétrica — Perfil 3 (caso base: custo do diesel = 2 R\$/kWh).

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER não desc. (R\$)	VRB (R\$)	Custo op. (R\$)	Custo inicial (R\$)	Custo trocas (R\$)	Trocas	Custo total (R\$)	Custo total desc. (R\$)	C_{fade}	T_{ret} (meses)	N_c
0,00825	318,81	443,82	0,3	24291745,01	16,5	57,63	5	24291819,14	24291500,63	28,91	60	1
31,06125	1046893,06	1457454,35	19021,7	24291745,01	62122,5	120335,68	3	24474203,19	23446331,83	11,54	60	3765
72,22875	2281065,12	3164109,8	0	24291745,01	144457,5	202813,73	2	24639016,24	22356379,82	30,66	60	8755
114,2955	3496029,54	4851483,44	0	24291745,01	228591	320934,49	2	24841270,5	21344508,69	30,19	60	13854
179,36325	5285498,57	7346315,21	11846,22	24291745,01	358726,5	495270,93	2	25145742,44	19872090,09	28,01	60	21741
210,507	6113274,21	8501227,15	15900,12	24291745,01	421014	581267,33	2	25294026,34	19196652,25	27,72	60	25516
247,68975	7011785,64	9762684,52	35678,1	24291745,01	495379,5	672595,55	2	25459720,06	18483612,53	25,66	60	30023
251,48475	7097354,07	9881759,13	36278,09	24291745,01	502969,5	682900,78	2	25477615,3	18416539,32	25,65	60	30483
282,90075	7818776,44	10888552,98	44222,46	24291745,01	565801,5	768210,18	2	25625756,69	17851202,71	25,29	60	34291
284,691	7861540,99	10947878,39	44646,52	24291745,01	569382	773071,56	2	25634198,57	17817304,1	25,27	60	34508
303,32775	8240945,39	11484151,88	67391,17	24291745,01	606655,5	810044,99	2	25708445,5	17534891,28	23,3	60	36767
331,41075	8836621,68	12315766,76	76710,56	24291745,01	662821,5	885041,4	2	25839607,91	17079696,8	23,02	60	40171
338,12625	8970512,85	12502818,36	79023,57	24291745,01	676252,5	902975,33	2	25870972,84	16979483,56	22,96	60	40985
338,20875	8971458,77	12504280,3	78969,37	24291745,01	676417,5	903195,65	2	25871358,16	16978868,75	22,96	60	40995
338,217	8971438,66	12504069,7	79057,84	24291745,01	676434	903217,68	2	25871396,69	16979015,87	22,95	60	40996
338,22525	8972382,76	12505160,89	79058,43	24291745,01	676450,5	903239,71	2	25871435,22	16978110,9	22,95	60	40997
338,24175	8973184,23	12506501,77	79174,55	24291745,01	676483,5	903283,77	2	25871512,28	16977502,6	22,94	60	40999
338,25	8973653,64	12507244,66	79069,98	24291745,01	676500	903305,8	2	25871550,82	16976967,16	22,95	60	41000

Tabela 6.4 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando custo da energia igual a 1 R\$/kWh.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER _{nd} (R\$)	VRB (R\$)	C _{op} (R\$)	C _{init} (R\$)	C _{troc} (R\$)	Trocas	C _{total} (R\$)	C _{total,desc} (R\$)	C _{fade} (%)	T _{ret} (meses)	N _c
0,0495	557,35	774,16	31,8	8125735,86	99	121,67	2	8125956,53	8125430,97	10,64	60	6
41,085	393173,5	544371,82	1077,9	8125735,86	82170	56631,4	1	8264537,26	7872441,66	29,21	60	4980
116,7705	984854,4	1367616,49	14486,11	8125735,86	233541	155436,1	1	8514712,96	7544344,67	26,26	60	14154
184,074	1392651,55	1938455,83	36899,96	8125735,86	368148	239390,93	1	8733274,79	7377523,21	23,96	60	22312
211,10925	1511929,76	2106572,94	50423,3	8125735,86	422218,5	271375,58	1	8819329,94	7357823,47	22,8	60	25589
277,27425	1684426,04	2350809,63	109405,16	8125735,86	554548,5	336290,26	1	9016574,62	7441553,74	18,11	60	33609
338,25	1741340,85	2431108,99	190936,87	8125735,86	676500	382588,62	1	9184824,48	7634420,5	12,98	60	41000

