

Universidade Federal de Juiz de Fora

Sistemas de Energia Elétrica

Programa de Pós Graduação

**João Vitor de Souza Assis**

**Otimização de Microrredes Híbridas com V2G e BESS: Análise de Carga,  
Geração e Sazonalidade com Impactos Econômico-Ambientais**

Juiz de Fora

Agosto de 2025

**João Vitor de Souza Assis**

**Otimização de Microrredes Híbridas com V2G e BESS: Análise de Carga,  
Geração e Sazonalidade com Impactos Econômico-Ambientais**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Sistemas de Energia da Universidade Federal de Juiz de Fora, para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Professor(a): Janaína Gonçalves de Oliveira

Professor(a): Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

Agosto de 2025

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

Assis, João Vitor.

Otimização de Microrredes Híbridas com V2G e BESS: Análise de Carga, Geração e Sazonalidade com Impactos Econômicos-Ambientais / João Vitor Assis. -- 2025.  
100 f. : il.

Orientadora: Janaína Gonçalves de Oliveira

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Dissertação (mestrado profissional) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Veículos Elétricos. 2. Microrredes Híbridas. 3. Otimização Multiobjetivo. 4. Armazenamento em Baterias(BESS). 5. Despacho de Energia. I. Oliveira, Janaína Gonçalves de, orient. II. Oliveira, Leonardo Willer de, coorient. III. Título.

## **ERRATA**

Não há erratas a serem registradas neste documento.

**João Vitor de Souza Assis**

**Otimização de Microrredes Híbridas com V2G e BESS: Análise de Carga, Geração e Sazonalidade com Impactos Econômicos-Ambientais**

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 de Energia Elétrica

Aprovada em 19 de setembro de 2025.

**BANCA EXAMINADORA**

**Profa. Dra. Janaína Gonçalves de Oliveira** - Orientadora

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira** - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Bruno Henriques Dias**

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba**

Universidade Federal Fluminense

Juiz de Fora, 26/08/2025.

---



Documento assinado eletronicamente por **Janaina Goncalves de Oliveira, Professor(a)**, em 19/09/2025, 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 **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 19/09/2025, às 16:32, 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](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2576845** e o código CRC **8BE20BF1**.

---

Dedico este trabalho à minha família e amigos, pelo apoio constante e incentivo incondicional ao longo de minha jornada acadêmica, especialmente à minha mãe, Vera, pela ajuda incansável e sacrifícios feitos para que eu chegasse até aqui. Ao meu pai, Elias, pelo apoio inabalável, e à minha avó, Josina (em memória), que, sei, continua me observando e me protegendo de onde quer que esteja. A Deus, pela força nos momentos mais difíceis. Ao meu irmão, Joviano, pelos conselhos valiosos em cada etapa dessa caminhada, e aos colegas e amigos da UFJF, com quem compartilhei tanto aprendizado e superação. Além disso, dedico este trabalho à Ariane, a mulher mais incrível deste mundo que, com seu sorriso, sempre me fez ter esperança de que tudo ia terminar bem. Esta dissertação é um reflexo da colaboração e do apoio que recebi de todos ao meu redor.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à minha orientadora, Prof<sup>a</sup>. Dra. Janaína Gonçalves, pela dedicação incansável, paciência e orientação fundamental ao longo de todo o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também ao meu coorientador, Prof. Dr. Leonardo Willer, pelo apoio técnico e pelas contribuições essenciais que tornaram esta pesquisa mais sólida e rica.

Minha gratidão aos colegas do Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, pela parceria e pela troca constante de ideias, que tornaram esta jornada mais significativa e desafiadora. Em especial, agradeço ao meu grande amigo Filipe Rodriguês, que sempre me ajudou nos momentos de dificuldade durante o mestrado. Agradeço profundamente à minha família, pelo apoio emocional e pelo incentivo que sempre me motivaram.

Agradeço também a Ariane, a mulher mais incrível deste mundo que, com seu sorriso e jeitinho conquistou-me e me ajudou nos momentos em que eu mesmo não acreditava no meu potencial, quero que saiba Ary, que acredito muito em você e em seu potencial, sou muito grato a Deus por ter você na minha vida.

Finalmente, agradeço à Universidade Federal de Juiz de Fora e às agências de fomento que possibilitaram a realização deste trabalho.



*“A energia do futuro é aquela que respeita o planeta e empodera as pessoas.”*  
(Autor Desconhecido)

*“O potencial da humanidade é infinito e todo ser tem uma contribuição a fazer por um mundo mais grandioso. Estamos todos nele juntos. Somos UM.”*  
(Helena Blavatsky)

## RESUMO

Esta dissertação aborda a otimização de microrredes híbridas isoladas, integrando veículos elétricos (VEs) com funcionalidade Vehicle-to-Grid (V2G), sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), geração solar e eólica, com ênfase na análise de carga, geração renovável e sazonalidade, além de impactos econômico-ambientais. Através de uma revisão bibliográfica abrangente, são explorados os aspectos históricos, técnicos e operacionais dos VEs, bem como os desafios na infraestrutura de carregamento e na integração de fontes renováveis em microrredes, destacando a evolução desde o século XIX até as políticas contemporâneas de sustentabilidade. Propõe-se um modelo de otimização multiobjetivo baseado em programação linear inteira mista (MO-MILP), implementado no MATLAB, para minimizar o consumo de diesel, a degradação do BESS e as emissões de CO<sub>2</sub>, maximizando o uso de V2G em horários de pico. A metodologia inclui modelagem matemática dos componentes, simulações Monte Carlo para capturar incertezas com modelos SARIMA, AR e cadeias de Markov, considerando interdependências climáticas, e análises econômicas (VPL, TIR, payback, LCOE). Os resultados indicam redução de 29,3% nas emissões, vida útil do BESS de 8 anos e inviabilidade financeira com payback de 24 anos, validando a abordagem em cenários isolados no Brasil. Esta pesquisa contribui para a eletromobilidade sustentável e a gestão eficiente de energia em microrredes isoladas, alinhando-se a metas nacionais de descarbonização e promovendo a transição energética.

**Palavras-chave:** Veículos Elétricos, Microrredes Híbridas, Otimização Multiobjetivo, Otimização de Carregamento, Armazenamento em Baterias(BESS), Fontes Renováveis, Despacho de Energia, Análise Monte Carlo.

## ABSTRACT

This dissertation addresses the optimization of isolated hybrid microgrids, integrating electric vehicles (EVs) with Vehicle-to-Grid (V2G) functionality, battery energy storage systems (BESS), solar and wind generation, focusing on load, renewable generation and seasonality analysis, as well as economic-environmental impacts. Through a comprehensive literature review, the historical, technical, and operational aspects of EVs are explored, along with challenges associated with charging infrastructure and renewable source integration in microgrids, highlighting the evolution from the 19th century to contemporary sustainability policies. A multi-objective optimization model based on mixed-integer linear programming (MO-MILP), implemented in MATLAB, is proposed to minimize diesel consumption, BESS degradation, and CO<sub>2</sub> emissions while maximizing V2G usage during peak hours. The methodology includes mathematical modeling of components, Monte Carlo simulations to capture uncertainties using SARIMA, AR, and Markov Chain models, considering climatic interdependencies, and economic analyses (NPV, IRR, payback, LCOE). Results show a 29.3% reduction in emissions, BESS lifespan of 8 years, and financial unviability with a 24-year payback, validating the approach in isolated scenarios in Brazil. This research contributes to sustainable electromobility and efficient energy management in isolated microgrids, aligning with national decarbonization goals and promoting the energy transition.

**Keywords:** Electric Vehicles, Hybrid Microgrids, Multi-Objective Optimization, Charging Optimization, Battery Energy Storage Systems (BESS), Renewable Sources, Energy Dispatch, Monte Carlo Analysis.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Primeiro veículo elétrico a andar 100 milhas com uma única carga. . .	24
Figura 2 – Microrrede Híbrida Isolada. . . . .	30
Figura 3 – Fazenda de Geração Solar Fotovoltaica . . . . .	33
Figura 4 – Fazenda de Geração Eólica . . . . .	34
Figura 5 – Gerador de Energia a Diesel Industrial . . . . .	35
Figura 6 – Fluxograma Algoritmo de Otimização MO-MILP. . . . .	53
Figura 7 – Fluxograma da Análise de Previsão de Carga e Geração - Monte Carlo	58
Figura 8 – Perfil de Geração solar diária. . . . .	60
Figura 9 – Perfil de Geração Eólica diária. . . . .	61
Figura 10 – Ilustração da Microrrede Híbrida Isolada em Estudo . . . . .	64
Figura 11 – Emissões de $CO_2$ por Fonte de Geração. . . . .	73
Figura 12 – Comparação de Emissões de $CO_2$ (Sistema vs Referência). . . . .	73
Figura 13 – Composição das Emissões do Sistema Otimizado. . . . .	74
Figura 14 – Projeção de Degradação do BESS. . . . .	75
Figura 15 – Perfis de SOC dos VEs. . . . .	76
Figura 16 – SOC do BESS. . . . .	76
Figura 17 – Estado do BESS (Carregando/Ocioso/Descarregando). . . . .	77
Figura 18 – Estado de Conexão dos VEs (Carregando/Ocioso/Descarregando V2G).	77
Figura 19 – Curva de Carga. . . . .	78
Figura 20 – Geração Solar. . . . .	78
Figura 21 – Geração Eólica. . . . .	79
Figura 22 – Geração Diesel. . . . .	79
Figura 23 – Balanço Energético do Sistema. . . . .	80
Figura 24 – Composição da Geração de Energia. . . . .	80
Figura 25 – Contribuição das Fontes de Energia. . . . .	81
Figura 26 – Frequências de cenários de estresse climático nos testes Monte Carlo. .	82
Figura 27 – Variabilidade das previsões de carga, geração solar e eólica ao longo de 24 períodos horários, expressa pelo coeficiente de variação (%). . . . .	83
Figura 28 – Matriz de correlação média entre previsões de carga, geração solar e eólica, obtida de cenários Monte Carlo. . . . .	83
Figura 29 – Correlação dos Estados Climáticos. . . . .	84
Figura 30 – Previsões de Carga com Correlações. . . . .	85
Figura 31 – Previsões Solar com Correlações. . . . .	86
Figura 32 – Previsões Eólica com Correlações. . . . .	86
Figura 33 – Correlação dos Estados Climáticos. . . . .	87
Figura 34 – Ônibus Elétrico - Trolebús. . . . .	94
Figura 35 – Veículo Elétrico Brasileiro - Gurgel Itaipu E-400. . . . .	95
Figura 36 – Tipos de Veículos Elétricos. . . . .	95

Figura 37 – Eletroposto de Recarga Rápida. . . . .	96
Figura 38 – Componentes de BESS no interior de um Eletrocentro (WEG, 2023). . .	97
Figura 39 – Tecnologias de Armazenamento de Energia . . . . .	98

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Distribuição da Frota de Veículos Elétricos por Perfil . . . . .	62
Tabela 2 – Matriz de Conectividade Detalhada por Perfil de VE. . . . .	63
Tabela 3 – Estados Climáticos e Fatores de Correlação Integrados . . . . .	67
Tabela 4 – Principais Indicadores da Otimização MO-MILP . . . . .	69
Tabela 5 – Análise Econômica Detalhada . . . . .	70
Tabela 6 – Dados de Modelos de VEs (2024). . . . .	95
Tabela 7 – Subtipos de Baterias Li-ion para BESS. . . . .	97
Tabela 8 – Tecnologias de Armazenamento de Energia. . . . .	98

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
AR	Autoregressive (Modelo Autoregressivo)
BEV	Battery Electric Vehicle (Veículo Elétrico a Bateria)
BESS	Battery Energy Storage System (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)
BMS	Battery Management System (Sistema de Gerenciamento de Baterias)
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Capital Expenditure (Despesa de Capital)
CBENS	Congresso Brasileiro de Energia Solar
CC	Corrente Contínua
CEA	Clean Energy Associates
$CO_2$	Dióxido de Carbono
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
D-CAES	Armazenamento por Ar Comprimido Diabático
DoD	Depth of Discharge (Profundidade de Descarga)
EMS	Energy Management System (Sistema de Gerenciamento de Energia)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Veículo Elétrico a Célula de Combustível)
GEE	Gases de Efeito Estufa
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine (Turbina Eólica com Eixo Horizontal)
HEV	Hybrid Electric Vehicle (Veículo Elétrico Híbrido)
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change

IPVA	Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores
IRENA	International Renewable Energy Agency
KERS	Kinetic Energy Recovery System (Sistema de Recuperação de Energia Cinética)
LCOE	Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia)
LFP	Lithium Iron Phosphate
Li-ion	Íon-Lítio
LTO	Lithium Titanate Oxide
LMO	Lithium Manganese Oxide
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
MME	Ministério de Minas e Energia
MO-MILP	Multi-Objective Mixed-Integer Linear Programming
MPC	Model Predictive Control
$NaNiCl_2$	Cloreto de Níquel e Sódio
$NaS$	Sódio-Enxofre
NCA	Nickel Cobalt Aluminum
NMC	Nickel Manganese Cobalt
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Operational Expenditure (Despesa Operacional)
PbA	Chumbo-Ácido
PCS	Power Conversion System (Sistema de Conversão de Potência)
PEM	Proton Exchange Membrane
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Veículo Elétrico Híbrido Plug-in)
PUC	Pontifícia Universidade Católica
PV	Photovoltaic (Fotovoltaico)



SARIMA	Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average (Média Móvel Integrada Sazonal Autoregressiva)
SBSE	Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos
SCES	Supercondutores
SOC	State of Charge
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFSJ	Universidade Federal de São João del-Rei
UHR	Usinas Hidrelétricas Reversíveis
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine (Turbina Eólica com Eixo Vertical)
V2G	Vehicle-to-Grid (Veículo para a Rede)
VE	Veículo Elétrico
VPL	Valor Presente Líquido
VRLA	Valve Regulated Lead-Acid

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_{\text{solar}}$	Área Total dos Painéis Solares (m <sup>2</sup> )
$B$	Operador Backward
$C_{\text{BESS}}$	Capacidade do Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (Wh)
$C_{\text{ciclo}}(t)$	Número Equivalente de Ciclos do BESS no Período t
$C_{\text{subst},t}$	Custo de Substituição no Ano t
$C_{\text{total}}$	CAPEX Total
$C_{\text{VE}}$	Capacidade da Bateria do Veículo Elétrico (kWh)
$c_{\text{bess,rep}}$	Valor do Incentivo para a Utilização do BESS
$c_{\text{diesel}}(t)$	Custo do Diesel no Período t
$c_{p,t}$	Matriz de Conectividade para o Perfil p no Período t
$Dens$	Densidade de Energia (Wh/kg)
$E_{\text{diesel}}$	Emissões de $CO_2$ do Gerador a Diesel (kg $CO_2$ /kWh)
$E_{\text{eólica, usada}}$	Energia Eólica Usada (Wh)
$E_{\text{eólico}}$	Emissões de $CO_2$ pela Energia Eólica (kg $CO_2$ /kWh)
$E_{\text{referência}}$	Emissões de $CO_2$ no Cenário de Referência (kg $CO_2$ /dia)
$E_{\text{solar, usada}}$	Energia Solar Usada (Wh)
$E_{\text{solar}}$	Emissões de $CO_2$ pela Energia Solar (kg $CO_2$ /kWh)
$E_{\text{total}}$	Emissões Totais de $CO_2$ (kg $CO_2$ /dia)
$E_t$	Energia Produzida no Ano t
$e_{CO_2}$	Taxa de Emissão de $CO_2$ do Diesel (kg $CO_2$ /kWh)
$f$	Função Objetivo
$f_{\text{bess}}$	Objetivo de Minimização da Degradação do BESS
$f_{\text{cd}}$	Fator de Carga/Descarga do BESS
$f_{\text{co2}}$	Objetivo de Minimização das Emissões de $CO_2$

$f_{\text{diesel}}$	Objetivo de Minimização do Consumo de Diesel
$f_{\text{v2g}}$	Objetivo de Maximização do V2G em Pico
$f_d$	Degradação Total do BESS
$f_{\text{diesel}}$	Fator de Emissão de $CO_2$ do Diesel
$f_{\text{eólico}}$	Fator de Emissão de $CO_2$ da Eólica
$f_{\text{solar}}$	Fator de Emissão de $CO_2$ da Solar
$F_t$	Fluxo de Caixa no Ano t
$I(t)$	Irradiação Solar no Período t (Wh/m <sup>2</sup> )
$k$	Constantes de Degradação do BESS
$k_1$	Constante de Degradação por Ciclos
$k_t$	Constante de Degradação Temporal
$k_{\delta_1}$	Constante de Degradação por Profundidade de Ciclo 1
$k_{\delta_2}$	Constante de Degradação por Profundidade de Ciclo 2
$L_{\text{calendário}}$	Envelhecimento por Calendário do BESS
$L_{\text{ciclo}}$	Envelhecimento por Ciclos do BESS
$L_{\text{diária}}$	Degradação Diária do BESS
$N_{\text{cars},p}$	Número de Veículos no Perfil p
$N_{\text{dias}}$	Vida Útil do BESS em Dias
$N_{\text{Vars}}$	Número Total de Variáveis de Decisão
$P_{\text{BESS, carga}}$	Potência de Carga do BESS (W)
$P_{\text{BESS, descarga}}$	Potência de Descarga do BESS (W)
$P_{\text{carga}}$	Potência de Carga do Sistema (W)
$P_{\text{diesel}}$	Potência do Gerador a Diesel (W)
$P_{\text{descarga}}$	Potência de Descarga do Veículo Elétrico (kW)
$P_{\text{eólica}}$	Potência Eólica (W)
$P_{\text{nom}}$	Potência Nominal (MW)

$P_{\text{solar}}$	Potência Solar (W)
$Q(t)$	Capacidade Remanescente do BESS no Tempo t
$Q_0$	Capacidade Inicial do BESS
$R_1$	Receitas Totais no Ano 1
$R_{\text{CO}_2}$	Redução de Emissões de $\text{CO}_2$ (tCO <sub>2</sub> )
$r$	Taxa de Desconto
$S_{\delta_i}$	Fator de Estresse por Ciclo do BESS
$\text{SOC}_p(t)$	Estado de Carga do Perfil p no Período t
$\text{SOC}_{\text{BESS}}(t)$	Estado de Carga do BESS no Período t
$\text{SOC}_{\text{min}}$	Estado de Carga Mínimo do BESS (%)
$\text{SOC}_{\text{min},p}(t)$	Estado de Carga Mínimo do Perfil p no Período t
$\text{SOC}_{\text{max}}$	Estado de Carga Máximo do BESS (%)
$\text{SOC}_{\text{max},p}(t)$	Estado de Carga Máximo do Perfil p no Período t
$t_c$	Tempo Médio de Ciclo do BESS
$T_{\text{Des.}}$	Tempo de Descarga (h)
$T_{\text{horária}}(h)$	Tarifa Horária para Carregamento ou Injeção
$T_{\text{Vida}}$	Vida Útil (anos)
$V_{\text{residual},t}$	Valor Residual no Ano t
$v(t)$	Velocidade do Vento no Período t (m/s)
$v_{\text{injetado}}(t)$	Valor da Energia Injetada no Período t
$v_{\text{max}}$	Velocidade Máxima do Vento (m/s)
$v_{\text{min}}$	Velocidade Mínima do Vento (m/s)
$v_{\text{nominal}}$	Velocidade Nominal do Vento (m/s)
$w$	Pesos dos Objetivos
$\delta$	Variáveis Binárias de Estado
$\delta_i$	Profundidade do Ciclo i do BESS

$\epsilon$	Erro Branco
$\eta$	Eficiência (%)
$\eta_{\text{carga}}$	Eficiência de Carga
$\eta_{\text{descarga}}$	Eficiência de Descarga
$\theta$	Coeficientes MA
$\Theta$	Coeficientes Sazonais MA
$\rho$	Coeficiente de Correlação
$\sigma_{\text{carga}}$	Desvio Padrão da Carga
$\sigma_{\text{eólico}}$	Desvio Padrão da Velocidade do Vento
$\sigma_{\text{solar}}$	Desvio Padrão da Irradiação Solar
$\phi$	Coeficientes AR
$\Phi$	Coeficientes Sazonais AR
$\xi$	Fator de Conversão de Potência

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>23</b>
1.1	Contextualização . . . . .	23
1.2	Revisão Bibliográfica . . . . .	25
1.3	Objetivos . . . . .	25
1.3.1	Objetivos Gerais . . . . .	25
1.3.2	Objetivos Específicos . . . . .	25
1.4	Justificativa . . . . .	26
1.5	Estrutura da Dissertação . . . . .	27
1.6	Publicações Decorrentes . . . . .	28
<b>2</b>	<b>Planejamento de Microrredes e Integração de Fontes Renováveis</b>	<b>29</b>
2.1	Introdução . . . . .	29
2.2	Conceitos e Definições de Microrredes . . . . .	29
2.2.1	Arquiteturas de Microrredes . . . . .	30
2.2.2	Características Específicas de Microrredes Isoladas . . . . .	31
2.2.3	Desafios Operacionais e de Estabilidade . . . . .	32
2.3	Fontes de Geração em Microrredes Isoladas . . . . .	32
2.3.1	Energia Solar Fotovoltaica . . . . .	32
2.3.2	Energia Eólica . . . . .	33
2.3.3	Geração a Diesel . . . . .	35
2.4	Desafios no Balanço de Potência . . . . .	36
2.4.1	Variabilidade das Fontes Renováveis . . . . .	36
2.4.2	Estratégias de Despacho . . . . .	36
2.4.3	Necessidade de Sistemas de Armazenamento . . . . .	37
2.5	Integração de BESS e VEs . . . . .	37
2.5.1	Papel dos Veículos Elétricos nas Microrredes . . . . .	38
2.5.2	Integração com BESS . . . . .	38
2.5.3	Benefícios Operacionais e Econômicos . . . . .	38
2.5.4	Desafios e Oportunidades . . . . .	39
<b>3</b>	<b>Modelagem, Otimização e Análise de uma Microrrede Híbrida</b>	<b>40</b>
3.1	Introdução . . . . .	40
3.2	Modelagem Geral da Microrrede . . . . .	40
3.2.1	Dimensionamento do Sistema Solar . . . . .	40
3.2.2	Dimensionamento do Sistema Eólico . . . . .	41
3.2.3	Modelagem do BESS . . . . .	42

3.2.3.1	Cálculo da Degradação do BESS . . . . .	43
3.2.4	Modelagem Geral dos Veículos Elétricos (VEs) e V2G . . . . .	43
3.3	Otimização Multiobjetivo (MO-MILP) . . . . .	44
3.3.1	Objetivos . . . . .	44
3.3.2	Variáveis de Decisão . . . . .	45
3.3.3	Restrições . . . . .	46
3.4	Análise Econômica . . . . .	47
3.4.1	CAPEX (Capital Expenditure) . . . . .	47
3.4.2	OPEX (Operational Expenditure) . . . . .	47
3.4.3	Receitas (revenues) Diárias . . . . .	48
3.4.4	Métricas Financeiras . . . . .	49
3.5	Análise de Emissões de $CO_2$ . . . . .	50
3.6	Fluxograma da Otimização MO-MILP . . . . .	51
3.7	Análise de Previsão de Carga e Geração com Monte Carlo . . . . .	54
3.7.1	Modelagem das Variações . . . . .	54
3.7.2	Simulação Monte Carlo . . . . .	55
3.7.3	Fluxograma da Análise de Monte Carlo . . . . .	56
<b>4</b>	<b>Aplicação ao Estudo de Caso: Microrrede Isolada . . . . .</b>	<b>59</b>
4.1	Caracterização do Sistema . . . . .	59
4.1.1	Localização e Contexto . . . . .	59
4.1.2	Dimensionamento Específico do Sistema Solar . . . . .	59
4.1.3	Dimensionamento do Sistema Eólico . . . . .	60
4.1.4	Sistema de Armazenamento por Baterias (BESS) . . . . .	61
4.1.5	Frota de Veículos Elétricos . . . . .	62
4.1.5.1	Matriz de Conectividade por Perfil . . . . .	62
4.1.6	Perfil de Carga do Sistema . . . . .	63
4.2	Aplicação da Otimização MO-MILP . . . . .	64
4.2.1	Formulação do Problema . . . . .	64
4.2.2	Dimensão do Problema . . . . .	64
4.2.3	Restrições Principais . . . . .	65
4.3	Aplicação da Simulação Monte Carlo . . . . .	66
4.3.1	Parâmetros da Simulação . . . . .	66
4.3.2	Estados Climáticos Modelados . . . . .	66
4.3.3	Aplicação da Interligação dos Componentes . . . . .	66
4.3.3.1	Sistema de Previsão com Estados Climáticos . . . . .	66
4.3.3.2	Matriz de Transição Climática . . . . .	67
4.3.3.3	Integração Operacional por Estado Climático . . . . .	67
4.3.3.4	Algoritmo de Decisão Integrada . . . . .	68

<b>5</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>69</b>
5.1	Resultados da Otimização MO-MILP . . . . .	69
5.1.1	Análise Econômica . . . . .	70
5.1.2	Análise de Emissões de $CO_2$ . . . . .	72
5.1.3	Análise de Degradação do BESS . . . . .	74
5.1.4	Análise dos Perfis de SOC e Estados de Operação . . . . .	75
5.1.5	Análise das Curvas de Carga e Geração . . . . .	78
5.2	Análise dos Resultados da Previsão de Carga e Geração . . . . .	81
5.2.1	Resultados da Simulação de Monte Carlo . . . . .	81
5.2.2	Testes de Estresse e Sensibilidade Climática . . . . .	82
5.2.3	Correlações entre Variáveis . . . . .	82
5.2.4	Previsão Climática com Correlações . . . . .	84
5.2.4.1	Previsão de Carga com Correlações Climáticas . . . . .	84
5.2.4.2	Previsão Solar com 6 Estados Climáticos . . . . .	85
5.2.4.3	Previsão Eólica com Cadeia de Markov + AR(1) . . . . .	86
5.2.4.4	Estados Climáticos: Solar (magenta) e Vento (ciano) . . . . .	87
<b>6</b>	<b>Conclusões . . . . .</b>	<b>88</b>
6.1	Limitações do Estudo . . . . .	89
6.2	Trabalhos Futuros . . . . .	89
	<b>APÊNDICE A – Veículos Elétricos e Infraestrutura de Carre-</b>	
	<b>gamento . . . . .</b>	<b>94</b>
A.1	Introdução . . . . .	94
A.2	História dos Veículos Elétricos . . . . .	94
A.3	Tipos de Veículos Elétricos . . . . .	95
A.4	Demanda e Perfil de Carregamento . . . . .	96
A.5	Infraestrutura para Carregamento . . . . .	96
	<b>APÊNDICE B – Sistemas de Armazenamento de Energia (BESS)</b>	<b>97</b>
B.1	Introdução . . . . .	97
B.2	Tecnologias de Armazenamento . . . . .	97
B.3	Integração e Benefícios em Microrredes . . . . .	98
B.4	Dimensionamento . . . . .	98



# 1 INTRODUÇÃO

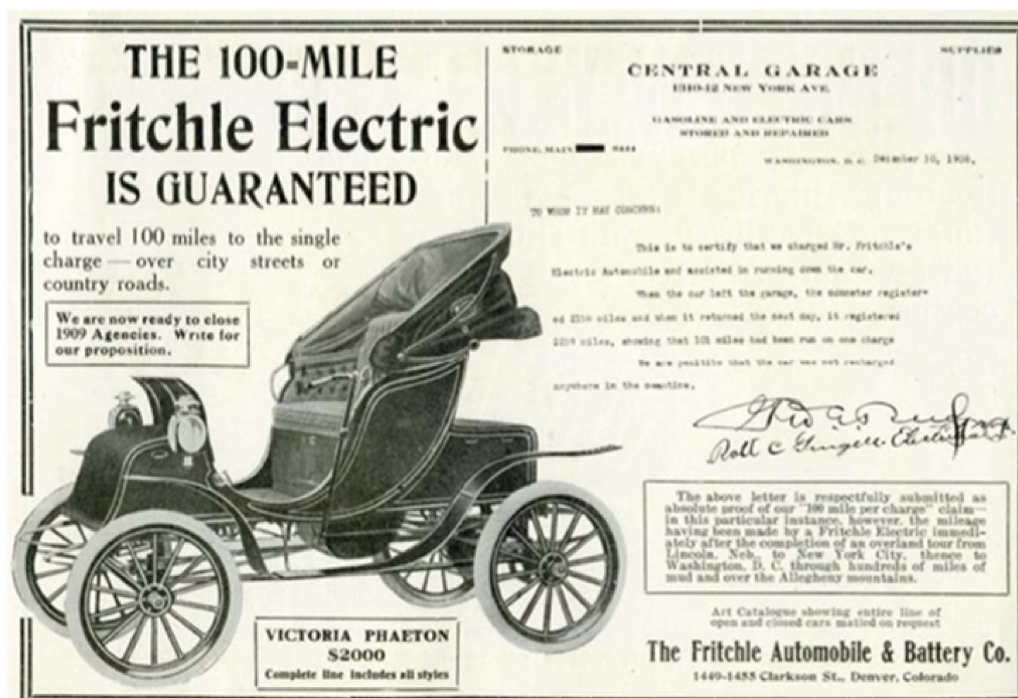
## 1.1 Contextualização

As microrredes representam um conceito inovador no âmbito dos sistemas elétricos, caracterizando-se como redes locais de distribuição de energia que operam de forma autônoma ou conectadas à rede principal, integrando fontes de geração distribuída, cargas e dispositivos de armazenamento. Conceitualmente, uma microrrede é definida como um agrupamento de cargas e fontes de energia que pode ser desconectado da rede elétrica convencional e operar de modo isolado, garantindo a continuidade do suprimento energético (NIKOS et al., 2007). Essa flexibilidade operacional permite que as microrredes atendam a demandas específicas em regiões remotas, instalações industriais ou comunidades isoladas, onde a conexão à rede principal é inviável ou custosa.

As vantagens das microrredes são multifacetadas, incluindo maior resiliência contra falhas na rede principal, eficiência energética aprimorada por meio da redução de perdas em transmissão e a capacidade de integrar fontes renováveis de forma otimizada. Além disso, elas contribuem para a sustentabilidade ambiental ao promover a redução de emissões de gases de efeito estufa, especialmente quando combinadas com geração solar, eólica e sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS). O impacto das microrredes estende-se ao desenvolvimento socioeconômico, facilitando o acesso à energia em áreas subatendidas e fomentando a transição para uma matriz energética mais limpa e descentralizada (LASSETER, 2002).

Nesse contexto, a integração de veículos elétricos (VEs) em microrredes isoladas emerge como uma estratégia promissora, permitindo não apenas o carregamento das baterias dos veículos, mas também a funcionalidade Vehicle-to-Grid (V2G), na qual os VEs atuam como fontes de energia distribuídas, devolvendo eletricidade à microrrede durante picos de demanda. Embora os VEs sejam frequentemente associados a inovações contemporâneas, sua história remonta ao século XIX, com protótipos como o de William Morrison em 1891. Contudo, eles perderam espaço no início do século XX para os veículos a combustão, devido à produção em massa do Ford Model T e à ampla infraestrutura de combustíveis fósseis (ADAM; Schaff, 1995). O ressurgimento dos VEs a partir da década de 1970, motivado por crises energéticas e preocupações ambientais, consolidou-os como uma solução para a mobilidade sustentável (BERMÚDEZ-RODRÍGUEZ; CONSONI, 2011) e (PORCHERA, 2016).

Figura 1 – Primeiro veículo elétrico a andar 100 milhas com uma única carga.



Fonte: Clima Info - Uma breve História dos Veículos Elétricos.

No Brasil, o primeiro veículo elétrico nacional em larga escala, o modelo E-400, foi desenvolvido em 1981, mas enfrentou limitações devido à baixa velocidade e autonomia. A partir dos anos 2000, medidas de incentivo, como isenções fiscais e subsídios, começaram a ser implementadas para promover a adoção de VEs. Em São Paulo, por exemplo, foram aprovadas a redução do IPVA e a isenção do rodízio municipal para esses veículos.

Apesar dos avanços, o Brasil permanece altamente dependente do petróleo, figurando entre os dez maiores produtores globais, segundo dados da International Energy Agency (IEA). Esse contexto reflete os desafios da eletrificação da frota automotiva, agravados pela predominância histórica do etanol, resultado do programa ProÁlcool.

Por outro lado, países pioneiros têm avançado na eletrificação da mobilidade, mesmo diante da limitada oferta de modelos e do custo elevado das baterias. A crescente adoção de VEs, especialmente em frotas urbanas e veículos plug-in híbridos, demonstra que esses modelos estão alcançando níveis de eficiência e aceitação superiores, o que reforça o papel estratégico dos VEs na mitigação de emissões e no avanço do desenvolvimento sustentável.

Entretanto, apesar dos avanços, a integração de VEs em microrredes isoladas apresenta desafios, como a dependência de geradores a diesel e a intermitência de fontes renováveis. Este trabalho propõe estratégias de otimização para o carregamento de VEs, visando maximizar o uso de energias renováveis e minimizar o impacto ambiental.

## 1.2 Revisão Bibliográfica

Diversos estudos abordam a integração de veículos elétricos (VEs) em microrredes, com foco em otimização energética, mas a presente pesquisa se diferencia pelo enfoque em microrredes isoladas e pela integração de geração híbrida com sistemas de armazenamento em bateria (BESS). Trabalhos como o de (ALVES, 2019) utilizam algoritmos evolucionários para despacho de energia em estacionamentos inteligentes, minimizando custos de energia comprada da rede. Erick Nagata (NAGATA, 2023) propõe otimização para eletropostos com fontes fotovoltaicas e baterias, reduzindo custos de carregamento. Peres (PERES, 2021) implementa um sistema de gerenciamento residencial com geração fotovoltaica e controle IoT, focando na eficiência de recarga em corrente alternada. Mônica Alonso (ALONSO, 2014) e (ZAKARIAZADEH, 2014) aplicam algoritmos genéticos e métodos multiobjetivo em redes inteligentes conectadas, considerando restrições técnicas e econômicas. Zengxi Feng (FENG, 2025) explora tecnologia Vehicle-to-Building (V2B) para edifícios, com modelos de probabilidade para padrões de viagem. Liang Zhao (ZHAO; LIANG, 2023) integra algoritmos genéticos, redes neurais e aprendizado por reforço para gestão de carga em redes inteligentes. Em contraste, este estudo combina algoritmos genéticos e programação linear inteira mista (MILP) para otimizar o carregamento e descarga de VEs em microrredes isoladas, considerando perfis específicos de usuários e maximizando o uso de fontes renováveis (solar e eólica) com BESS, enquanto minimiza o consumo de diesel, oferecendo uma abordagem prática para regiões remotas sem conexão à rede elétrica.

A presente pesquisa contribui ao propor uma abordagem integrada que a utilização do MILP para otimizar o despacho de energia em microrredes isoladas, considerando a intermitência de fontes renováveis e perfis específicos de usuários de VEs. Diferentemente dos trabalhos citados, que focam em redes conectadas, eletropostos ou cenários residenciais, este estudo aborda a operação em regiões remotas, promovendo a redução significativa do consumo de diesel e emissões de  $CO_2$ , com uma metodologia validada por simulações realistas.

## 1.3 Objetivos

### 1.3.1 Objetivos Gerais

O objetivo central desta dissertação é desenvolver métodos de otimização para a operação eficiente de microrredes isoladas, integrando veículos elétricos com funcionalidade V2G, geração híbrida e sistemas de armazenamento de energia em bateria (BESS), com foco na minimização do consumo de diesel e na maximização do uso de energia renovável.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

Para alcançar os objetivos gerais, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver um modelo de otimização para a operação de microrredes isoladas, com ênfase na integração eficiente de fontes renováveis, veículos elétricos (VEs) e sistemas de armazenamento de energia em bateria (BESS), visando maximizar a eficiência energética.
- Implementar algoritmos de programação para gerenciar o despacho de energia na microrrede, otimizando a alocação entre fontes renováveis, BESS, VEs e geradores a diesel.
- Avaliar o impacto da integração de fontes renováveis, como solar e eólica, na melhoria da eficiência do sistema de carregamento de veículos elétricos em microrredes isoladas.
- Desenvolver uma metodologia para o despacho de energia e otimização do carregamento de veículos elétricos, com foco na minimização do uso de combustíveis fósseis e aumento do aproveitamento das fontes renováveis.
- Validar os modelos de otimização por meio de simulações computacionais, comparando os resultados com cenários reais de operação de microrredes isoladas para garantir a aplicabilidade dos resultados.

#### 1.4 Justificativa

A crescente adoção de veículos elétricos e de fontes renováveis representa tanto desafios quanto oportunidades para a operação eficiente de microrredes isoladas, especialmente em regiões remotas ou com infraestrutura limitada. Nesse cenário, a dependência de geradores a diesel, utilizados para assegurar o fornecimento contínuo de energia, resulta em altos custos operacionais e impactos ambientais consideráveis, tornando urgente a necessidade de alternativas mais sustentáveis.

Este estudo busca contribuir para a redução do consumo de diesel em microrredes isoladas por meio da inserção de sistemas de armazenamento em bateria (BESS) e do desenvolvimento de estratégias otimizadas para a conexão e o carregamento de veículos elétricos. Assim, ao maximizar o uso de fontes renováveis e do BESS, e minimizar o uso de combustível fóssil, o modelo desenvolvido poderá melhorar a sustentabilidade, a eficiência e a estabilidade da microrrede.

A relevância deste estudo reside em propor soluções práticas e tecnológicas para otimizar a operação de microrredes isoladas, pavimentando o caminho para uma transição energética mais limpa e eficiente em ambientes de difícil acesso ou sem conexão à rede da concessionária. Dessa forma, a redução do consumo de diesel em microrredes isoladas pode diminuir os custos operacionais e as emissões de  $CO_2$  em regiões remotas, promovendo desenvolvimento sustentável e acessibilidade energética.

## 1.5 Estrutura da Dissertação

A dissertação está organizada em seis capítulos, cada um abordando aspectos específicos do desenvolvimento e validação das estratégias de otimização para o carregamento de veículos elétricos em microrredes isoladas. A seguir, apresenta-se uma descrição do conteúdo de cada capítulo:

1. **Introdução:** Apresenta o contexto da transição energética global, a relevância dos veículos elétricos e os desafios da integração em microrredes isoladas. Define os objetivos gerais e específicos, a justificativa, a metodologia e a estrutura da dissertação.
2. **Revisão Bibliográfica:** Compila e analisa a literatura relevante sobre microrredes isoladas, integração de fontes renováveis (solar e eólica), sistemas de armazenamento em bateria (BESS), geradores a diesel e estratégias de carregamento de veículos elétricos, estabelecendo a base teórica do trabalho. Detalha os conceitos técnicos relacionados às microrredes trifásicas isoladas, fontes de geração renovável, sistemas BESS e carregamento de veículos elétricos, incluindo os princípios de otimização e despacho de energia.
3. **Desenvolvimento do Modelo de Otimização:** Descreve a formulação do modelo matemático e a implementação dos algoritmos de programação linear em MATLAB, considerando as restrições operacionais da microrrede e os objetivos de minimização do consumo de diesel e maximização do uso de energia renovável.
4. **Estudo de Caso:** Apresenta a aplicação prática da metodologia desenvolvida a um cenário específico de microrrede isolada na região Norte do Brasil, utilizando dados reais de irradiação solar, velocidade do vento e perfis de carga obtidos de fontes como INMET e ONS. Detalha o dimensionamento dos componentes do sistema, incluindo geração solar fotovoltaica, eólica, BESS e frota de VEs com V2G, além da configuração dos perfis de usuários e restrições operacionais, preparando o terreno para as simulações e análises subsequentes.
5. **Simulações e Resultados:** Apresenta os cenários operacionais simulados, os resultados das simulações computacionais e a análise do desempenho do modelo proposto, comparando-o com cenários reais de operação de microrredes isoladas.
6. **Conclusões e Recomendações:** Resume os principais achados do estudo, discute as contribuições para a operação de microrredes isoladas e sugere recomendações para futuras pesquisas e aplicações práticas.