Tabela 6.5 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando custo da energia igual a 4 R\$/kWh.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER _{nd} (R\$)	VRB (R\$)	C _{op} (R\$)	C _{init} (R\$)	C _{troc} (R\$)	Trocas	C _{total} (R\$)	C _{total,desc} (R\$)	C _{fade} (%)	T _{ret} (meses)	N _c
17,31675	696163,98	962514,97	0	32502943,44	34633,5	24148,61	1	32561725,55	31865344,42	30,38	60	2099
124,69875	4159101,93	5776802,33	16033,7	32502943,44	249397,5	165989,59	1	32918330,53	28775262,3	26,12	60	15115
195,68175	5785743	8057550,26	44442,86	32502943,44	391363,5	251543,92	1	33145850,86	27404550,72	23,15	60	23719
259,60275	6612618,02	9225643,79	93427,76	32502943,44	519205,5	318541,33	1	33340690,27	26821500,01	19,15	60	31467
338,2335	6965062,55	9723909,79	190999,12	32502943,44	676467	382569,96	1	33561980,4	26787916,98	12,98	60	40998

Tabela 6.6 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 no caso base, considerando taxa máxima de descarga igual a 4C.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER _{não desc.} (R\$)	VRB (R\$)	Custo _{op} (R\$)	Custo _{ini} (R\$)	Custo _{troc} (R\$)	Trocas	Custo _{total} (R\$)	Custo _{total, desc.} (R\$)	C _{fade}	T _{retorno} (meses)	N _c
41,085	786347	1088743,65	1077,9	16251471,72	82170	56631,4	1	16390273,12	15605004,02	29,21	60	4980
116,7705	1969708,79	2735232,99	14486,11	16251471,72	233541	155436,1	1	16640448,82	14685226,13	26,26	60	14154
155,47125	2473197,55	3438918,62	25384,03	16251471,72	310942,5	204558,29	1	16766972,51	14319158,99	25,08	60	18845
184,074	2785303,1	3876911,67	36899,96	16251471,72	368148	239390,93	1	16859010,65	14110607,52	23,96	60	22312
215,127	3053029,97	4254987,05	50556,62	16251471,72	430254	273342,19	1	16955067,91	13958594,56	22,08	60	26076
236,016	3192064,66	4451305,29	70732,93	16251471,72	472032	296415,86	1	17019919,59	13898587,86	20,97	60	28608
249,60375	3262412,91	4551010,7	82512,55	16251471,72	499207,5	309855,6	1	17060534,82	13880634,46	20,04	60	30255
261,36825	3312549,48	4621598,98	94872,08	16251471,72	522736,5	320707,65	1	17094915,88	13877238,12	19,06	60	31681
261,74775	3312254,28	4621601,8	93857,46	16251471,72	523495,5	321173,31	1	17096140,54	13877743,72	19,19	60	31727
264,561	3325530,2	4640283,77	95651,78	16251471,72	529122	324625,27	1	17105218,99	13875340,57	19,1	60	32068
267,77025	3338370,35	4658413,96	98480,58	16251471,72	535540,5	328563,12	1	17115575,35	13875685,58	18,91	60	32457
277,27425	3368852,09	4701619,26	109405,16	16251471,72	554548,5	336290,26	1	17142310,48	13882863,55	18,11	60	33609
285,2355	3389042,91	4729966,61	117981,53	16251471,72	570471	341945,25	1	17163887,97	13892826,59	17,53	60	34574
298,54275	3422066,92	4776820,97	135468,95	16251471,72	597085,5	353759,23	1	17202316,45	13915718,48	16,32	60	36187
311,7675	3446073,82	4810213,42	156096,86	16251471,72	623535	360934,66	1	17235941,38	13945964,42	14,91	60	37790
338,25	3482681,7	4862217,99	190936,87	16251471,72	676500	382588,62	1	17310560,35	14018815,51	12,98	60	41000

Tabela 6.7 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando taxa máxima de descarga igual a 2C.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER _{não desc.} (R\$)	VRB (R\$)	Custo _{op} (R\$)	Custo _{ini} (R\$)	Custo _{troc} (R\$)	Trocas	Custo _{total} (R\$)	Custo _{total, desc.} (R\$)	C _{fade}	T _{retorno} (meses)	N _c
0,00825	94,64	131,01	5,32	16251471,72	16,5	8,91	1	16251497,13	16251407,80	10,57	60	1
138,072	1249824,34	1721326,64	116517,64	16251471,72	276144	139021,63	1	16666637,35	15533330,64	4,56	60	16736
141,042	1273404,81	1753829,31	119051,12	16251471,72	282084	142012,05	1	16675567,77	15521214,08	4,56	60	17096
261,525	2139421,87	2942897,82	1365,42	16251471,72	523050	0	0	16774521,72	14636465,28	29,84	60	31700
329,89275	2556162,96	3523461,29	7382,44	16251471,72	659785,5	0	0	16911257,22	14362476,70	29,33	60	39987
338,217	2602735,98	3588681,38	9036,88	16251471,72	676434	0	0	16927905,72	14334206,62	29,19	60	40996
338,25	2602903,65	3588861,67	8889,81	16251471,72	676500	0	0	16927971,72	14333957,88	29,21	60	41000
338,25	2602903,65	3588861,67	8889,81	16251471,72	676500	0	0	16927971,72	14333957,88	29,21	60	41000

Tabela 6.8 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 0\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VRB (R\$)	Custo inicial (R\$)	Custo trocas (R\$)	Trocas	Custo total desc. (R\$)
0,01	169	1	16	23	2	16 251 343
72,23	1 198 365	22 162	144 458	189 702	2	15 409 428
114,30	1 775 880	43 920	228 591	295 237	2	15 043 339
152,25	2 238 265	70 629	304 491	386 795	2	14 775 122
181,62	2 547 469	99 985	363 248	453 856	2	14 621 090
211,50	2 814 447	137 157	422 994	519 843	2	14 517 020
247,69	3 068 709	190 009	495 380	598 844	2	14 466 994
271,83	3 193 107	0	543 659	379 072	1	13 978 242
286,16	3 261 915	7 261	572 319	394 441	1	13 963 578
299,95	3 314 457	10 481	599 907	413 455	1	13 960 858
311,21	3 351 459	23 093	622 413	424 005	1	13 969 524
323,30	3 383 087	34 340	646 602	435 389	1	13 984 716
331,41	3 401 922	37 936	662 822	446 310	1	13 996 618
338,22	3 414 834	47 670	676 434	450 209	1	14 010 951

Tabela 6.9 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 10\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VRB (R\$)	Custo operação (R\$)	Custo inicial (R\$)	Custo trocas (R\$)	Trocas	Custo total desc. (R\$)
41,09	786 347	1 078	16 251 472	82 170	56 631	1	15 605 004
116,77	1 969 709	14 486	16 251 472	233 541	155 436	1	14 685 226
155,47	2 473 198	25 384	16 251 472	310 943	204 558	1	14 319 159
184,07	2 785 303	36 900	16 251 472	368 148	239 391	1	14 110 608
215,13	3 053 030	56 557	16 251 472	430 254	273 342	1	13 958 595
236,02	3 192 065	70 733	16 251 472	472 032	296 416	1	13 898 588
249,60	3 262 413	82 513	16 251 472	499 208	309 856	1	13 880 634
261,37	3 312 550	94 872	16 251 472	522 737	320 708	1	13 877 238
261,75	3 312 254	93 857	16 251 472	523 496	321 173	1	13 877 744
264,56	3 325 530	95 652	16 251 472	529 122	324 625	1	13 875 341
267,77	3 338 370	98 481	16 251 472	535 541	328 563	1	13 875 686
277,27	3 368 852	109 405	16 251 472	554 549	336 290	1	13 882 864
285,24	3 389 043	117 982	16 251 472	570 471	341 945	1	13 892 827
298,54	3 422 067	135 469	16 251 472	597 086	353 759	1	13 915 718
311,77	3 446 074	156 097	16 251 472	623 535	360 935	1	13 945 964
338,25	3 482 682	190 937	16 251 472	676 500	382 589	1	14 018 816