## 1.6 Publicações Decorrentes

A pesquisa desenvolvida no âmbito desta dissertação resultou na elaboração e aprovação de dois artigos científicos apresentados em eventos de relevância na área de sistemas elétricos. A seguir, apresenta-se a descrição das publicações:

1. **ASSIS, J. V. S.; OLIVEIRA, J. G.; OLIVEIRA, L. W. Otimização da Conexão de Veículos Elétricos em uma Microrrede Isolada Utilizando Algoritmos Genéticos.** In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2025.

Este artigo propõe uma estratégia de otimização para a operação de microrredes isoladas com integração de veículos elétricos, utilizando algoritmos genéticos. O modelo considera fontes de geração solar, eólica e um gerador a diesel como backup, além de perfis distintos de usuários de VEs, com padrões específicos de conexão à rede e necessidades de mobilidade. Os resultados demonstram que a coordenação otimizada dos períodos de carga e descarga de VEs reduz significativamente a ativação do gerador a diesel, maximizando o uso de fontes renováveis.

2. **ASSIS, J. V. S.; OLIVEIRA, J. G.; OLIVEIRA, L. W. Optimal Scheduling of Electric Vehicle Charging in Isolated Microgrids Using Mixed-Integer Linear Programming.** In: IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2025.

Este artigo apresenta uma estratégia de otimização para o carregamento de veículos elétricos em microrredes isoladas, utilizando programação linear inteira mista (MILP). O modelo integra fontes de geração solar, eólica e um gerador a diesel, considerando diferentes perfis de usuários de VEs. Os resultados indicam uma penetração renovável de 34,22% e uma redução de 0,66% no consumo de diesel por meio de contribuições Vehicle-to-Grid (V2G), promovendo uma operação mais eficiente e sustentável da microrrede.

## 2 Planejamento de Microrredes e Integração de Fontes Renováveis

### 2.1 Introdução

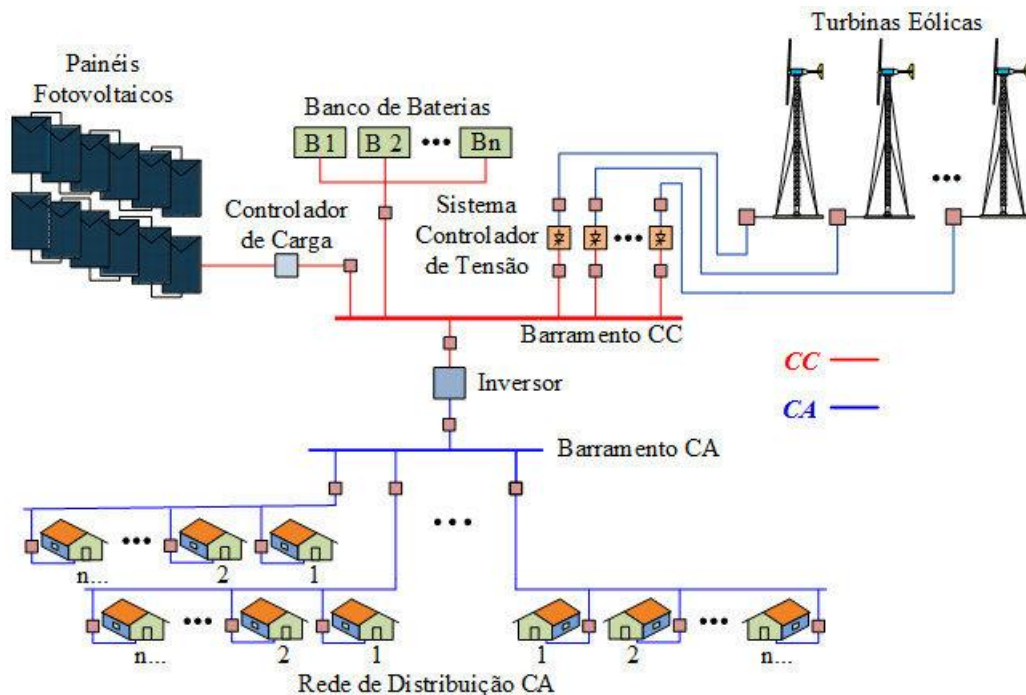
A crescente necessidade de sistemas energéticos sustentáveis e resilientes tem impulsionado o desenvolvimento de microrredes, que integram fontes de geração distribuída, dispositivos de armazenamento e sistemas de controle, operando de forma conectada ou isolada da rede principal (PINHEIRO et al., 2020). Este capítulo aborda os conceitos fundamentais e as arquiteturas de microrredes, com ênfase nas características e desafios operacionais das microrredes isoladas. Além disso, são analisadas as fontes de geração, incluindo energia solar fotovoltaica, eólica e diesel, bem como os desafios no balanço de potência em sistemas com alta penetração de fontes renováveis. Por fim, explora-se a integração de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) e Veículos Elétricos (VEs), destacando os benefícios operacionais, econômicos e ambientais, além das estratégias para otimizar o desempenho e a confiabilidade dessas redes.

### 2.2 Conceitos e Definições de Microrredes

Uma microrrede é um sistema energético localizado que integra cargas, fontes de geração distribuída, dispositivos de armazenamento de energia e sistemas de controle, podendo operar conectada à rede principal ou de forma isolada (ROCHA, 2018). As microrredes são especialmente vantajosas para integrar VEs e fontes renováveis, pois eliminam as perdas de conversão CA/CC e simplificam o controle (WANG et al., 2020).

As microrredes representam uma evolução importante na arquitetura dos sistemas elétricos, movendo-se de um modelo de geração centralizada para uma estrutura mais distribuída e resiliente.

Figura 2 – Microrrede Híbrida Isolada.



Fonte: Hércules Araújo Oliveira. \*Rede Híbrida de Distribuição de Energia em CC e CA como uma Solução Alternativa para Microrredes Isoladas\*. UFMA, 2017.

As microrredes híbridas isoladas, que constituem o foco principal deste trabalho, representam sistemas elétricos autônomos que operam desconectados da rede principal, seja por motivos geográficos, como em ilhas ou áreas remotas, ou econômicos, incluindo o elevado custo de interconexão. O termo "*híbrido*" refere-se à integração de diversas fontes de geração de energia, abrangendo tanto sistemas de corrente contínua (CC), como a geração solar fotovoltaica, quanto de corrente alternada (CA), a exemplo da geração eólica ou de geradores a diesel convencionais. Essa configuração híbrida permite uma maior flexibilidade e eficiência na produção energética, mas impõe desafios específicos às microrredes isoladas, uma vez que elas devem assegurar sua própria estabilidade e confiabilidade sem o suporte da inércia rotacional e dos mecanismos de regulação fornecidos pela rede principal, demandando estratégias avançadas de controle e otimização para mitigar variações de carga e intermitências das fontes renováveis.

### 2.2.1 Arquiteturas de Microrredes

As microrredes podem ser classificadas com base em diferentes critérios arquitetônicos (SANTOS, 2018):

#### 1. Natureza da corrente elétrica:

- Microrredes CA: Utilizam corrente alternada como meio de interconexão principal, sendo amplamente compatíveis com a infraestrutura elétrica existente.



- Microrredes CC: Baseiam-se em barramentos de corrente contínua, eliminando a necessidade de conversão entre corrente alternada e contínua, o que pode aumentar a eficiência.
- Microrredes Híbridas: Integram seções de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC) por meio de conversores, aproveitando os benefícios de ambos os tipos de corrente.

## 2. estrutura topológica:

- Radiais: Apresentam uma estrutura em árvore, com fluxos unidirecionais. São simples e de baixo custo, mas menos resilientes a falhas.
- Malhadas: Possuem múltiplos caminhos para o fluxo de energia, aumentando a confiabilidade e a estabilidade do sistema.
- Hierárquicas: Organizam a rede em múltiplos níveis de controle e operação, oferecendo flexibilidade e maior controle distribuído.

## 3. modelo de controle:

- Centralizadas: Um único controlador coordena todos os recursos, simplificando a gestão, mas com maior risco de falhas no caso de problemas com o controlador central.
- Descentralizadas: Múltiplos controladores operam de forma coordenada, proporcionando maior resiliência e flexibilidade no gerenciamento da microrrede.
- Distribuídas: Cada recurso possui seu próprio controlador local, permitindo decisões autônomas e aumentando a eficiência geral do sistema (SANTOS, 2018).

### 2.2.2 Características Específicas de Microrredes Isoladas

As microrredes isoladas apresentam características que as diferenciam das microrredes conectadas à rede principal (KITAMURA, 2022):

- Balanço energético crítico: Devem manter o equilíbrio entre geração e consumo o tempo todo, sem a possibilidade de importar ou exportar energia.
- Necessidade de reserva girante: Precisam de capacidade de geração adicional para responder a variações imprevistas na carga ou na geração de energia.
- Controle de frequência e tensão autônomo: Dependem exclusivamente de seus próprios recursos para manter os parâmetros da rede dentro dos limites aceitáveis.

- Dimensionamento para pico de demanda: Normalmente são projetadas com capacidade maior para atender aos momentos de maior consumo, o que pode resultar em sistemas sobredimensionados.
- Alta dependência de combustíveis fósseis: Tradicionalmente, utilizam geradores a diesel como fonte principal ou de backup, aumentando a dependência de combustíveis não renováveis.

### 2.2.3 Desafios Operacionais e de Estabilidade

As microrredes isoladas enfrentam desafios significativos, que se tornam ainda mais complexos com a integração de fontes renováveis variáveis e cargas dinâmicas, como os veículos elétricos. A baixa inércia do sistema torna-o mais suscetível a perturbações rápidas, o que compromete a estabilidade dinâmica. Além disso, flutuações na geração renovável podem causar variações de frequência e tensão, gerando desvios significativos nesses parâmetros.

A sincronização de diferentes fontes de geração também apresenta desafios, exigindo sistemas sofisticados de controle para coordenar os geradores de forma eficiente. Os sistemas de proteção precisam ser adaptativos para lidar com as mudanças nas condições operacionais, e a qualidade de energia pode ser comprometida, pois harmônicos e desequilíbrios são mais facilmente amplificados em sistemas de pequeno porte.

Por fim, a previsibilidade da geração e do consumo é crucial, mas frequentemente limitada em sistemas isolados, o que torna o gerenciamento ainda mais desafiador (ULIANA, 2023).

A evolução das microrredes isoladas tem sido impulsionada por tecnologias complementares, como sistemas avançados de controle, conversores de eletrônica de potência com capacidade de formação de rede e sistemas de armazenamento de energia cada vez mais eficientes e acessíveis.

## 2.3 Fontes de Geração em Microrredes Isoladas

### 2.3.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica (PV) se consolidou como uma das tecnologias mais promissoras para microrredes isoladas, devido à sua modularidade, redução contínua de custos e à disponibilidade universal do recurso solar (CAMPOS et al., 2022). Os sistemas fotovoltaicos convertem diretamente a radiação solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico, sem partes móveis ou emissões durante a operação.

Figura 3 – Fazenda de Geração Solar Fotovoltaica



Fonte: Bulbe Energia.

A conversão fotovoltaica ocorre em células semicondutoras que, quando expostas à luz, geram uma diferença de potencial elétrico. Os principais componentes de um sistema PV em microrredes incluem painéis solares, que são arranjos de células fotovoltaicas, tipicamente de silício cristalino ou filmes finos; inversores, responsáveis por converter a corrente contínua gerada pelos painéis em corrente alternada compatível com a rede; sistemas de monitoramento, que avaliam o desempenho e otimizam a operação; e estruturas de suporte, que podem ser fixas ou contar com sistemas de rastreamento para maximizar a captação solar.

A eficiência de conversão dos sistemas comerciais varia entre 22% e 25%, com tecnologias avançadas, como células tandem, alcançando até 47% em laboratório (NREL, 2024; CAMPOS et al., 2022; IRENA, 2020). A densidade de potência instalada varia entre 100-200 W/m<sup>2</sup>, dependendo da tecnologia e localização. A integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia representa uma solução promissora para maximizar o aproveitamento da energia solar em microrredes (MARIANO, 2021).

### 2.3.2 Energia Eólica

A energia eólica se tornou uma das fontes renováveis mais competitivas economicamente, complementando de forma natural a geração solar em muitos sistemas híbridos (CAMPOS et al., 2022). Em microrredes isoladas, as turbinas de pequeno e médio porte são especialmente relevantes, oferecendo geração que, frequentemente, apresenta um perfil complementar ao da energia solar.

Figura 4 – Fazenda de Geração Eólica



Fonte: Ecoa.

As turbinas eólicas utilizadas em microrredes podem ser classificadas de acordo com diversos critérios. Quanto à orientação do eixo, as turbinas de eixo horizontal (HAWT) são as mais comuns, apresentando maior eficiência em ventos constantes. Já as turbinas de eixo vertical (VAWT) são menos sensíveis à direção do vento, tornando-se mais adequadas para ambientes urbanos ou áreas com ventos turbulentos.

Em relação à capacidade, as microturbinas, com potência inferior a 1 kW, são usadas em aplicações residenciais. As pequenas turbinas, de até 100 kW, são comuns em aplicações comerciais e microrredes de pequeno porte. Turbinas de 10 a 50 kW são ideais para microrredes isoladas, fornecendo energia complementar à solar em locais com ventos de 5-8 m/s. As turbinas de médio porte, com potências entre 100 kW e 1 MW, são utilizadas em microrredes maiores ou em aplicações industriais.

Quanto ao controle aerodinâmico, existem três principais tipos: o controle por estol (stall), que é passivo e baseado no design das pás; o controle de passo (pitch), que é ativo e ajusta o ângulo das pás; e o controle ativo de estol, que combina elementos dos dois métodos anteriores.

Os principais componentes de um sistema eólico moderno incluem a torre, o rotor (que compreende o hub e as pás), a nacele (que contém o gerador, o multiplicador, quando presente, e os sistemas de controle), além dos sistemas elétricos, que incluem conversores de potência para sistemas de velocidade variável.

### 2.3.3 Geração a Diesel

Apesar do crescimento das fontes renováveis, os geradores a diesel continuam sendo essenciais em microrredes isoladas, fornecendo geração despachável. Com uma eficiência típica de 30-40%, esses geradores garantem a estabilidade em picos de demanda, mas geram emissões de  $CO_2$  de cerca de 2,7 kg/kWh, o que justifica estratégias de otimização para reduzir seu uso (IEA, 2020; GOMES, 2019).

Figura 5 – Gerador de Energia a Diesel Industrial



Fonte: BRG Geradores.

Tradicionalmente, os geradores a diesel desempenham várias funções em microrredes isoladas. Eles costumam ser a fonte principal de energia em sistemas convencionais, constituindo a base da geração. Em sistemas com alta penetração de energia renovável, os geradores a diesel atuam como fonte de backup, fornecendo segurança durante períodos de baixa disponibilidade de energia renovável. Além disso, esses geradores contribuem para a regulação de frequência e tensão, oferecendo inércia e capacidade de controle para estabilizar a rede. Também possuem a capacidade de fornecer potência reativa, ajustando o fator de potência para controle de tensão, e têm a habilidade de atender a picos de demanda, respondendo rapidamente a aumentos súbitos de carga.

A transição para sistemas com maior penetração de fontes renováveis tem redefinido o papel dos geradores a diesel, que passaram de fonte principal para fonte complementar, operando com menor fator de capacidade e maior variabilidade.



## 2.4 Desafios no Balanço de Potência

O balanço contínuo entre geração e consumo é o princípio fundamental da operação de sistemas elétricos, sendo especialmente crítico em microrredes isoladas (BRAGA et al., 2025). Esse equilíbrio deve ser mantido em várias escalas temporais, desde milissegundos (para a estabilidade transitória) até horas (no despacho energético).

### 2.4.1 Variabilidade das Fontes Renováveis

A geração renovável introduz desafios específicos ao balanço de potência. A variabilidade previsível, como os ciclos diários da geração solar, os padrões sazonais de disponibilidade eólica e solar, e as tendências meteorológicas de médio prazo, podem ser antecipadas com maior precisão. No entanto, também existe a variabilidade imprevisível, que envolve flutuações rápidas devido a condições meteorológicas como nuvens e rajadas de vento, erros de previsão em diferentes horizontes temporais e eventos extremos não previstos.

Além disso, as rampas de potência, como as variações ascendentes e descendentes durante o nascer e o pôr do sol, e as mudanças súbitas causadas por frentes climáticas, também representam desafios. A capacidade de acompanhamento dessas flutuações por geradores convencionais pode ser limitada, dificultando o controle da rede.

A magnitude dessas variações é particularmente significativa em sistemas de pequeno porte, onde a agregação espacial não suaviza os perfis de geração, como acontece em sistemas de grande escala (NAGATA et al., 2023).

### 2.4.2 Estratégias de Despacho

O despacho eficiente dos recursos energéticos em microrredes com alta penetração renovável exige abordagens sofisticadas. No despacho econômico, é necessário minimizar os custos operacionais, priorizar fontes com custo marginal zero, como as renováveis, e considerar as restrições técnicas. Já o despacho ambiental visa à minimização das emissões de  $CO_2$  e outros poluentes, a redução do consumo de combustíveis fósseis e a limitação dos impactos locais.

Além disso, estratégias avançadas, como o despacho preditivo baseado em previsões, a programação estocástica considerando incertezas, a otimização multi-objetivo para equilibrar custo, emissões e confiabilidade, e o despacho com reserva adaptativa baseada em incertezas de previsão, são fundamentais para um gerenciamento eficiente. Algoritmos avançados de otimização, incluindo abordagens de inteligência artificial como GA-GRU-RL, têm mostrado resultados promissores na otimização do despacho (ZHAO; LIANG, 2023; NAGATA et al., 2023).

As abordagens de controle envolvem técnicas como o controle hierárquico em múltiplas camadas (primário, secundário e terciário), controle distribuído com coordenação entre os recursos e sistemas baseados em agentes para otimização tanto local quanto global.

### 2.4.3 Necessidade de Sistemas de Armazenamento

Os sistemas de armazenamento de energia emergem como componentes essenciais para microrredes com alta penetração renovável e cargas dinâmicas, como veículos elétricos. Eles desempenham várias funções de suporte à rede, incluindo a regulação de frequência e tensão, resposta a transientes, reserva girante virtual e capacidade de black-start, permitindo a partida autônoma após um blackout (GREENER; NEWCHARGE).

Além disso, esses sistemas são fundamentais para o gerenciamento energético, com funções como o deslocamento temporal da energia renovável, suavização de picos de demanda (peak shaving), arbitragem energética, quando aplicável, e a redução do tempo de operação de geradores a diesel.

Os benefícios sistêmicos dos sistemas de armazenamento incluem o aumento da capacidade de integração de fontes renováveis, a melhoria da confiabilidade e qualidade da energia, a redução de investimentos em infraestrutura de reforço e a diminuição dos ciclos de partida/parada dos geradores convencionais.

A integração coordenada de sistemas BESS com a programação de carregamento de veículos elétricos representa uma oportunidade valiosa para maximizar esses benefícios, aproveitando as sinergias entre o armazenamento estacionário e móvel, e otimizando o desempenho global da microrrede (FIORSE, 2019).