Tabela 6.10 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 20\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VRB (R\$)	Custo operação (R\$)	Custo inicial (R\$)	Custo trocas (R\$)	Trocas	Custo total desc. (R\$)
0,01	191	6	16 251 472	17	9	1	16 251 312
72,23	1 320 734	251	16 251 472	144 458	0	0	15 075 446
114,30	1 964 952	2 425	16 251 472	228 591	0	0	14 517 536
174,45	2 727 867	8 692	16 251 472	348 909	0	0	13 881 206
214,15	3 087 918	16 103	16 251 472	428 291	0	0	13 607 948
233,95	3 218 549	21 404	16 251 472	467 891	0	0	13 522 217
247,69	3 291 446	25 272	16 251 472	495 380	0	0	13 480 677
280,85	3 409 068	36 760	16 251 472	561 693	0	0	13 440 857
281,64	3 412 439	37 367	16 251 472	563 277	0	0	13 439 677
285,11	3 419 321	38 625	16 251 472	570 224	0	0	13 440 999
288,65	3 427 640	40 061	16 251 472	577 302	0	0	13 441 195
298,43	3 449 528	43 991	16 251 472	596 855	0	0	13 442 790
308,01	3 465 637	47 977	16 251 472	616 011	0	0	13 449 823
318,35	3 479 143	52 557	16 251 472	636 702	0	0	13 461 588
331,41	3 494 888	58 292	16 251 472	662 822	0	0	13 477 697
338,24	3 501 603	61 289	16 251 472	676 484	0	0	13 487 641

Tabela 6.11 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 40\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VRB (R\$)	Custo operação (R\$)	Custo inicial (R\$)	Custo trocas (R\$)	Trocas	Custo total desc. (R\$)
0,01	191	6	16 251 472	17	9	1	16 251 312
17,09	351 672	14 543	16 251 472	34 172	17 203	1	15 965 717
72,23	1 320 734	251	16 251 472	144 458	0	0	15 075 446
101,62	1 779 354	1 676	16 251 472	203 231	0	0	14 677 025
114,30	1 964 952	2 425	16 251 472	228 591	0	0	14 517 536
134,33	2 243 849	3 933	16 251 472	268 653	0	0	14 280 209
174,45	2 727 867	8 692	16 251 472	348 909	0	0	13 881 206
181,80	2 803 356	9 738	16 251 472	363 594	0	0	13 821 448
214,15	3 087 918	16 103	16 251 472	428 291	0	0	13 607 948
233,95	3 218 549	21 404	16 251 472	467 891	0	0	13 522 217
247,69	3 291 446	25 272	16 251 472	495 380	0	0	13 480 677
280,85	3 409 068	36 760	16 251 472	561 693	0	0	13 440 857
281,64	3 412 439	37 367	16 251 472	563 277	0	0	13 439 677
285,11	3 419 321	38 625	16 251 472	570 224	0	0	13 440 999
288,65	3 427 640	40 061	16 251 472	577 302	0	0	13 441 195
298,43	3 449 528	43 991	16 251 472	596 855	0	0	13 442 790
299,10	3 450 645	44 009	16 251 472	598 191	0	0	13 443 026
308,01	3 465 637	47 977	16 251 472	616 011	0	0	13 449 823
318,35	3 479 143	52 557	16 251 472	636 702	0	0	13 461 588
331,41	3 494 888	58 292	16 251 472	662 822	0	0	13 477 697
338,23	3 501 145	61 211	16 251 472	676 467	0	0	13 488 005
338,24	3 501 603	61 289	16 251 472	676 484	0	0	13 487 641