## 2.5 Integração de BESS e VEs

A integração dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) e dos Veículos Elétricos (VEs) em microrredes isoladas é uma estratégia crucial para aumentar a eficiência operacional e a viabilidade ambiental dessas redes (BRUINSMA, 2023). Essa integração permite que os veículos sirvam tanto como fontes de armazenamento quanto de carregamento de energia, tornando os sistemas mais flexíveis e resilientes, além de promover uma redução significativa no consumo de combustíveis fósseis e nas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEEs). No entanto, a funcionalidade Vehicle-to-Grid (V2G), exclusiva dos VEs, pode acelerar o desgaste de suas baterias por meio de ciclos adicionais de carga/descarga, enquanto o BESS, ao descarregar energia diretamente para a microrrede, também sofre degradação similar, resultando em uma redução na vida útil de ambos os sistemas e exigindo estratégias de otimização para mitigar esses impactos. A crescente adoção de veículos elétricos no Brasil representa uma oportunidade importante para o desenvolvimento sustentável do setor de transportes (BARAN, 2012; LANA, 2013).

### 2.5.1 Papel dos Veículos Elétricos nas Microrredes

Os VEs, com suas baterias de grande capacidade, não são usados apenas para consumo energético do próprio veículo, mas também podem fornecer energia de volta à rede, no processo conhecido como Vehicle-to-Grid (V2G). A integração dos VEs com a microrrede permite que suas baterias funcionem como unidades de armazenamento de energia distribuída, podendo ser carregadas em períodos de baixa demanda e descarregadas durante os picos de consumo ou quando a geração renovável não é suficiente.

Esse fluxo bidirecional de energia é especialmente valioso em microrredes isoladas, onde o fornecimento contínuo de energia pode ser desafiador devido à dependência de fontes intermitentes como a solar e a eólica. O V2G, portanto, permite que os VEs ajudem a estabilizar a rede e a equilibrar a carga, aumentando a confiabilidade e resiliência da microrrede (PERES, 2021; WANG et al., 2020).

### 2.5.2 Integração com BESS

A presença de BESS em microrredes oferece uma camada extra de segurança energética, pois permite armazenar o excesso de energia gerada durante períodos de baixa demanda. Quando combinados com os VEs, os BESS podem otimizar ainda mais o fluxo de energia. Por exemplo, a energia solar gerada durante o dia pode ser armazenada nas baterias dos veículos e nos sistemas BESS, sendo utilizada quando a geração renovável não está disponível, como à noite ou em dias nublados.

As tecnologias de baterias de íons de lítio têm-se mostrado particularmente adequadas para essas aplicações, oferecendo alta densidade energética e eficiência de conversão (ZHANG et al., 2018; LINDEN; REDDY, 2002). O desenvolvimento contínuo dessas tecnologias tem contribuído significativamente para a viabilidade econômica dos sistemas de armazenamento (BERMÚDEZ-RODRÍGUEZ; CONSONI, 2021).

Além disso, a integração entre BESS e VEs pode ser vista como uma "cobertura energética" para os veículos, permitindo que carreguem suas baterias usando a energia armazenada, dependendo da situação da rede. Isso reduz substancialmente a dependência de geradores a diesel, que são comumente usados em microrredes isoladas para garantir a continuidade do fornecimento de energia durante falhas ou baixa geração renovável (ARAÚJO et al., 2023).

### 2.5.3 Benefícios Operacionais e Econômicos

A combinação de VEs e BESS oferece benefícios operacionais, como o aumento da estabilidade da rede e a otimização do uso das fontes renováveis, além de gerar benefícios econômicos. O uso de VEs para armazenar e fornecer energia de volta à rede pode gerar uma fonte de receita para os proprietários de veículos, ao mesmo tempo em que reduz os



custos operacionais das microrredes, minimizando a necessidade de geradores a diesel ou de outras fontes de energia caras e poluentes.

Essa integração também pode reduzir o Custo Nivelado de Energia (LCOE), um indicador importante para avaliar a competitividade das fontes renováveis e sistemas de armazenamento em comparação com as fontes convencionais de energia (CHEN et al., 2023).

#### 2.5.4 Desafios e Oportunidades

Apesar dos inúmeros benefícios, a integração de VEs e BESS apresenta desafios técnicos e operacionais. A gestão eficiente do carregamento e descarregamento dos veículos elétricos, juntamente com a otimização do armazenamento de energia nos sistemas BESS, exige algoritmos de otimização avançados, capazes de considerar múltiplas variáveis, como o preço da eletricidade, a disponibilidade de energia renovável e o estado de carga das baterias.

Outro desafio é a vida útil das baterias. As baterias tanto dos VEs quanto dos BESS sofrem degradação devido ao número de ciclos de carga e descarga (CHEN et al., 2023). Portanto, é essencial desenvolver métodos de gerenciamento inteligente para maximizar a vida útil das baterias, garantindo a eficiência do sistema a longo prazo. A questão da sustentabilidade e reciclagem das baterias de íons de lítio também representa um desafio importante que deve ser considerado no planejamento de longo prazo (FLORENCIO; ESPINOSA, 2024).

No entanto, os avanços em inteligência artificial (IA) e otimização matemática têm mostrado grande potencial para superar esses desafios, permitindo uma integração inteligente entre VEs, BESS e microrredes. O uso de algoritmos de previsão e controle de energia adaptativo pode ajudar a mitigar flutuações de energia e melhorar a eficiência geral do sistema (LIMA, 2023; ZHAO; LIANG, 2023).

### 3 Modelagem, Otimização e Análise de uma Microrrede Híbrida

#### 3.1 Introdução

A transição para sistemas energéticos sustentáveis tem impulsionado o desenvolvimento de microrredes híbridas, que integram fontes renováveis, armazenamento de energia e mobilidade elétrica. Este capítulo apresenta a metodologia para modelar, otimizar e analisar uma microrrede que combina geração solar, eólica, sistemas de armazenamento por bateria (BESS), veículos elétricos (VEs) com funcionalidade Vehicle-to-Grid (V2G) e um gerador a diesel como backup. A abordagem adota um modelo de otimização multiobjetivo baseado em programação linear inteira mista (MO-MILP), implementado no MATLAB, para equilibrar objetivos econômicos, técnicos e ambientais. Além disso, análises econômicas, como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), payback simples, payback descontado e o Custo Nivelado de Energia (LCOE), avaliam a viabilidade financeira do sistema. A simulação de Monte Carlo, utilizando modelos SARIMA, AR e Cadeias de Markov, captura incertezas em previsões de carga e geração, garantindo robustez frente a variações sazonais e interdependências.

#### 3.2 Modelagem Geral da Microrrede

A microrrede é modelada como um sistema híbrido de gerações integrado, utilizando dados de perfis de carga, irradiação solar e velocidade do vento, para um horizonte de 24 horas ( $T = 24, t = 1, \dots, T$ ) em uma localização remota na região Norte do Brasil (INMET, 2023) e (ONS, 2023). Essa modelagem permite simular o comportamento dinâmico do sistema, garantindo que a geração atenda à demanda de forma eficiente, enquanto minimiza o uso de fontes não renováveis. As equações a seguir descrevem os componentes de forma geral, sem valores específicos, para que possam ser adaptadas a diferentes contextos.

##### 3.2.1 Dimensionamento do Sistema Solar

O sistema solar fotovoltaico é modelado considerando a conversão de irradiação solar em potência elétrica. A potência solar  $P_{\text{solar}}(t)$  em cada período  $t$  é calculada por:

$$P_{\text{solar}}(t) = \eta_{\text{solar}} \cdot A_{\text{solar}} \cdot I(t) \quad (3.1)$$

onde:

- $\eta_{\text{solar}}$ : Eficiência dos painéis solares, que representa a fração da irradiação convertida em eletricidade, considerando perdas por conversão, sujeira, sombreamento e temperatura. Tipicamente varia entre 0.1 e 0.25, dependendo da tecnologia (ex.: monocristalino ou policristalino).

- $A_{\text{solar}}$ : Área total dos painéis solares (em  $\text{m}^2$ ), dimensionada com base na demanda energética média do sistema para suprir uma porção significativa da carga.
- $I(t)$ : Irradiação solar ( $\text{Wh}/\text{m}^2$ ) obtida de dados meteorológicos ou modelos de previsão.

A Potência solar utilizada é limitada pela demanda:

$$P_{\text{solar, usada}}(t) = P_{\text{carga}}(t) - P_{\text{solar}}(t) \quad (3.2)$$

onde  $P_{\text{carga}}(t)$  a potência de carga do sistema no período  $t$ . Qualquer excedente pode ser direcionado para armazenamento (ex.: BESS) ou descartado, dependendo da estratégia de gerenciamento. Essa restrição garante que o sistema priorize o uso direto de renováveis, reduzindo a dependência de fontes de backup.

### 3.2.2 Dimensionamento do Sistema Eólico

A geração eólica é modelada considerando a curva de vento de uma região ao norte do Brasil. A potência gerada  $P_{\text{eólica}}(t)$  é dada por:

$$P_{\text{eólica}}(t) = \begin{cases} 0, & \text{se } v(t) \leq v_{\min} \text{ ou } v(t) \geq v_{\max} \\ P_{\text{nom}} \cdot \left( \frac{v(t)}{v_{\text{nominal}}} \right)^3, & \text{se } v_{\min} < v(t) < v_{\text{nominal}} \\ P_{\text{nom}}, & \text{se } v_{\text{nominal}} \leq v(t) < v_{\max} \end{cases} \quad (3.3)$$

onde:

- $v(t)$ : Velocidade do vento no período  $t$  (em  $\text{m/s}$ ), obtida de dados meteorológicos.
- $v_{\min}$ : Velocidade mínima de operação (corte inferior), abaixo da qual a turbina não gera energia.
- $v_{\text{nominal}}$ : Velocidade para atingir a potência máxima.
- $v_{\max}$ : Velocidade de corte superior, acima da qual a turbina é desligada por segurança.
- $P_{\text{nom}}$ : Potência nominal da turbina (em W), que representa a capacidade máxima de geração.

Essa equação reflete a natureza cúbica da potência eólica em velocidades intermediárias, baseada na lei de Betz, que limita a eficiência teórica a cerca de 59%. Portanto, a potência eólica utilizada é ajustada ao deficit após a solar:

$$P_{\text{eólica, usada}}(t) = P_{\text{eólica}}(t) - (P_{\text{carga}}(t) - P_{\text{solar}}(t)) \quad (3.4)$$

Essa abordagem prioriza fontes renováveis complementares, mitigando a intermitência (ex.: eólica mais estável à noite, complementando a solar diurna), e melhora a confiabilidade do sistema.

### 3.2.3 Modelagem do BESS

O sistema de armazenamento de energia por bateria (BESS) é modelado para gerenciar excedentes e deficit, com foco na dinâmica do estado de carga (SOC) e na degradação. As potências de carga e descarga são definidas como:

$$P_{\text{BESS, carga}} = \frac{C_{\text{BESS}} \cdot f_{\text{cd}} \cdot (\text{SOC}_{\text{máx}} - \text{SOC}_{\text{min}})}{\eta_{\text{carga}}} \quad (3.5)$$

$$P_{\text{BESS, descarga}} = C_{\text{BESS}} \cdot f_{\text{cd}} \cdot (\text{SOC}_{\text{máx}} - \text{SOC}_{\text{min}}) \cdot \eta_{\text{descarga}} \quad (3.6)$$

onde:

- $C_{\text{BESS}}$ : Capacidade total do BESS (em Wh), dimensionada para suprir uma fração da carga em contingências.
- $f_{\text{cd}}$ : Fator de taxa de carga/descarga (C-rate), que limita a velocidade de operação para preservar a bateria.
- $\text{SOC}_{\text{min}}, \text{SOC}_{\text{max}}$ : Limites mínimo e máximo de SOC, tipicamente 0.2 e 0.9, para evitar degradação por sobrecarga ou descarga profunda.
- $\eta_{\text{Carga}}, \eta_{\text{Descarga}}$ : Eficiências de carga e descarga, que contabilizam perdas térmicas e de conversão (geralmente 0.9).

Além disso, a dinâmica do SOC é atualizada a cada período, pela seguinte equação:

$$\text{SOC}_{\text{BESS}}(t) = \text{SOC}_{\text{BESS}}(t-1) + \delta_{\text{carga, BESS}}(t) \cdot \frac{P_{\text{BESS, carga}}}{C_{\text{BESS}}} - \delta_{\text{descarga, BESS}}(t) \cdot \frac{P_{\text{BESS, descarga}}}{C_{\text{BESS}}} \quad (3.7)$$

com  $\delta_{\text{carga, BESS}}(t)$ ,  $\delta_{\text{descarga, BESS}}(t)$ ,  $\delta_{\text{ocioso, BESS}}(t) \in \{0, 1\}$  como variáveis binárias para estados mutuamente exclusivos. Essa modelagem permite otimizar o uso do BESS, balanceando armazenamento de excedentes renováveis com suprimento durante deficit.

### 3.2.3.1 Cálculo da Degradação do BESS

A degradação do BESS é modelada considerando envelhecimento por calendário e por ciclos, crucial para estimar a vida útil e custos de manutenção. O envelhecimento por calendário é:

$$L_{\text{calendário}} = k_t \cdot t \quad (3.8)$$

onde  $k_t$  é uma constante de degradação temporal (em  $s^{-1}$ ), e  $t$  é o tempo de operação. Para ciclos, usa-se o algoritmo Rainflow para identificar profundidades  $\delta_i$ :

$$S_{\delta_i} = k_{\delta_1} \cdot \delta_i \cdot \exp(k_{\delta_2} \cdot \delta_i) \quad (3.9)$$

$$L_{\text{ciclo}} = \sum_i (S_{\delta_i} + k_1 \cdot t_c) \quad (3.10)$$

com constantes  $k_{\delta_1}$ ,  $k_{\delta_2}$ ,  $k_1$  calibradas para baterias de íon-lítio, e  $t_c$  tempo médio de ciclo. A degradação total é  $f_d = L_{\text{calendário}} + L_{\text{ciclo}}$ , e a capacidade remanescente:

$$\frac{Q(t)}{Q_0} = \alpha \cdot \exp(-\beta \cdot f_d) + (1 - \alpha) \cdot \exp(-f_d) \quad (3.11)$$

com parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$  empíricos. A degradação diária é  $L_{\text{diária}} = 1 - Q(t)/Q_0$ , e a vida útil em dias:  $N_{\text{dias}} = \ln(1/0.8)/f_d$ , assumindo fim de vida em 80% da capacidade. Essa modelagem ajuda a minimizar custos ao otimizar ciclos.

### 3.2.4 Modelagem Geral dos Veículos Elétricos (VEs) e V2G

Os VEs são modelados como unidades móveis de armazenamento com V2G, permitindo carga e descarga. Considera-se uma frota agrupada em perfis  $p = 1, \dots, P$ , com número de veículos  $N_{\text{cars},p}$ . Cada VE tem:

- Capacidade da bateria  $C_{\text{VE}}$  (em kWh).
- Potências de carga/descarga  $P_{\text{carga}}$ ,  $P_{\text{descarga}}$  (em kW).
- Eficiências  $\eta_{\text{carga}}$ ,  $\eta_{\text{descarga}}$ .
- Limites de SOC  $\text{SOC}_{\text{min},p}(t)$ ,  $\text{SOC}_{\text{máx},p}(t)$ .

A dinâmica do estado de carga (SOC) para cada perfil  $p$  é modelada como:

$$\text{SOC}_p(t) = \text{SOC}_p(t-1) + \delta_{\text{carga},p}(t) \cdot \frac{P_{\text{carga}} \cdot \eta_{\text{carga}}}{C_{\text{VE}}} - \delta_{\text{descarga},p}(t) \cdot \frac{P_{\text{descarga}}}{C_{\text{VE}} \cdot \eta_{\text{descarga}}} \quad (3.12)$$

com variáveis binárias  $\delta_{\text{carga},p}(t)$ ,  $\delta_{\text{descarga},p}(t)$ ,  $\delta_{\text{ocioso},p}(t)$ . Uma matriz de conectividade  $c_{p,t} \in \{+1, -1, 0\}$  define estados permitidos (+1 para carga, -1 para descarga, 0 para ocioso), baseada em padrões de mobilidade. A potência total V2G é

$$P_{\text{V2G}}(t) = \sum_{p=1}^P \delta_{\text{descarga},p}(t) \cdot N_{\text{cars},p} \cdot P_{\text{descarga}} \quad (3.13)$$

Essa modelagem integra VEs como recursos distribuídos, melhorando a flexibilidade, mas considerando degradação simplificada para limitar ciclos profundos.

### 3.3 Otimização Multiobjetivo (MO-MILP)

O modelo MO-MILP otimiza a operação, equilibrando múltiplos objetivos via uma função ponderada:

$$f = w_{\text{Diesel}} \cdot f_{\text{Diesel}} + w_{\text{BESS}} \cdot f_{\text{BESS}} + w_{\text{V2G}} \cdot f_{\text{V2G}} + w_{\text{CO}_2} \cdot f_{\text{CO}_2} \quad (3.14)$$

onde os pesos  $w$  refletem prioridades (ex.: maior para custos operacionais). Os objetivos são minimizar diesel, degradação BESS, emissões  $\text{CO}_2$  e maximizar V2G em picos, com equações detalhadas nas subseções.

#### 3.3.1 Objetivos

1. **Minimizar Consumo de Diesel:** Reduz o uso do gerador a diesel, que é caro e poluente, especialmente em horários de pico:

$$f_{\text{Diesel}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{Diesel}}(t) \cdot c_{\text{Diesel}}(t) \quad (3.15)$$

onde  $c_{\text{diesel}}(t)$  é custo do diesel, aumentando esse custo em 50% em horários de pico devido a tarifas dinâmicas.

2. **Minimizar Degradação do BESS:** Reduz os custos de substituição da bateria, prolongando sua vida útil:

$$f_{\text{BESS}} = \sum_{t=1}^T C_{\text{ciclo}}(t) \cdot c_{\text{BESS,rep}} \cdot \frac{C_{\text{BESS}}}{10^3} \quad (3.16)$$

onde  $c_{\text{BESS,rep}}$  é valor do incentivo para a utilização do BESS, e  $C_{\text{ciclo}}(t)$  é o número equivalente de ciclos, calculado como:

$$C_{\text{ciclo}}(t) = \delta_{\text{descarga,BESS}}(t) \cdot \frac{P_{\text{BESS,descarga}}}{2 \cdot C_{\text{BESS}}} \quad (3.17)$$

3. **Maximizar V2G em Pico:** Incentiva a descarga dos VEs em horários de alta demanda, reduzindo a dependência de diesel:

$$f_{V2G} = - \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T \delta_{\text{descarga},p}(t) \cdot N_{\text{cars},p} \cdot \frac{P_{\text{descarga}}}{10^3} \cdot \mathbb{1}_{t \in \text{pico}} \cdot v_{\text{injetado}}(t) \quad (3.18)$$

onde  $v_{\text{injetado}}(t)$  é o valor financeiro da energia injetada, definido por um esquema de preços dinâmicos que incentiva o V2G em momentos de maior necessidade, maximizando a receita dos proprietários de VEs.

4. **Minimizar Emissões de  $CO_2$ :** Reduz o impacto ambiental, priorizando fontes renováveis:

$$f_{CO_2} = \sum_{t=1}^T P_{\text{Diesel}}(t) \cdot e_{CO_2} \quad (3.19)$$

onde,  $e_{CO_2}$  é a taxa de emissão devido a queima dos combustíveis fosseis dado em Kg de  $CO_2$ /dia.