Tabela 6.12 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 com $SOC_{\min} = 50\%$, $SOC_i = 20\%$, custo da energia igual a 2 R\$/kWh, taxa máxima de descarga de $4C$ e horizonte de análise de 60 meses.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VRB (R\$)	Custo operação (R\$)	Custo inicial (R\$)	Custo trocas (R\$)	Trocas	Custo total desc. (R\$)
72,23	1 345 431	6 401	16 251 472	144 458	0	0	15 056 899
114,30	1 998 229	11 757	16 251 472	228 591	0	0	14 493 590
247,69	3 312 036	42 858	16 251 472	495 380	0	0	13 477 674
272,50	3 400 546	52 209	16 251 472	544 995	0	0	13 448 130
276,51	3 410 914	53 663	16 251 472	553 014	0	0	13 447 235
279,44	3 418 217	54 894	16 251 472	558 872	0	0	13 447 021
280,74	3 422 014	55 430	16 251 472	561 479	0	0	13 446 366
289,48	3 439 762	58 786	16 251 472	578 952	0	0	13 449 448
305,02	3 468 554	65 481	16 251 472	610 038	0	0	13 458 437
331,41	3 499 413	77 325	16 251 472	662 822	0	0	13 492 205

Tabela 6.13 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando estado de carga inicial $SOC_i = 0\%$.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER _{nd} (R\$)	VRB (R\$)	Custo _{op} (R\$)	Custo _{ini} (R\$)	Custo _{trocas} (R\$)	Trocas (-)	Custo _{tot} (R\$)	Custo _{tot,desc} (R\$)	C _{fade} (%)	T _{ret} (meses)	N _c (-)
12,936	263270,79	363968,06	0	16251471,72	25872	18039,55	1	16295383,27	16031912,16	30,47	60	1568
84,25725	1491361,17	2068906,15	7745,55	16251471,72	168514,5	113469,14	1	16533455,37	15049839,75	27,23	60	10213
131,49675	2172383,87	3017678,37	17312,63	16251471,72	262993,5	175038,57	1	16689503,80	14534432,56	26,03	60	15939
167,53275	2612718,04	3633885,83	28342,95	16251471,72	335065,5	220427,98	1	16806965,20	14222590,11	24,90	60	20307
196,27575	2897381,99	4035290,18	44673,05	16251471,72	392551,5	252307,49	1	16896330,71	14043621,77	23,14	60	23791
218,955	3081550,42	4295019,05	58173,59	16251471,72	437910	278206,08	1	16967587,80	13944210,98	21,99	60	26540
235,80975	3190527,93	4449173,79	70715,70	16251471,72	471619,5	296156,83	1	17019248,05	13899435,83	20,96	60	28583
247,93725	3254719,46	4539955,62	81987,44	16251471,72	495874,5	307786,83	1	17055133,05	13882401,03	20,03	60	30053
256,66575	3290617,07	4590761,04	91419,74	16251471,72	513331,5	314937,53	1	17079740,75	13880543,42	19,26	60	31111
262,3995	3316064,80	4626798,61	95174,09	16251471,72	524799	321973,03	1	17098243,76	13877353,05	19,07	60	31806
265,089	3327948,55	4643765,25	95931,61	16251471,72	530178	325273,14	1	17106922,86	13874905,93	19,09	60	32132
268,69425	3337439,45	4656971,98	104653,34	16251471,72	537388,5	325884,06	1	17114744,28	13881958,17	18,26	60	32569
278,84175	3373164,69	4707737,04	110636,02	16251471,72	557683,5	338191,39	1	17147346,61	13884817,94	18,04	60	33799
283,9815	3387128,61	4726966,99	120154,51	16251471,72	567963	340441,93	1	17159876,65	13892902,56	17,25	60	34422
291,8355	3404455,10	4751380,29	131044,83	16251471,72	583671	345811,45	1	17180954,17	13907543,90	16,46	60	35374
310,497	3445211,32	4809327,77	149774,43	16251471,72	620994	363669,52	1	17236135,24	13940698,36	15,46	60	37636
323,98575	3465453,39	4837572,24	173144,76	16251471,72	647971,5	370742,10	1	17270185,32	13977876,70	13,89	60	39271
338,22525	3481943,71	4861221,47	190966,34	16251471,72	676450,5	382560,63	1	17310482,85	14019505,48	12,98	60	40997

Tabela 6.14 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando estado de carga inicial $SOC_i = 10\%$.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER _{nd} (R\$)	VRB (R\$)	Custo _{op} (R\$)	Custo _{ini} (R\$)	Custo _{troc} (R\$)	Trocas (-)	Custo _{tot} (R\$)	Custo _{tot,desc} (R\$)	C _{fade} (%)	T _{ret} (meses)	N _c (-)
72,22875	1303488,45	1807123,61	4860,76	16251471,72	144457,5	98408,44	1	16494337,66	15195709,97	27,97	60	8755
114,2955	1937161,21	2688786,61	12032,98	16251471,72	228591	153921,62	1	16633984,34	14708856,11	26,83	60	13854
212,97375	3036353,55	4231117,61	55238,90	16251471,72	425947,5	270606,25	1	16948025,47	13966910,83	22,18	60	25815
247,68975	3253044,19	4537569,38	81795,99	16251471,72	495379,5	307479,58	1	17054330,80	13883082,61	20,05	60	30023
259,85025	3305784,85	4612154,76	93700,21	16251471,72	519700,5	318845,02	1	17090017,24	13877932,60	19,13	60	31497
260,766	3310370,24	4618337,01	92984,90	16251471,72	521532	319968,67	1	17092972,40	13875587,16	19,25	60	31608
261,1125	3312244,22	4621262,56	94225,66	16251471,72	522225	320393,84	1	17094090,56	13876072,00	19,12	60	31650
282,30675	3380909,87	4718376,23	118792,02	16251471,72	564613,5	338434,21	1	17154519,43	13892401,59	17,32	60	34219
301,8015	3429179,32	4786997,74	137760,03	16251471,72	603603	357620,69	1	17212695,41	13921276,13	16,24	60	36582
331,41075	3476011,82	4852902,25	178861,69	16251471,72	662821,5	379238,65	1	17293531,87	13996381,74	13,73	60	40171

Tabela 6.15 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando estado de carga inicial $SOC_i = 20\%$.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER _{nd} (R\$)	VRB (R\$)	Custo _{op} (R\$)	Custo _{ini} (R\$)	Custo _{troc} (R\$)	Trocas (-)	Custo _{tot} (R\$)	Custo _{tot,desc} (R\$)	C _{fade} (%)	T _{ret} (meses)	N _c (-)
41,085	786347,00	1088743,65	1077,90	16251471,72	82170,00	56631,40	1	16390273,12	15605004,02	29,21	60	4980
116,7705	1969708,79	2735232,99	14486,11	16251471,72	233541,00	155436,10	1	16640448,82	14685226,13	26,26	60	14154
155,47125	2473197,55	3438918,62	25384,03	16251471,72	310942,50	204558,29	1	16766972,51	14319158,99	25,08	60	18845
184,074	2785303,10	3876911,67	36899,96	16251471,72	368148,00	239390,93	1	16859010,65	14110607,52	23,96	60	22312
215,127	3053029,97	4254987,05	56556,62	16251471,72	430254,00	273342,19	1	16955067,91	13958594,56	22,08	60	26076
236,016	3192064,66	4451305,29	70732,93	16251471,72	472032,00	296415,86	1	17019919,59	13898587,86	20,97	60	28608
249,60375	3262412,91	4551010,70	82512,55	16251471,72	499207,50	309855,60	1	17060534,82	13880634,46	20,04	60	30255
261,36825	3312549,84	4621598,98	94872,08	16251471,72	522736,50	320707,65	1	17094915,88	13877238,12	19,06	60	31681
261,74775	3312254,28	4621601,80	93857,46	16251471,72	523495,50	321173,31	1	17096140,54	13877743,72	19,19	60	31727
264,561	3325530,20	4640283,77	95651,78	16251471,72	529122,00	324625,27	1	17105218,99	13875340,57	19,10	60	32068
267,77025	3338370,35	4658413,96	98480,58	16251471,72	535540,50	328563,12	1	17115575,35	13875685,58	18,91	60	32457
277,27425	3368852,09	4701619,26	109405,16	16251471,72	554548,50	336290,26	1	17142310,48	13882863,55	18,11	60	33609
285,2355	3389042,91	4729966,61	117981,53	16251471,72	570471,00	341945,25	1	17163887,97	13892826,59	17,53	60	34574
298,54275	3422066,92	4776820,97	135468,95	16251471,72	597085,50	353759,23	1	17202316,45	13915718,48	16,32	60	36187
311,7675	3446073,82	4810213,42	156096,86	16251471,72	623535,00	360934,66	1	17235941,38	13945964,42	14,91	60	37790
338,25	3482681,70	4862217,99	190936,87	16251471,72	676500,00	382588,62	1	17310560,35	14018815,51	12,98	60	41000

Tabela 6.16 – Resultados da varredura paramétrica para o Perfil 1 considerando estado de carga inicial $SOC_i = 50\%$.