Esses objetivos promovem sustentabilidade, com trade-offs gerenciados pelos pesos, nos trazendo a seguinte função multiobjetivo final:

$$\begin{aligned} f = & w_{\text{Diesel}} \cdot \sum_{t=1}^T P_{\text{Diesel}}(t) \cdot c_{\text{Diesel}}(t) + w_{\text{BESS}} \cdot \sum_{t=1}^T C_{\text{ciclo}}(t) \cdot c_{\text{BESS,rep}} \cdot \frac{C_{\text{BESS}}}{10^3} \\ & - w_{V2G} \cdot \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T \delta_{\text{descarga},p}(t) \cdot N_{\text{cars},p} \cdot \frac{P_{\text{descarga}}}{10^3} \cdot \mathbb{1}_{t \in \text{pico}} \cdot v_{\text{injetado}}(t) \\ & + w_{CO_2} \cdot \sum_{t=1}^T P_{\text{Diesel}}(t) \cdot e_{CO_2} \end{aligned} \quad (3.20)$$

### 3.3.2 Variáveis de Decisão

O modelo inclui o cálculo do número de variáveis, sendo:

- **VEs:**  $\delta_{\text{carga},p}(t)$ ,  $\delta_{\text{descarga},p}(t)$ ,  $\delta_{\text{ocioso},p}(t) \in \{0, 1\}$ ,  $\text{SOC}_p(t) \in [0, 1]$ , para cada perfil  $p = 1, \dots, P$  e período  $t = 1, \dots, T$ .
- **BESS:**  $\delta_{\text{carga,BESS}}(t)$ ,  $\delta_{\text{descarga,BESS}}(t)$ ,  $\delta_{\text{ocioso,BESS}}(t) \in \{0, 1\}$ ,  $\text{SOC}_{\text{BESS}}(t) \in [0.2, 0.9]$ .
- **Outras:**  $P_{\text{diesel}}(t) \geq 0$ ,  $C_{\text{ciclo}}(t) \geq 0$ .

O número total de variáveis é calculado por:

$$N_{Vars} = [(3 \cdot p \cdot t) + (p \cdot t)] + [(3 \cdot t) + (t)] + (t) + (t) \quad (3.21)$$

### 3.3.3 Restrições

As restrições garantem o funcionamento físico e lógico do sistema:

1. Exclusividade de estados dos VEs:

$$\delta_{\text{carga},p}(t) + \delta_{\text{descarga},p}(t) + \delta_{\text{ocioso},p}(t) = 1, \quad \forall p, t \quad (3.22)$$

2. Exclusividade de estados do BESS:

$$\delta_{\text{carga,BESS}}(t) + \delta_{\text{descarga,BESS}}(t) + \delta_{\text{ocioso,BESS}}(t) = 1, \quad \forall t \quad (3.23)$$

3. Dinâmica do SOC dos VEs:

$$\text{SOC}_p(t) = \text{SOC}_p(t-1) + \delta_{\text{carga},p}(t) \cdot \frac{P_{\text{carga}} \cdot \eta_{\text{carga}}}{C_{\text{VE}}} - \delta_{\text{descarga},p}(t) \cdot \frac{P_{\text{descarga}}}{C_{\text{VE}} \cdot \eta_{\text{descarga}}}, \quad \forall p, t \quad (3.24)$$

4. Dinâmica do SOC do BESS:

$$\text{SOC}_{\text{BESS}}(t) = \text{SOC}_{\text{BESS}}(t-1) + \delta_{\text{car.},\text{BESS}}(t) \cdot \frac{P_{\text{BESS,car.}}}{C_{\text{BESS}}} - \delta_{\text{des.},\text{BESS}}(t) \cdot \frac{P_{\text{BESS,des.}}}{C_{\text{BESS}}}, \quad \forall t \quad (3.25)$$

5. Limites de SOC dos VEs:

$$\text{SOC}_{\min,p}(t) \leq \text{SOC}_p(t) \leq \text{SOC}_{\max,p}(t), \quad \forall p, t \quad (3.26)$$

6. Limites de SOC do BESS:

$$0.2 \leq \text{SOC}_{\text{BESS}}(t) \leq 0.9, \quad \forall t \quad (3.27)$$

7. Balanço de energia:

$$\begin{aligned} P_{\text{diesel}}(t) + \sum_{p=1}^P (\delta_{\text{des.},p}(t) \cdot N_{\text{VE},p} \cdot P_{\text{des.}} - \delta_{\text{car.},p}(t) \cdot N_{\text{VE},p} \cdot P_{\text{VE}}) + \delta_{\text{des.},\text{BESS}}(t) \cdot P_{\text{BESS,des.}} \\ - \delta_{\text{car.},\text{BESS}}(t) \cdot P_{\text{BESS,car.}} = P_{\text{car.}}(t) - P_{\text{sol.}}(t) - P_{\text{eo.}}(t), \quad \forall t \end{aligned} \quad (3.28)$$

8. Restrições da matriz de conectividade:

$$\delta_{\text{carga},p}(t) = 1, \quad \delta_{\text{descarga},p}(t) = \delta_{\text{ocioso},p}(t) = 0, \quad \text{se } c_{p,t} = 1, \quad \forall p, t \quad (3.29)$$

$$\delta_{\text{descarga},p}(t) = 1, \quad \delta_{\text{carga},p}(t) = \delta_{\text{ocioso},p}(t) = 0, \quad \text{se } c_{p,t} = -1, \quad \forall p, t \quad (3.30)$$

$$\delta_{\text{ocioso},p}(t) = 1, \quad \delta_{\text{carga},p}(t) = \delta_{\text{descarga},p}(t) = 0, \quad \text{se } c_{p,t} = 0, \quad \forall p, t \quad (3.31)$$

9. Ciclos do BESS:

$$C_{\text{ciclo}}(t) = \delta_{\text{descarga,BESS}}(t) \cdot \frac{P_{\text{BESS,descarga}}}{2 \cdot C_{\text{BESS}}}, \quad \forall t \quad (3.32)$$



10. Não-negatividade:

$$P_{\text{diesel}}(t) \geq 0, \quad C_{\text{ciclo}}(t) \geq 0, \quad \forall t \quad (3.33)$$

O espaço de busca é reduzido pela matriz de conectividade, limitando escolhas para  $c_{p,t} = Z$ , resultando em  $3^{\sum_{p,t:c_{p,t}=Z} 1}$  combinações possíveis.

### 3.4 Análise Econômica

A análise econômica avalia a viabilidade financeira considerando custos de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX), receitas e métricas financeiras. Os cálculos são integrados aos resultados do MO-MILP, refletindo a operação otimizada da microrrede.

#### 3.4.1 CAPEX (Capital Expenditure)

O **CAPEX** refere-se aos gastos com investimentos iniciais necessários para a implementação de um projeto, nesse caso a microrrede. Ele inclui o custo de aquisição de ativos físicos e outras despesas relacionadas à instalação e configuração de novos ativos de longo prazo. A fórmula para calcular o CAPEX é:

$$\text{CAPEX} = \sum_{i=1}^n (\text{Custo do ativo}_i + \text{Instalação}_i + \text{Custos adicionais}_i) \quad (3.34)$$

Onde:

- Custo do ativo<sub>*i*</sub> é o custo de aquisição ou construção do ativo *i*,
- Instalação<sub>*i*</sub> refere-se aos custos de instalação do ativo,
- Custos adicionais<sub>*i*</sub> são quaisquer custos adicionais necessários para a configuração do ativo.

#### 3.4.2 OPEX (Operational Expenditure)

O **OPEX** representa os custos operacionais recorrentes para manter um ativo ou para a execução de um projeto. Esses custos incluem salários, manutenção, energia e outros custos variáveis e fixos associados às operações diárias. A fórmula para calcular o OPEX é:

$$\text{OPEX} = \sum_{j=1}^m (\text{Custo fixo}_j + \text{Custo variável}_j) \quad (3.35)$$

Onde:

- Custo fixo<sub>j</sub> são os custos fixos da operação, como salários e aluguel,
- Custo variável<sub>j</sub> são os custos que variam com a produção ou operação, como consumo de energia e materiais.

### 3.4.3 Receitas (revenues) Diárias

As receitas anuais são os valores obtidos com a operação da microrrede, representando o fluxo de entrada de dinheiro ou ativos gerado por atividades na microrrede, sendo um indicador fundamental de desempenho.

- **Economia com Renováveis:** Substituição de energia da rede por fontes renováveis:

$$R_{\text{renováveis}} = (P_{\text{solar, usada}} + P_{\text{eólica, usada}}) \cdot C_{\text{diesel}} \quad (3.36)$$

Onde  $C_{\text{diesel}}$  é o custo do combustível fóssil.

- **V2G:** Remuneração pela energia injetada em pico:

$$R_{\text{V2G}} = \sum_{p=1}^P \sum_{h=1}^T \delta_{\text{descarga}, p}(h) \cdot N_{\text{cars}, p} \cdot \frac{P_{\text{descarga}}}{10^3} \cdot T_{\text{horária}}(h) \quad (3.37)$$

Onde  $T_{\text{horária}}(h)$  é a tarifa dinâmica de incentivo a injeção através do V2G.

- **Carregamento VEs:** Receita por carregamento:

$$R_{\text{carregamento}} = \sum_{h=1}^T \sum_{p=1}^P \delta_{\text{carga}, p}(h) \cdot \frac{P_{\text{descarga}}}{10^3} \cdot T_{\text{horária}}(h) \quad (3.38)$$

Onde  $T_{\text{horária}}(h)$  é a tarifa dinâmica para o carregamento do VE.

- **Infraestrutura:** Uso de carregadores:

$$R_{\text{infra}} = N_{\text{carregadores}} \cdot (N_{\text{Seções diárias - Fast Charge}} \cdot T_{\text{Fast Charge}}(h) + N_{\text{Seções diárias - Slow Charge}} \cdot T_{\text{Slow Charge}}(h)) \quad (3.39)$$

onde  $N_{\text{Seções diárias - Fast Charge}}$  e  $N_{\text{Seções diárias - slow Charge}}$  são o número de seções de carregamento por dia por infraestrutura de carregamento para cada perfil.  $T_{\text{Fast Charge}}(h)$  e  $T_{\text{Slow Charge}}(h)$  são as tarifas para cada tipo de carregamento.

- **I-RECs:** Certificados de energia renovável:

$$R_{\text{I-RECs}} = \frac{P_{\text{solar, usada}} + P_{\text{eólica, usada}}}{10^3} \cdot T_{\text{I-RECs}} \quad (3.40)$$

onde  $T_{\text{I-RECs}}$  é o preço dos certificados de energia renovável.

- **Carbono:** Créditos por redução de emissões:

$$R_{\text{carbono}} = \frac{R_{CO_2}}{10^3} \cdot T_{\text{Carbono}} \quad (3.41)$$

onde  $T_{\text{carbono}}$  é o preço dos créditos de carbono.

Portanto, a receita total é calculada pela seguinte equação:

$$R_t = R_{\text{renováveis}} + R_{V2G} + R_{\text{carregamento}} + R_{\text{infra}} + R_{\text{IRECs}} + R_{\text{carbono}} \quad (3.42)$$

#### 3.4.4 Métricas Financeiras

As métricas financeiras avaliam a viabilidade econômica:

- **VPL:** Valor presente dos fluxos de caixa descontados:

$$\text{VPL} = -C_{\text{total}} + \sum_{t=1}^T \frac{R_t - \text{OPEX}_t - C_{\text{subst},t} + V_{\text{residual},t}}{(1+r)^t} \quad (3.43)$$

com  $r = 0.08$  e onde  $C_{\text{subst},t}$  é o custo de substituição do BESS após  $N_{\text{dias}}$ , e  $V_{\text{residual},t}$  é o valor residual (assumido 5% do CAPEX no ano 25).

- **TIR:** Taxa que zera o VPL:

$$\text{VPL}(\text{TIR}) = -C_{\text{total}} + \sum_{t=1}^T \frac{R_t - \text{OPEX}_t - C_{\text{subst},t} + V_{\text{residual},t}}{(1 + \text{TIR})^t} = 0 \quad (3.44)$$

- **Payback Simples:** é uma medida de tempo usada para determinar quanto tempo levará para que o investimento inicial de um projeto seja recuperado através de seus fluxos de caixa líquidos. A fórmula do Payback Simples é dada por:

$$\text{Payback Simples} = \frac{C_{\text{total}}}{\sum_{t=1}^T (R_t - \text{OPEX}_t)}, \quad \text{onde, } F_{\text{líquido}} = R_1 - \text{OPEX}_1 \quad (3.45)$$

Onde,  $C_{\text{total}}$  é o investimento inicial total do projeto, que inclui todos os custos necessários para iniciar o projeto (compra de equipamentos, instalações, etc.),  $R_1$  é a receita ou \*\*fluxo de caixa bruto\*\* no primeiro período do projeto (geralmente o primeiro ano), originado pelas vendas ou serviços prestados,  $\text{OPEX}_1$  são os custos operacionais no primeiro período, ou seja, as despesas necessárias para operar o projeto no primeiro período (salários, manutenção, etc.),  $F_{\text{líquido}}$  é o fluxo de caixa líquido no primeiro período, calculado como  $F_{\text{líquido}} = R_1 - \text{OPEX}_1$ , ou seja, a receita líquida após descontados os custos operacionais.

- **Payback Descontado:** Menor  $n$  tal que:

$$\text{Payback Descontado} = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} > C_{\text{total}} \quad (3.46)$$

- **LCOE:** Custo médio por unidade de energia:

$$\text{LCOE} = \frac{C_{\text{total}} + \sum_{t=1}^T \frac{\text{OPEX}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t}} \quad (3.47)$$

onde:

$$P_t = P_{\text{sol.,usada}} + P_{\text{eol.,usada}} + \sum_{t=1}^T P_{\text{diesel}}(t) + \sum_{p=1}^P \sum_{t=1}^T \delta_{\text{des.,p}}(t) \cdot N_{\text{VE,p}} \cdot P_{\text{V2G}}. \quad (3.48)$$

### 3.5 Análise de Emissões de $CO_2$

A análise de emissões quantifica o impacto ambiental da microrrede. As emissões são calculadas para cada fonte:

$$E_{\text{diesel}} = \sum_{t=1}^T \frac{P_{\text{diesel}}(t)}{10^3} \cdot f_{\text{diesel}} \quad (3.49)$$

onde,  $f_{\text{diesel}}$  é o fator de emissão de  $CO_2$  para o combustível diesel, desde sua produção até a sua queima para a geração de energia.

Entretanto, emissões de geração solar e eólica consideram apenas as emissões associadas à sua fabricação, e não à geração em si:

$$E_{\text{solar}} = \sum_{t=1}^T \frac{P_{\text{solar,usada}}(t)}{10^3} \cdot f_{\text{solar}} \quad (3.50)$$

onde,  $f_{\text{solar}}$  é o fator de emissão de  $CO_2$  considerado na fabricação dos painéis solares.

$$E_{\text{eólico}} = \sum_{t=1}^T \frac{P_{\text{eólica,usada}}(t)}{10^3} \cdot f_{\text{eólico}} \quad (3.51)$$

onde,  $f_{\text{eólico}}$  é o fator de emissão de  $CO_2$  considerado na fabricação das turbinas eólicas.

Portanto, considerando os fatores de emissão em kg de  $CO_2$ /kWh. As emissões totais são calculadas pela seguinte equação:

$$E_{\text{total}} = E_{\text{diesel}} + E_{\text{solar}} + E_{\text{eólico}}. \quad (3.52)$$

Onde o cenário de referência, onde toda a carga é atendida totalmente por diesel, é:

$$E_{\text{referência}} = \sum_{t=1}^T \frac{P_{\text{carga}}(t)}{10^3} \cdot f_{\text{Diesel}} \quad (3.53)$$

A redução de emissões, devido à programação da conexão dos VEs e da otimização, é dada por:

$$R_{CO_2} = E_{\text{referência}} - E_{\text{total}}. \quad (3.54)$$

### 3.6 Fluxograma da Otimização MO-MILP

O fluxograma ilustrado na Figura 6 representa o fluxo lógico do algoritmo de modelagem e otimização da microrrede, que integra componentes como geração renovável, armazenamento em baterias (BESS), veículos elétricos (VEs) com funcionalidade Vehicle-to-Grid (V2G) e gerador a diesel. Esse processo é iterativo e visa encontrar uma solução ótima que minimize o consumo de diesel, a degradação do BESS e as emissões de  $CO_2$ , ao mesmo tempo em que maximiza o uso do V2G em horários de pico. A seguir, detalha-se cada etapa:

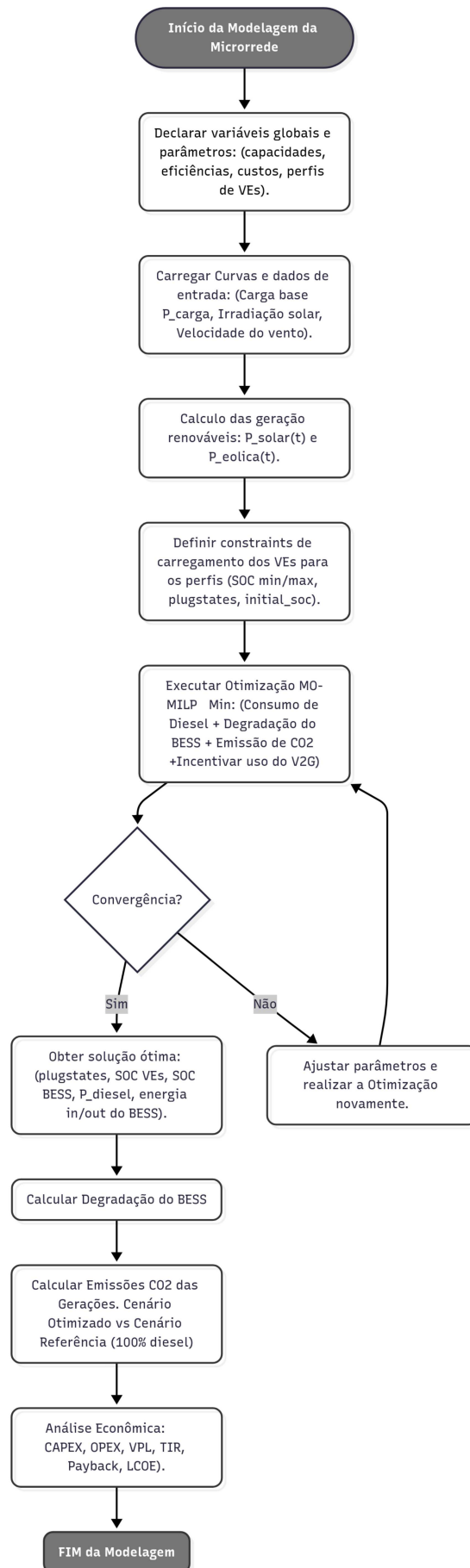
1. **Início da Modelagem da Microrrede:** O processo inicia com a declaração de variáveis globais e parâmetros, incluindo capacidades (ex.: capacidade do BESS e dos VEs), custos (ex.: custo do diesel e de reposição de baterias) e perfis de usuários dos VEs. Essa etapa estabelece as bases para as simulações, garantindo que todos os componentes sejam parametrizados de forma consistente.
2. **Carregar Curva e Dados de Entrada:** São carregados os dados de entrada, como a curva de carga base da microrrede, a irradiação solar e a velocidade do vento. Esses dados são tipicamente obtidos de fontes meteorológicas ou históricos de operação, e servem como inputs para calcular a geração renovável. Essa etapa é crucial para capturar a variabilidade diária da demanda e das fontes intermitentes.
3. **Calcular Geração Renovável:** Com base nos dados carregados, calculam-se as potências de geração solar  $P_{\text{solar}}(t)$  e eólica  $P_{\text{eólica}}(t)$  para cada período temporal  $t$ . Utilizam-se equações matemáticas específicas para cada fonte, considerando eficiência e condições ambientais, o que permite estimar a contribuição renovável antes da otimização.
4. **Definir Constantes de Carregamento dos VEs:** São definidos os constrangimentos para os perfis de VEs, incluindo limites mínimo e máximo de estado de carga (SOC), estados de conexão (plugstates) e SOC inicial. Essa etapa incorpora perfis comportamentais dos usuários, garantindo que a modelagem reflita cenários realistas de mobilidade.
5. **Executar Otimização MO-MILP:** Realiza-se a otimização multiobjetivo, minimizando o consumo de diesel, a degradação do BESS e as emissões de  $CO_2$ , enquanto

incentiva o uso do V2G. O solver MILP resolve o problema matemático, considerando restrições como balanço de energia e exclusividade de estados.

6. **Convergência?:** Verifica-se se o algoritmo convergiu para uma solução ótima. Se sim, prossegue-se para obter os resultados, incluindo SOC dos VEs e BESS, potência do diesel e fluxos de energia in/out do BESS. Se não, ajustam-se parâmetros (ex.: pesos dos objetivos ou tolerâncias) e realiza-se uma nova otimização, tornando o processo iterativo para garantir robustez.
7. **Calcular Degradação do BESS:** Com base nos resultados da otimização, calcula-se a degradação diária do BESS, utilizando modelos de envelhecimento por calendário e ciclos (ex.: algoritmo Rainflow), o que permite estimar a vida útil e impactos econômicos.
8. **Calcular Emissões de  $CO_2$  das Gerações:** Avaliam-se as emissões de  $CO_2$  no cenário otimizado, comparando com um cenário inicial (100% diesel). Fatores de emissão específicos para cada fonte são aplicados, destacando a redução ambiental proporcionada pela otimização.
9. **Análise Econômica:** Realiza-se a análise financeira, calculando CAPEX, OPEX, VPL, TIR, payback e LCOE, integrando os resultados operacionais para avaliar a viabilidade do sistema.
10. **Fim da Modelagem:** O processo encerra com a geração de outputs finais, que servem como base para discussões e validações subsequentes.

Esse fluxograma enfatiza a integração entre modelagem física e otimização matemática, permitindo uma operação eficiente da microrrede em cenários isolados. A Figura 6 apresenta visualmente o algoritmo implementado, com a interação entre os diferentes componentes e a execução iterativa da otimização.

Figura 6 – Fluxograma Algoritmo de Otimização MO-MILP.



Fonte: Autor.

### 3.7 Análise de Previsão de Carga e Geração com Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo é uma ferramenta estatística essencial para avaliar a robustez da microrrede frente a incertezas nas previsões de carga, geração solar e eólica. Essa abordagem permite modelar a variabilidade das condições climáticas e seus impactos nas operações da microrrede, gerando múltiplos cenários para capturar as variações sazonais, diárias e as interdependências entre variáveis. O método é baseado em modelos estatísticos avançados, como o SARIMA, AR e Cadeias de Markov, que fornecem uma representação precisa das flutuações das variáveis.

O objetivo é quantificar a variabilidade de métricas essenciais, como o consumo de diesel, utilização do V2G, degradação do BESS e emissões de  $CO_2$ , garantindo que o sistema seja projetado para operar de forma eficiente sob diferentes condições.

#### 3.7.1 Modelagem das Variações

As incertezas nas variáveis que afetam a microrrede, como a carga elétrica, a geração solar e eólica, são modeladas com técnicas específicas para cada variável, levando em consideração a sazonalidade e as interdependências entre elas. As equações a seguir descrevem como essas variáveis são modeladas:

- **Carga:** A carga  $P_{\text{carga}}(t)$  é modelada utilizando o modelo  $SARIMA(1, 1, 1)(1, 1, 1)_{24}$ , que captura os padrões diários e sazonais da carga. A equação é dada por:

$$\phi_1(B)\Phi_1(B^{24})(1-B)^1(1-B^{24})^1P_{\text{carga}}(t) = \theta_1(B)\Theta_1(B^{24})\epsilon_{\text{carga},t}, \quad (3.55)$$

Onde:

- $\epsilon_{\text{carga},t} \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{\text{carga}}^2)$  representa o erro branco com distribuição normal de média zero e variância  $\sigma_{\text{carga}}^2$ ,
- $\sigma_{\text{carga}} = 0.1 \cdot \bar{P}_{\text{carga}}$ , onde  $\bar{P}_{\text{carga}}$  é a média da carga,
- $\phi_1(B)$  e  $\Phi_1(B^{24})$  são os polinômios autorregressivos e sazonais do modelo SARIMA.
- **Geração Solar:** A geração solar  $I(t)$ , que depende da irradiação solar, é modelada com o modelo  $SARIMA(2, 1, 1)(1, 1, 0)_{24}$ . A equação é:

$$\phi_2(B)\Phi_1(B^{24})(1-B)^1(1-B^{24})^1I(t) = \theta_1(B)\epsilon_{\text{solar},t}, \quad (3.56)$$

Onde:

- $\epsilon_{\text{solar},t} \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{\text{solar}}^2)$  é o erro branco com média zero e variância  $\sigma_{\text{solar}}^2$ ,
- $\sigma_{\text{solar}} = 0.15 \cdot \bar{I}$ , onde  $\bar{I}$  é a média da irradiação solar.



- **Geração Eólica:** A geração eólica é modelada com um modelo autorregressivo de ordem 2,  $AR(2)$ , para a velocidade do vento  $v(t)$ . A equação é:

$$v(t) = \phi_1 v(t-1) + \phi_2 v(t-2) + \epsilon_{eólico,t}, \quad (3.57)$$

Onde:

- $\epsilon_{eólico,t} \sim \mathcal{N}(0, \sigma_{eólico}^2)$  é o erro branco com média zero e variância  $\sigma_{eólico}^2$ ,
- $\sigma_{eólico} = 0.2 \cdot \bar{v}$ , onde  $\bar{v}$  é a média da velocidade do vento.
- **Interdependências:** As interdependências entre a carga elétrica e a irradiação solar são modeladas com um modelo SARIMA bivariado. A equação para a correlação entre essas variáveis é:

$$\begin{bmatrix} \epsilon_{carga,t} \\ \epsilon_{solar,t} \end{bmatrix} \sim \mathcal{N} \left( \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} 0.1^2 \cdot \bar{P}_{carga}^2 & 0.6 \cdot 0.1 \cdot 0.15 \cdot \bar{P}_{carga} \cdot \bar{I} \\ 0.6 \cdot 0.1 \cdot 0.15 \cdot \bar{P}_{carga} \cdot \bar{I} & 0.15^2 \cdot \bar{I}^2 \end{bmatrix} \right), \quad (3.58)$$

Onde o coeficiente de correlação  $\rho = 0.6$  reflete a maior carga em dias ensolarados.

As Cadeias de Markov são usadas para modelar regimes climáticos, como ensolarado, nublado e ventoso, utilizando uma matriz de transição  $\mathbf{P}$ , estimada a partir de dados históricos, para ajustar distribuições condicionais, como a menor irradiação em dias nublados.

### 3.7.2 Simulação Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo segue os passos descritos abaixo para gerar cenários probabilísticos e analisar a variabilidade dos resultados do sistema:

1. **Previsão Base:** Gera previsões determinísticas  $\hat{P}_{carga}(t)$ ,  $\hat{I}(t)$ ,  $\hat{v}(t)$  usando os modelos *SARIMA* e *AR* (Equações (3.55), (3.56) e (3.57)).
2. **Regimes Climáticos:** Amostra os estados climáticos (ensolarado, nublado, ventoso) via Cadeias de Markov, com probabilidades de transição ajustadas para refletir padrões climáticos locais.
3. **Geração de Cenários:** Para cada cenário  $i = 1, \dots, 100$ :

$$P_{carga,i}(t) = \hat{P}_{carga}(t) + \epsilon_{carga,i}, \quad I_i(t) = \hat{I}(t) + \epsilon_{solar,i}, \quad v_i(t) = \hat{v}(t) + \epsilon_{eólico,i}, \quad (3.59)$$

Onde os erros  $\epsilon_{carga,i}$ ,  $\epsilon_{solar,i}$  e  $\epsilon_{eólico,i}$  são gerados com as distribuições definidas nas equações anteriores.

4. **Cálculo de Geração:** Para cada cenário:

$$P_{solar,i}(t) = \eta_{solar} \cdot A_{solar} \cdot I_i(t), \quad P_{eólica,i}(t) = f(v_i(t)), \quad (3.60)$$

Onde  $\eta_{solar}$  é a eficiência do sistema solar,  $A_{solar}$  é a área dos painéis solares e  $f(v_i(t))$  é a função que calcula a potência eólica a partir da velocidade do vento.

5. **Otimização:** Executa o modelo de otimização MO-MILP para cada cenário  $i$ , determinando  $P_{\text{diesel},i}(t)$ ,  $\text{SOC}_{\text{BESS},i}(t)$ , e outros parâmetros conforme as restrições do sistema.
6. **Análise de Resultados:** Calcula métricas estatísticas como consumo de diesel, energia V2G, degradação do BESS e emissões de  $\text{CO}_2$ , utilizando as fórmulas definidas no início.

A simulação Monte Carlo quantifica a probabilidade de cenários de baixa irradiação, como o aumento da dependência de diesel ou V2G em dias com menor geração solar. A análise das métricas geradas permite avaliar a viabilidade e a eficiência do sistema sob diferentes condições climáticas.

### 3.7.3 Fluxograma da Análise de Monte Carlo

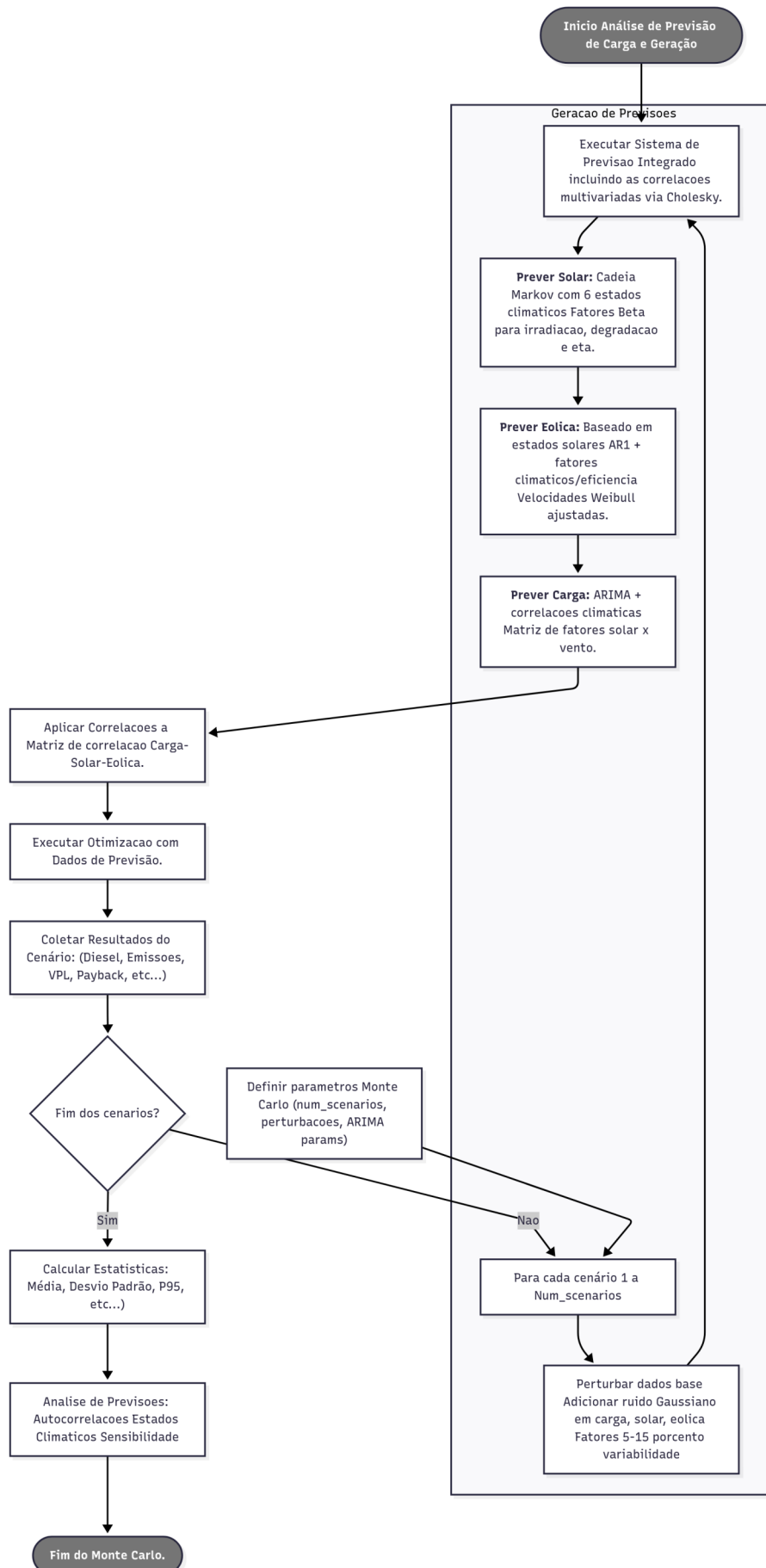
O fluxograma apresentado na Figura 7 descreve o processo de análise estocástica para previsão de carga e geração, incorporando sazonalidade e incertezas via simulação Monte Carlo. Esse algoritmo complementa a otimização determinística, capturando variações climáticas e interdependências entre variáveis, para avaliar a robustez do sistema sob múltiplos cenários. A seguir, explica-se cada etapa de forma detalhada:

1. **Início da Análise de Previsão de Carga e Geração:** Inicia-se com a geração de previsões, executando um sistema integrado que inclui correlações multivariadas via decomposição de Cholesky, garantindo que as variáveis (carga, solar, eólica) sejam modeladas de forma interdependente.
2. **Prever Solar:** Utiliza-se uma cadeia de Markov com estados climáticos para prever a irradiação solar, aplicando fatores beta para degradar a previsão em condições adversas. Essa etapa captura a sazonalidade e a variabilidade diária da geração fotovoltaica.
3. **Prever Eólica:** A previsão da velocidade do vento é baseada em modelos autoregressivos (AR1+), ajustados por fatores climáticos e eficiência das turbinas (distribuição Weibull). Isso permite simular regimes ventosos variáveis, complementando a previsão solar.
4. **Prever Carga:** Emprega-se um modelo ARIMA para prever a carga elétrica, incorporando correlações climáticas via matriz de correlação carga-solar-eólica. Essa integração reflete como condições ambientais afetam a demanda, como maior consumo em dias quentes.

5. **Aplicar Correlações à Matriz de Correlação Carga-Solar-Eólica:** Aplica-se a matriz de correlações para ajustar as previsões, garantindo que as variáveis sejam consistentes (ex.: maior carga em dias ensolarados devido a ar-condicionado).
6. **Executar Otimização com Dados de Previsão:** Com as previsões geradas, executa-se o MO-MILP para otimizar a operação sob os dados previstos, obtendo resultados como consumo de diesel e emissões.
7. **Obter Resultados do Otimizado:** Extrai-se métricas como consumo de diesel, emissões, VPL e payback do cenário otimizado, servindo como base para a análise estocástica.
8. **Fim dos Cenários?:** Verifica-se se todos os cenários Monte Carlo foram processados. Se sim, calcula-se estatísticas como média, desvio padrão e P95, avaliando sensibilidade e autocorrelações climáticas. Se não, prossegue-se para perturbar os dados.
9. **Para Cada Cenário 1 a  $N_{cenarios}$ :** Para cada iteração (ex.: 100 cenários), perturba-se os dados base, adicionando ruído gaussiano em carga, solar e eólica (fatores de 5-15% de variabilidade), simulando incertezas reais.
10. **Fim do Monte Carlo:** O processo encerra com a agregação de resultados, fornecendo distribuições probabilísticas para métricas chave, o que permite avaliar riscos e robustez do sistema sob incertezas.

Esse fluxograma destaca a transição de previsões determinísticas para análise estocástica, essencial para microrredes isoladas sujeitas a variações climáticas. Ele complementa o algoritmo de otimização determinística, ao incorporar incertezas para uma avaliação mais realista da operação do sistema, alinhando-se às metas da dissertação de promover a sustentabilidade energética no Brasil.

Figura 7 – Fluxograma da Análise de Previsão de Carga e Geração - Monte Carlo



## 4 Aplicação ao Estudo de Caso: Microrrede Isolada

Neste capítulo, aplica-se a modelagem geral desenvolvida no capítulo 3 a um caso específico de microrrede isolada na região Norte do Brasil. O estudo utiliza dados reais de irradiação solar e vento obtidos do INMET (2023), perfis de carga baseados em dados do ONS (2023), e considera um horizonte de operação de 24 horas com resolução horária.

### 4.1 Caracterização do Sistema

#### 4.1.1 Localização e Contexto

O sistema estudado representa uma microrrede isolada típica da região Norte do Brasil, caracterizada por:

- Comunidade isolada com cerca de 10 mil domicílios e com 100 veículos elétricos distribuídos em 5 perfis de uso, ou seja, 1 VE a cada 100 residências.
- Carga base residencial de 10 MW com curva de carga e industrial leve de 0,240 MW.
- Abundante recurso solar durante o dia.
- Disponibilidade moderada de recurso eólico.
- Dependência crítica de geração a diesel para garantia de suprimento da comunidade.

#### 4.1.2 Dimensionamento Específico do Sistema Solar

Aplicando a Equação 3.1 com os parâmetros específicos do caso:

##### Parâmetros do Sistema Solar:

- Eficiência dos painéis( $\eta_{solar}$ ): = 0,10 (10%)
- Área total instalada( $A_{solar}$ ): = 80.000  $m^2$
- Irradiação máxima: 524 Wh/ $m^2$  (meio-dia)
- Capacidade instalada( $P_{solar,nom}$ ): = 4,192 MWh

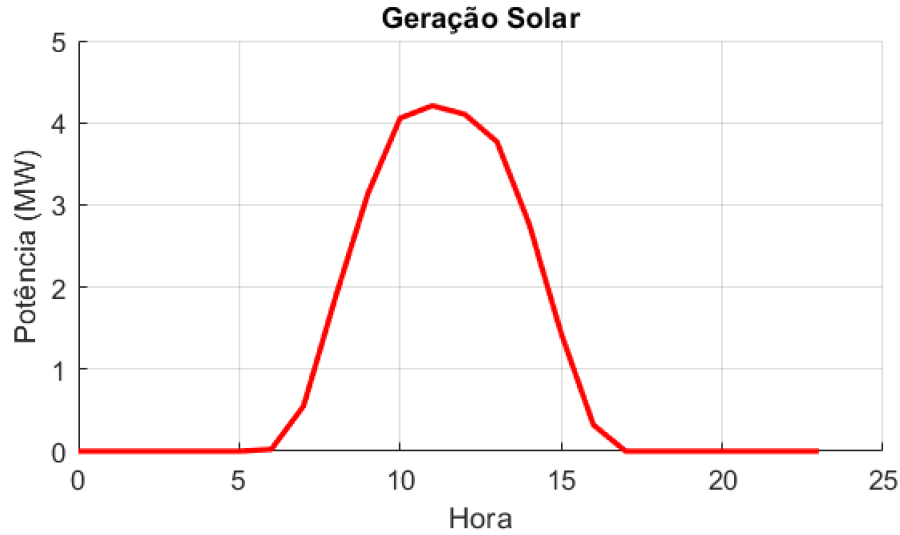
A potência solar instantânea é calculada como:

$$P_{solar}(t) = \eta_{solar} \times A_{solar} \times I(t) = 0,10 \times 80.000 \times I(t) \quad (4.1)$$

onde  $I(t)$  é a irradiação solar interpolada para cada hora do dia.

Através de um **Exemplo Numérico**, Considerando na Equação 4.1 que as 12 h temos,  $I(12) = 524 Wh/m^2 \rightarrow P_{solar}(12) = 4,192 MWh$ .

Figura 8 – Perfil de Geração solar diária.



Fonte: Autor.