Capacidade (kWh)	VER (R\$)	VER _{nd} (R\$)	VRB (R\$)	Custo _{op} (R\$)	Custo _{ini} (R\$)	Custo _{troc} (R\$)	Trocas (-)	Custo _{tot} (R\$)	Custo _{tot,desc} (R\$)	C _{fade} (%)	T _{ret} (meses)	N _c (-)
0,00825	187,37	260,25	5,29	16251471,72	16,50	20,28	2	16251508,50	16251326,42	10,68	60	1
72,22875	1303488,45	1807123,61	4860,76	16251471,72	144457,50	98408,44	1	16494337,66	15195709,97	27,97	60	8755
114,2955	1937161,21	2688786,61	12032,98	16251471,72	228591,00	153921,62	1	16633984,34	14708856,11	26,83	60	13854
149,39925	2399684,56	3336316,92	23853,50	16251471,72	298798,50	196569,17	1	16746839,40	14371008,34	25,19	60	18109
177,1275	2712845,91	3774955,73	34152,48	16251471,72	354255,00	230356,91	1	16836083,63	14157390,20	24,19	60	21470
196,12725	2897049,82	4034613,08	44688,41	16251471,72	392254,50	252116,60	1	16895842,82	14043481,41	23,13	60	23773
212,97375	3036353,55	4231117,61	55238,90	16251471,72	425947,50	270606,25	1	16948025,47	13966910,83	22,18	60	25815
223,08	3111645,60	4337462,02	60008,67	16251471,72	446160,00	283447,34	1	16981079,06	13929442,13	21,89	60	27040
231,693	3166557,20	4415293,13	64145,40	16251471,72	463386,00	294391,09	1	17009248,81	13906837,01	21,65	60	28084
240,4215	3216162,75	4485478,65	72981,74	16251471,72	480843,00	301948,79	1	17034263,52	13891082,51	20,85	60	29142
244,695	3236270,40	4513861,92	80114,64	16251471,72	489390,00	303761,93	1	17044623,65	13888467,89	20,13	60	29660
247,68975	3253044,19	4537569,38	81795,99	16251471,72	495379,50	307479,58	1	17054330,80	13883082,61	20,05	60	30023
259,85025	3305784,85	4612154,76	93700,21	16251471,72	519700,50	318845,02	1	17090017,24	13877932,60	19,13	60	31497
260,766	3310370,24	4618337,01	92984,90	16251471,72	521532,00	319968,67	1	17092972,40	13875587,16	19,25	60	31608
261,1125	3312244,22	4621262,56	94225,66	16251471,72	522225,00	320393,84	1	17094090,56	13876072,00	19,12	60	31650
275,87175	3364562,03	4695307,25	109075,45	16251471,72	551743,50	334589,24	1	17137804,47	13882317,89	18,08	60	33439
282,30675	3380909,87	4718376,23	118792,02	16251471,72	564613,50	338434,21	1	17154519,43	13892401,59	17,32	60	34219
291,357	3404804,74	4751764,70	130828,04	16251471,72	582714,00	345244,45	1	17179430,17	13905453,48	16,46	60	35316
301,8015	3429179,32	4786997,74	137760,03	16251471,72	603603,00	357620,69	1	17212695,41	13921276,13	16,24	60	36582
317,38575	3455800,92	4824165,01	161143,12	16251471,72	634771,50	367438,93	1	17253682,15	13958944,36	14,70	60	38471
331,41075	3476011,82	4852902,25	178861,69	16251471,72	662821,50	379238,65	1	17293531,87	13996381,74	13,73	60	40171
338,24175	3483207,93	4862965,78	190722,97	16251471,72	676483,50	382579,29	1	17310534,51	14018049,55	13,00	60	40999