#### 4.1.3 Dimensionamento do Sistema Eólico

Aplicando a Equação 3.3 com os parâmetros específicos do caso:

##### Parâmetros da Turbina Eólica:

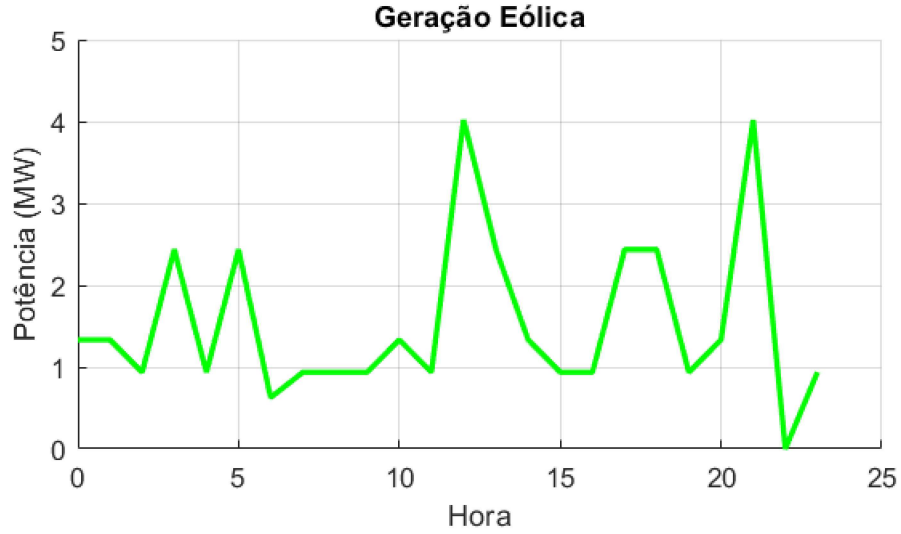
- Potência nominal ( $P_{Eólico,nom}$ ): = 4,5 MW.
- Velocidade mínima (cut-in) ( $v_{min}$ ): = 6 m/s.
- Velocidade nominal ( $v_{nom}$ ): = 13,5 m/s.
- Velocidade máxima (cut-out) ( $v_{max}$ ): = 15 m/s.

A potência eólica segue a curva característica:

$$P_{eólica}(t) = \begin{cases} 0, & \text{se } v(t) \leq v_{min} \text{ ou } v(t) \geq v_{max}, \\ P_{nom} \cdot \left( \frac{v(t)}{v_{nominal}} \right)^3, & \text{se } v_{min} < v(t) < v_{nominal}, \\ P_{nom}, & \text{se } v_{nominal} \leq v(t) < v_{max}, \end{cases} \quad (4.2)$$

Através de um **Exemplo Numérico**, Considerando na Equação 4.2 que as 12 h temos,  $v(12) = 10 m/s \rightarrow P_{Eólica}(12) = 2,3 MWh$ .

Figura 9 – Perfil de Geração Eólica diária.



Fonte: Autor.

#### 4.1.4 Sistema de Armazenamento por Baterias (BESS)

Aplicando as Equações 3.5, 3.6 e 4.5 com os parâmetros específicos do caso:

##### Especificações do BESS:

- Capacidade ( $C_{BESS}$ ): = 9,5 MWh.
- SOC mínimo ( $SOC_{min}$ ): 20%
- SOC máximo ( $SOC_{max}$ ): 90%
- SOC inicial: 40%
- Potência de carga ( $P_{BESS_{CAR}}$ ): = 2,44 MWh.
- Potência de descarga ( $P_{BESS_{DES}}$ ): = 1,98 MWh.
- Eficiências ( $\eta_{carga}$  e  $\eta_{descarga}$ ): 90%

O fator de carregamento/descarregamento ( $f_{cd} = 0,33$ ) permite operação em até 3 horas:

$$P_{BESS_{CAR}} = \frac{C_{BESS} \times f_{cd} \times (SOC_{max} - SOC_{min})}{\eta} = \frac{9,5 \times 0,33 \times 0,70}{0,90} = 2,438 \text{ MW} \quad (4.3)$$

$$P_{BESS_{DES}} = C_{BESS} \times f_{cd} \times (SOC_{max} - SOC_{min}) \times \eta = 9,5 \times 0,33 \times 0,70 \times 0,90 = 1,975 \text{ MW} \quad (4.4)$$

Além disso, a dinâmica do SOC é atualizada a cada período, da seguinte forma:

$$SOC_{BESS}(t) = SOC_{BESS}(t-1) + \delta_{carga,BESS}(t) \cdot \frac{P_{BESS, carga}}{C_{BESS}} - \delta_{descarga,BESS}(t) \cdot \frac{P_{BESS, descarga}}{C_{BESS}}, \quad (4.5)$$

Através de um **Exemplo Numérico**, Considerando na Equação 4.5 que as 2 h temos,  $SOC_{BESS}(1) = 40\%$  e  $\delta_{carga,BESS}(2) = 1$ ,  $\delta_{descarga,BESS}(2) = 0$ ,  $\delta_{ocioso,BESS}(2) = 0 \rightarrow SOC_{BESS}(2) = SOC_{BESS}(1) + \delta_{carga,BESS}(2) \times \frac{P_{BESS, carga}}{C_{BESS}} \rightarrow SOC_{BESS}(2) = 65,67\%$ .

#### 4.1.5 Frota de Veículos Elétricos

A frota é composta por 100 veículos distribuídos em 5 perfis de conectividade, representando diferentes padrões de uso:

Tabela 1 – Distribuição da Frota de Veículos Elétricos por Perfil

Perfil	Quantidade	Descrição	Períodos Críticos
1	35	Residencial urbano	$SOC \geq 50\%$ às 10h, 12h, 14h
2	25	Comercial	$SOC \geq 50\%$ às 10h, 12h, 14h
3	10	Executivo	$SOC \geq 90\%$ às 6h; $\geq 50\%$ às 21h, 24h
4	20	Flexível	$SOC \geq 60\%$ às 10h, 12h, 14h
5	10	Turno noturno	$SOC \geq 60\%$ às 10h, 12h, 14h

Fonte: Elaborado pelo autor

#### Especificações dos VEs:

- Capacidade da bateria( $C_{VEs}$ ): 85 kWh por veículo
- Potência de carga( $P_{VE_{Carga}}$ ): 40 kW
- Potência de descarga V2G( $P_{VE_{Descarga}}$ ): 40 kW
- Eficiência de carga( $\eta_{Carga_{VE}}$ ): 90%
- Eficiência de descarga( $\eta_{Descarga_{VE}}$ ): 90%
- SOC mínimo( $SOC_{min_{VE}}$ ): 25%
- SOC máximo( $SOC_{max_{VE}}$ ): 95%

##### 4.1.5.1 Matriz de Conectividade por Perfil

A Tabela 2 exemplifica as restrições de conectividade para os diferentes perfis:



Tabela 2 – Matriz de Conectividade Detalhada por Perfil de VE.

Hora	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 3	Perfil 4	Perfil 5
1-6	1	1	1	2	1
7	1	-1	1	2	1
8	-1	-1	-1	2	1
9-17	1	1	0	2	1
18	1	1	1	2	1
19	-1	1	-1	2	1
20	-1	-1	1	2	1
21-24	1	1	1	2	1

Fonte: Elaborado pelo autor

onde:

- 1: Apenas carga permitida
- -1: Apenas descarga V2G permitida
- 0: Desconectado
- 2: Flexibilidade total (carga ou descarga)

#### 4.1.6 Perfil de Carga do Sistema

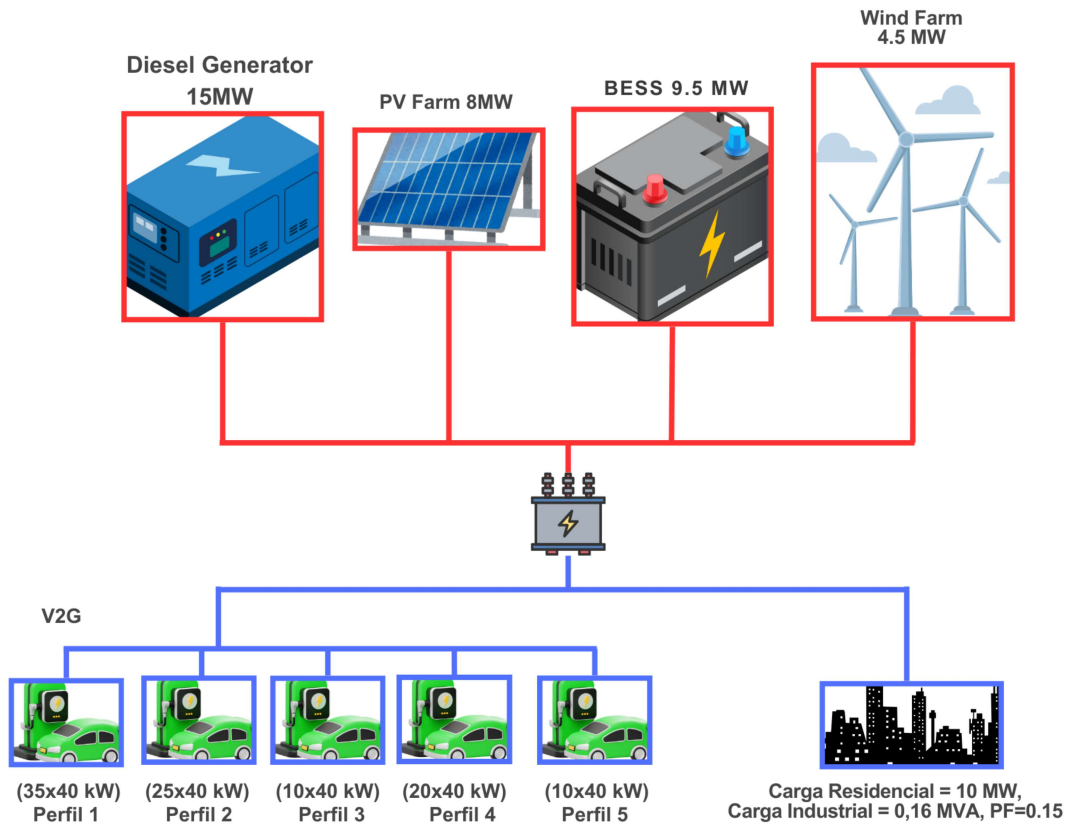
##### Composição da Carga:

- Carga residencial base: 10 MW (variável conforme curva horária).
- Carga industrial: 160 kW com fator de potência 0,15  $\rightarrow$  24 kW efetivos.
- Carga total máxima:  $\sim$ 16 MW (horário de pico às 19h).
- Carga total mínima:  $\sim$ 7 MW (madrugada).

##### Exemplo de Balanço Energético (12h):

- Carga total ( $P_{Carga}$ ): 10,5 MW
- Geração solar ( $P_{Solar}$ ): 4,19 MWh
- Geração eólica ( $P_{Eólica}$ ): 2,30 MW (vento 10 m/s)
- Balanço de Energia:  $Carga_{Total} = Geração_{Total} \rightarrow 10,5 \text{ MW} = ([P_{V2G} + P_{BESS} + P_{Diesel}] + P_{Eólico} + P_{Solar}) \rightarrow P_{Deficit} = 10,5 - (4,16 \text{ MWh} + 2,30 \text{ MW}) = 4,008 \text{ MW}$ .
- Deficit é Suprido por BESS/V2G/Diesel, exatamente nessa ordem para evitar o custo do diesel.

Figura 10 – Ilustração da Microrrede Híbrida Isolada em Estudo



Fonte: Autor.

## 4.2 Aplicação da Otimização MO-MILP

### 4.2.1 Formulação do Problema

O problema de otimização multiobjetivo(MO-MILP) é aplicado com os seguintes pesos específicos para cada um dos objetivos formulados no capítulo 3:

- $w_{diesel} = 0,4$  (40% - prioridade na redução de combustível fóssil)
- $w_{BESS,deg} = 0,3$  (30% - preservação da vida útil do BESS)
- $w_{V2G,pico} = 0,2$  (20% - incentivo ao V2G nos picos)
- $w_{CO_2} = 0,1$  (10% - redução de emissões)

### 4.2.2 Dimensão do Problema

Aplicando as Equações 3.21 temos o número de variáveis do problema de otimização que o otimizador precisara definir.

Considerando que temos 5 perfis de usuários de VEs ( $P=5$ ) e um horizonte de estudo de 24h, então:

### Variáveis de Decisão:

- Variáveis binárias VE:  $(3 \times P \times T) = (3 \times 5 \times 24) = 360$
- Variáveis SOC VE:  $(P \times T) = 5 \times 24 = 120$
- Variáveis binárias BESS:  $(3 \times T) = 3 \times 24 = 72$
- Variáveis SOC BESS:  $(T) = 24$
- Variáveis diesel:  $(T) = 24$
- Variáveis degradação BESS:  $(T) = 24$
- **Total: 624 variáveis** (432 binárias, 192 contínuas)

$$N_{Vars} = [(3 \cdot 5 \cdot 24) + (5 \cdot 24)] + [(3 \cdot 24) + (24)] + (24) + (24) = 624 \quad (4.6)$$

#### 4.2.3 Restrições Principais

A restrição de **Balanco de Potência (24 restrições)** entra como uma das principais restrições do problema devido a necessidade de uma microrrede híbrida isolada de ter um balanço de energia critico para evitar momentos de deficit, além de necessitar de uma reserva girante para momentos de possivel deficit, dessa forma temos uma restrição para cada uma das horas do problema como a equação abaixo mostra:

$$P_{diesel}(t) + P_{solar}(t) + P_{eólico}(t) + \sum_{p=1}^5 N_p \cdot P_{VE,p}^{desc}(t) + P_{BESS}^{desc}(t) = P_{carga}(t) + \sum_{p=1}^5 N_p \cdot P_{VE,p}^{carga}(t) + P_{BESS}^{carga}(t) \quad (4.7)$$

Dessa forma, se for considerado que às 19 h, um horário de pico de demanda, temos os seguintes dados de geração, logo:

- $P_{carga}(19) = 16,0MW$ ,  $P_{solar}(19) = 0,2MWh$ ,  $P_{eólico}(19) = 3,8MW$ .
- Deficit a ser suprido:  $12,0MW$
- V2G disponível: até  $4,0MW$  ( $100VEs \times 40kW$ )
- BESS disponível: até  $2,84MW$

Portanto, através desse balanço energético, o otimizador nos entrega que  $P_{Diesel}(19) = 16 - (0,2 + 3,8 + 4 + 2,84) \rightarrow P_{Diesel}(19) = 5,16MW$  é o valor necessário de energia que precisamos gerar através do diesel para suprir a demanda da microrrede às 19 h.

### 4.3 Aplicação da Simulação Monte Carlo

#### 4.3.1 Parâmetros da Simulação

São analisados 100 Cenários, cujas fontes de incerteza são:

- Previsão de carga:  $\sigma = 10\%$  da média
- Previsão solar: dependente do estado climático (6 estados)
- Previsão eólica: correlacionada com estados climáticos
- Correlações cruzadas entre variáveis

#### 4.3.2 Estados Climáticos Modelados

##### **Estados Solares (Cadeia de Markov):**

1. Ensolarado (fator irradiação: 0,89)
2. Parcial Leve (fator: 0,75)
3. Parcial Pesado (fator: 0,57)
4. Nublado (fator: 0,43)
5. Muito Nublado (fator: 0,25)
6. Tempestade (fator: 0,10)

##### **Estados de Vento:**

1. Calmo ( $< 3$  m/s)
2. Leve (3-8 m/s)
3. Moderado (8-15 m/s)
4. Forte ( $> 15$  m/s)

#### 4.3.3 Aplicação da Interligação dos Componentes

##### 4.3.3.1 Sistema de Previsão com Estados Climáticos

O sistema integrado de previsão utiliza uma cadeia de Markov com 6 estados climáticos que determina simultaneamente:

- Previsão de geração solar (fator de irradiação)

- Previsão de geração eólica (velocidade e eficiência do vento)
- Previsão de carga (correlações climáticas com demanda)

### Estados Climáticos e Fatores de Correlação:

Tabela 3 – Estados Climáticos e Fatores de Correlação Integrados

Estado	Descrição	Fator Solar	Fator Vento	Efic. Turbina	Fator Carga
1	Ensolarado	1,19	1,00	1,00	1,00-1,05
2	Parcial Leve	1,05	1,05	0,98	1,02-1,05
3	Parcial Pesado	0,95	1,12	0,95	1,05-1,08
4	Nublado	0,43	1,18	0,90	1,08-1,10
5	Muito Nublado	0,25	1,25	0,85	1,10-1,12
6	Tempestade	0,10	1,40	0,20	1,12-1,15

Fonte: Autor.

#### 4.3.3.2 Matriz de Transição Climática

A operação do sistema é governada pela matriz de transição de estados climáticos que permite prever a probabilidade de transição entre estados climáticos.

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} 0.75 & 0.15 & 0.05 & 0.03 & 0.015 & 0.005 \\ 0.25 & 0.45 & 0.20 & 0.08 & 0.015 & 0.005 \\ 0.10 & 0.25 & 0.40 & 0.20 & 0.040 & 0.010 \\ 0.05 & 0.15 & 0.30 & 0.35 & 0.120 & 0.030 \\ 0.02 & 0.08 & 0.20 & 0.40 & 0.250 & 0.050 \\ 0.01 & 0.04 & 0.10 & 0.25 & 0.350 & 0.250 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

#### 4.3.3.3 Integração Operacional por Estado Climático

##### Estado 1 - Ensolarado (Probabilidade: 35% do tempo):

- **Solar:**  $P_{\text{solar}} = 4,19 \times 1,19 = 4,9861MW$  (média diária).
- **Eólico:** Vento normal,  $P_{\text{eólico}} = 2,5MW$  (média).
- **Carga:**  $P_{\text{carga}} = 12,0MW$  (média).
- **Estratégia:** BESS e VEs carregam durante pico solar (12h-15h)

##### Estado 4 - Nublado (Probabilidade: 20% do tempo):

- **Solar:**  $P_{\text{solar}} = 4,19 \times 0,43 = 1,80MW$  (reduzida).

- **Eólico:** Vento intenso,  $P_{\text{eólico}} = 2,5 \times 1,18 \times 0,90 = 2,66MW$
- **Carga:** Elevada (iluminação),  $P_{\text{carga}} = 12,0 \times 1,08 = 12,96MW$
- **Estratégia:** Compensação eólica + maior uso de BESS/V2G

**Estado 6 - Tempestade (Probabilidade: 2% do tempo):**

- **Solar:**  $P_{\text{solar}} = 4,19 \times 0,10 = 0,42MW$  (mínima).
- **Eólico:**  $P_{\text{eólico}} = 0MW$  (turbina desligada por segurança).
- **Carga:** Máxima (climatização),  $P_{\text{carga}} = 12,0 \times 1,15 = 13,80MW$
- **Estratégia:** Diesel máximo + V2G emergencial + BESS total

#### 4.3.3.4 Algoritmo de Decisão Integrada

```

1 Para cada hora t = 1, 2, ..., 24:
2   1) Determinar estado climatico via cadeia de Markov.
3   2) Calcular P_solar(t) = Eficiencia_solar * A_solar * I_base(t) *
      f_solar
4   3) Calcular P_eolico(t) = P_nom * f_vento(s(t)) *
      Eficiencia_turbina
5   4) Calcular P_carga(t) = P_base(t) * f_carga(s(t)) +
      Epsilon_ARIMA(t)
6
7   5) Se s(t) = 6 (Tempestade):
8       Desligar turbina eolica.
9
10  6) Calcular Deficit: D(t) = P_carga(t) - P_solar(t) - P_eolico(t)
11
12  7) Determinar estrategia otima via M0-MILP considerando:
13      7a. Prioridade BESS se D(t) < 2,84 MW
14      7b. Ativar V2G se D(t) > 2,84 MW e perfis disponiveis.
15      7c. Complementar com diesel.
```

Listing 4.1 – Previsão e Operação Integrada por Estado Climático

## 5 Resultados

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da execução do modelo de otimização multiobjetivo (MO-MILP) descrito na Seção 3.3, bem como das análises econômicas, ambientais e de degradação do sistema de armazenamento por bateria (BESS). A otimização foi realizada considerando um horizonte de 24 horas, utilizando dados interpolados de carga, geração solar e eólica, conforme descrito na Seção 3.2. Os resultados evidenciam a eficiência do sistema em minimizar o consumo de diesel, maximizar o uso de fontes renováveis e da funcionalidade Vehicle-to-Grid (V2G), além de reduzir emissões de  $CO_2$ . Inicialmente, são apresentados os indicadores principais da otimização, seguidos pelas análises econômicas, de emissões, de degradação do BESS e dos resultados da simulação de Monte Carlo (Seção 3.7.2).

### 5.1 Resultados da Otimização MO-MILP

A execução do modelo MO-MILP resultou em uma solução ótima, com consumo total de diesel de 122,59 MWh, representando uma redução significativa em comparação com o cenário de referência (100% diesel) que tinha uma geração diesel total de 212,69 MWh. De forma análoga, temos também uma redução significativa de emissões de  $CO_2$  conforme descrito na Seção 3.5. Os indicadores principais são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Principais Indicadores da Otimização MO-MILP

Indicador	Valor
<b>Geração Total (MWh)</b>	
- Solar	26,26
- Eólica	36,87
- Diesel	122,59
- Descarga BESS	17,78
- Total	203,49
<b>Consumo Total (MWh)</b>	
- Carga Base	189,26
- Carga VEs	8,80
- Carga BESS	14,63
- Total	212,69
Penetração de Renováveis	39,76%
<b>Eventos V2G</b>	
- Horas(h)	6

Continuação na próxima página

**Continuação da Tabela - Principais Indicadores da Otimização MO-MILP**

<b>Indicador</b>	<b>Valor</b>
- Energia Total (MWh)	9,20
- Energia em Pico (MWh)	7,20
- Valor Econômico (R\$)	4.600,00
- Redução de Diesel(%)	7,50
<b>BESS</b>	
- Ciclos(Nº)	7,50
- Energia Armazenada (MWh)	14,63
- Energia Liberada (MWh)	17,78
- Eficiência de Ciclo(%)	98,4

Os resultados indicam que o modelo MO-MILP equilibrou eficazmente os objetivos descritos na Equação (3.20), priorizando a redução de custos operacionais (diesel e degradação do BESS) e emissões, enquanto maximiza a utilização do V2G em horários de pico.

#### 5.1.1 Análise Econômica

A análise econômica avalia a viabilidade financeira da microrrede, considerando o CAPEX, OPEX e receitas calculados na Seção 3.4. O CAPEX total é de R\$ 44,7 milhões (Equação (3.34)), enquanto o OPEX anual é de R\$ 30,82 milhões (Equação (3.35)). As receitas anuais totais são estimadas em R\$ 30,16 milhões (Equações (3.36), (3.37), (3.38), (3.39), (3.40) e (3.41)), resultando em um fluxo de caixa anual negativo inicial de aproximadamente -R\$ 0,66 milhões, com payback descontado irreal de aproximadamente 25 anos.

Para a análise econômica, foi replicada as 24h, em 365 dias iguais e depois em 25 anos iguais, apenas para a realização dos cálculos para esse estudo. A Tabela 5 detalha os indicadores financeiros.

Tabela 5 – Análise Econômica Detalhada

<b>Indicador</b>	<b>Valor</b>
<b>CAPEX Detalhado</b>	
- BESS	R\$ 7,6 milhões (17,0%)
- Solar	R\$ 11,8 milhões (26,4%)
- Eólico	R\$ 16,2 milhões (36,2%)
- V2G	R\$ 1,5 milhões (3,4%)

Continuação na próxima página



### Continuação da Tabela - Análise Econômica Detalhada

Indicador	Valor
- Controle	R\$ 0,1 milhões (0,3%)
- Engenharia e Contingência	R\$ 7,4 milhões (19,6%)
<b>OPEX Detalhado</b>	
- Fixo	R\$ 1,02 milhões/ano
- Variável	R\$ 29,47 milhões/ano
- Outros	R\$ 0,32 milhões/ano
<b>Receitas Detalhadas</b>	
- I-RECs	R\$ 0,35 milhões/ano
- Carregamento de VEs	R\$ 0,40 milhões/ano
- Infraestrutura	R\$ 2,48 milhões/ano
- Economia Renováveis	R\$ 15,05 milhões/ano (solar: R\$ 6,26 milhões; eólica: R\$ 8,79 milhões)
- V2G	R\$ 11,44 milhões/ano
- Carbono	R\$ 0,44 milhões/ano
<b>Métricas Financeiras</b>	
- VPL	R\$ 7,22 milhões
- TIR	8,87% ao ano
- Payback Simples	-67,72 anos (devido a fluxo negativo inicial)
- Payback Descontado	24,22 anos
- LCOE	R\$ 2,238/kWh
- Índice de Lucratividade	0,16

A análise econômica do sistema proposto revela indicadores que sugerem inviabilidade financeira no curto e médio prazo, apesar de um Valor Presente Líquido (VPL) positivo. Com um CAPEX de R\$ 44,7 milhões, OPEX anual inicial de R\$ 30,82 milhões e receitas anuais iniciais de R\$ 30,16 milhões, o fluxo de caixa no primeiro ano é negativo (-R\$ 0,66 milhões). Abaixo, detalha-se cada indicador econômico, explicando sua consistência e os motivos da inviabilidade econômica.

**Payback Simples** = -67,72 anos: O payback simples, calculado como CAPEX dividido pelo fluxo de caixa do primeiro ano, resulta em infinito, pois o fluxo inicial é negativo (-R\$ 0,66 milhões). Isso indica que, assumindo fluxos constantes, o investimento nunca se recuperaria, refletindo a dependência do projeto no crescimento futuro das receitas para atingir viabilidade.

**Payback Descontado** = 24,22 anos: O payback descontado, que considera fluxos de caixa descontados a 8% ao ano, é de 24,22 anos, próximo ao horizonte de análise (25 anos). Esse valor longo decorre do fluxo inicial negativo e do crescimento lento dos fluxos líquidos (receitas escalando a 5,5% em média vs. OPEX a 4%). Em projetos de energia, paybacks acima de 15 anos são considerados arriscados, indicando inviabilidade prática devido ao tempo excessivo para recuperar o investimento.

**VPL** = R\$ 7,22 milhões: O VPL positivo resulta do crescimento das receitas (média de 5,5%, com V2G a 6%, carbono e I-RECs a 8%, renováveis a 5%) superior ao do OPEX (4%), compensando o CAPEX elevado. O valor residual (30% do CAPEX no ano 25, R\$ 13,4 milhões) também contribui. Apesar de indicar viabilidade teórica, o VPL positivo é marginal face ao alto risco associado ao payback longo.

**TIR** = 8,87%: A Taxa Interna de Retorno (TIR) de 8,87% é ligeiramente superior à taxa de desconto (8%), confirmando o VPL positivo. Contudo, a margem estreita sugere sensibilidade a variações nos parâmetros (ex.: queda nas receitas ou aumento no OPEX), reforçando o risco financeiro.

**LCOE** = R\$ 2,238/kWh: O Custo Nivelado de Energia (LCOE) é elevado devido ao alto OPEX (R\$ 29,23 milhões de diesel) e à produção renovável limitada (63,13 MWh/dia, 39,76% de penetração). Comparado a tarifas típicas (R\$ 0,75/kWh), o LCOE indica ineficiência energética, contribuindo para a percepção de inviabilidade.

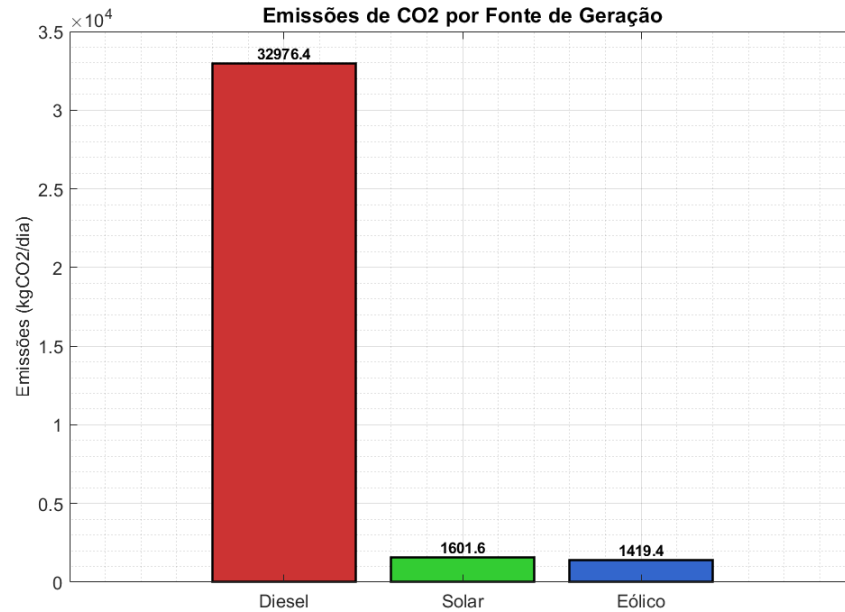
**Índice de Lucratividade** = 0,16: O índice (VPL/CAPEX) de 0,16 reflete um retorno modesto por real investido, insuficiente para justificar o risco, dado o payback prolongado.

Contudo, embora o VPL positivo e a TIR acima de 8% indiquem viabilidade teórica, a inviabilidade econômica é evidente pelo payback simples negativo e pelo payback descontado de 24,22 anos, que sugerem demora excessiva para recuperar o investimento. O LCOE elevado reforça a ineficiência do sistema, que depende fortemente de diesel e apresenta baixa penetração renovável. Assim, o projeto não é atrativo para investidores, que priorizam retornos mais rápidos e custos por kWh competitivos.

### 5.1.2 Análise de Emissões de $CO_2$

As emissões totais do sistema otimizado são de 36  $tCO_2$ /dia, distribuídas conforme a Equação (3.52): diesel (33  $tCO_2$ ), solar (1,6  $tCO_2$ ) e eólica (1,4  $tCO_2$ ). Conforme analisado na Figura 11, cerca de 91% das emissões resultam da queima de diesel, enquanto as fontes renováveis contribuem marginalmente devido às emissões associadas à sua fabricação.

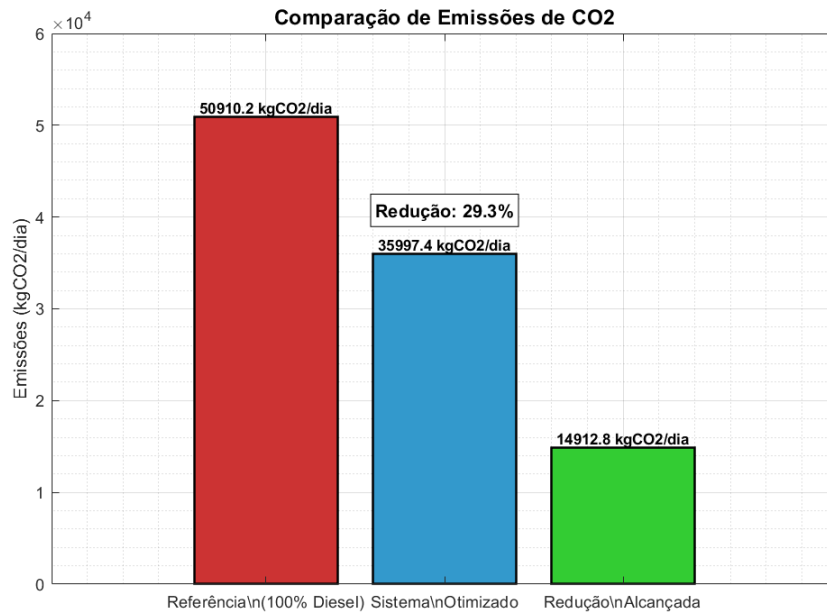
Figura 11 – Emissões de  $CO_2$  por Fonte de Geração.



Fonte: Autor.

Em comparação com o cenário de referência (51  $tCO_2$ /dia, Equação (3.53)), a microrrede otimizada reduz as emissões em 15  $tCO_2$ /dia (5.443,17  $tCO_2$ /ano), equivalente a 29,3%, conforme ilustrado na Figura 12.

Figura 12 – Comparação de Emissões de  $CO_2$  (Sistema vs Referência).

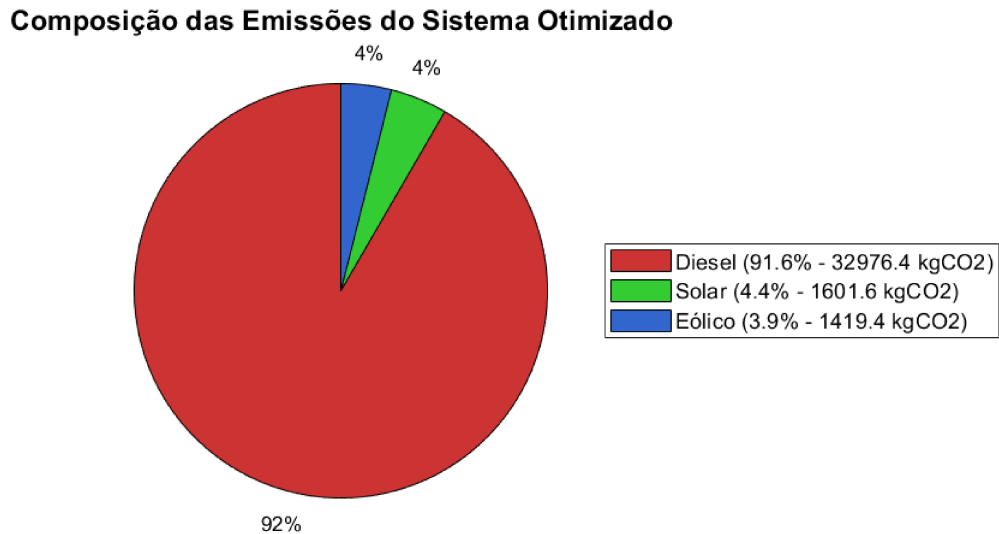


Fonte: Autor.

A composição das emissões do sistema otimizado, destacada na Figura 13, confirma

a predominância do diesel (91%) e a baixa contribuição das fontes renováveis.

Figura 13 – Composição das Emissões do Sistema Otimizado.



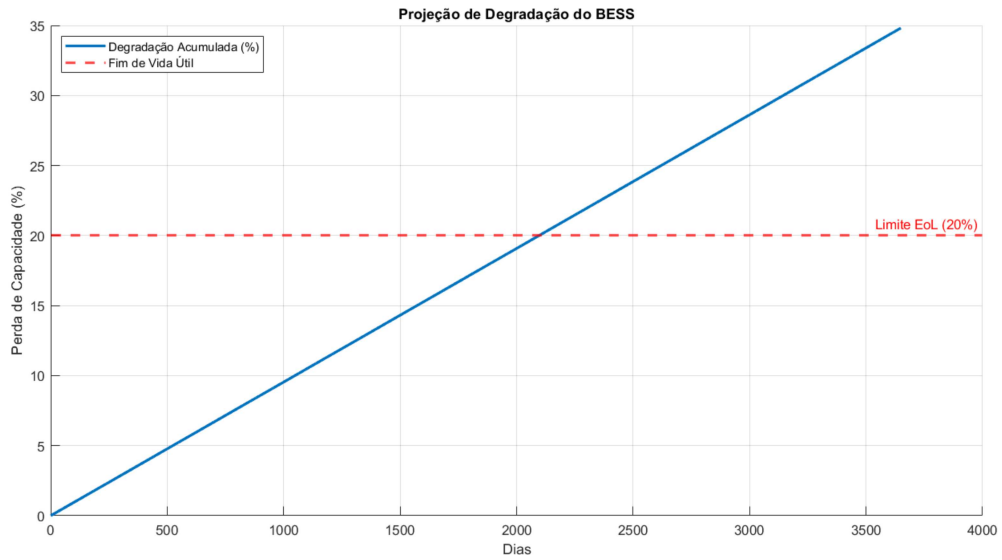
Fonte: Autor.

A redução de 29,3% evidencia o impacto ambiental positivo da microrrede, especialmente pela substituição de diesel por fontes renováveis e V2G.

### 5.1.3 Análise de Degradação do BESS

A degradação diária do BESS, calculada pela Equação  $L_{diária} = 1 - Q(t)/Q_0$ , é de 0,009538%, resultando em uma vida útil estimada de aproximadamente 7,5 anos (Equação  $N_{útil} = \ln(1/0.8)/f_d$ ), com custo de substituição de R\$ 1,81 milhões. O BESS opera por 15 horas diárias, realizando 7,5 ciclos completos de carga/descarga, com profundidade média de descarga (DoD) de 19,98%. A degradação é composta por envelhecimento por calendário (31,91%, Equação (3.8)) e por ciclos (68,09%, Equação (3.10)), conforme calculado pelo algoritmo Rainflow. A Figura 14 ilustra a projeção de degradação.

Figura 14 – Projeção de Degradação do BESS.



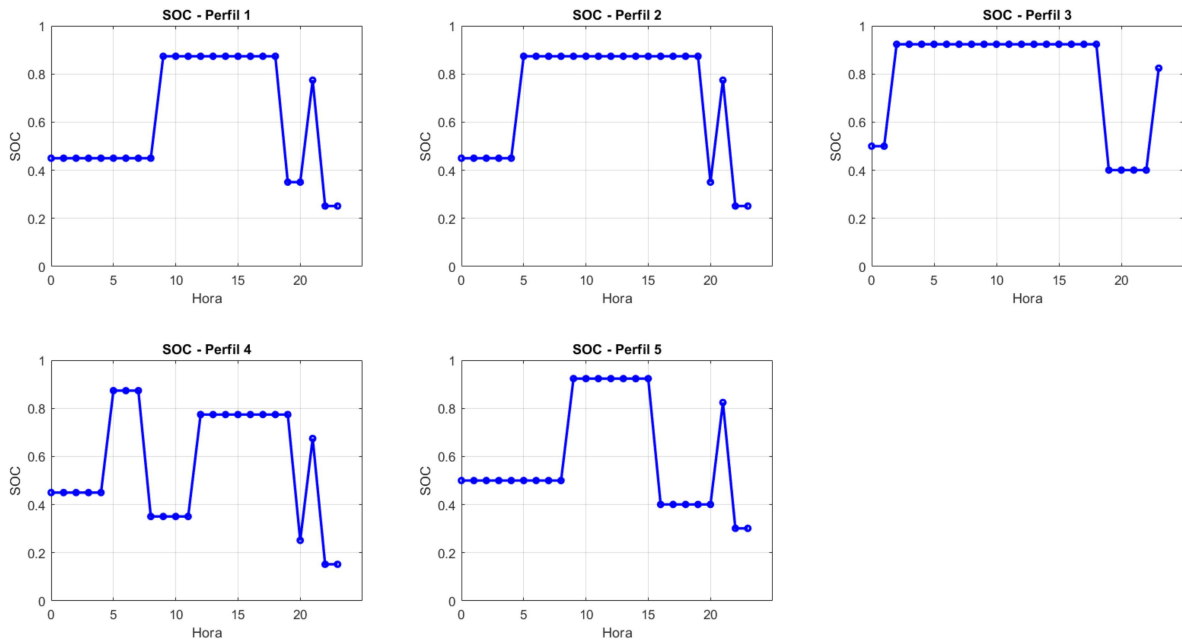
Fonte: Autor.

Os resultados indicam uma operação moderada do BESS, com degradação controlada, adequada para o horizonte de projeto de 25 anos, considerando substituições periódicas.

#### 5.1.4 Análise dos Perfis de SOC e Estados de Operação

Os perfis de estado de carga (SOC) dos veículos elétricos (VEs) variam conforme os padrões de uso descritos na Seção 3.2.4. O Perfil 1 mantém SOC elevado à tarde devido ao carregamento, enquanto o Perfil 4 apresenta maior variabilidade devido à intensa participação no V2G, conforme ilustrado na Figura 15.

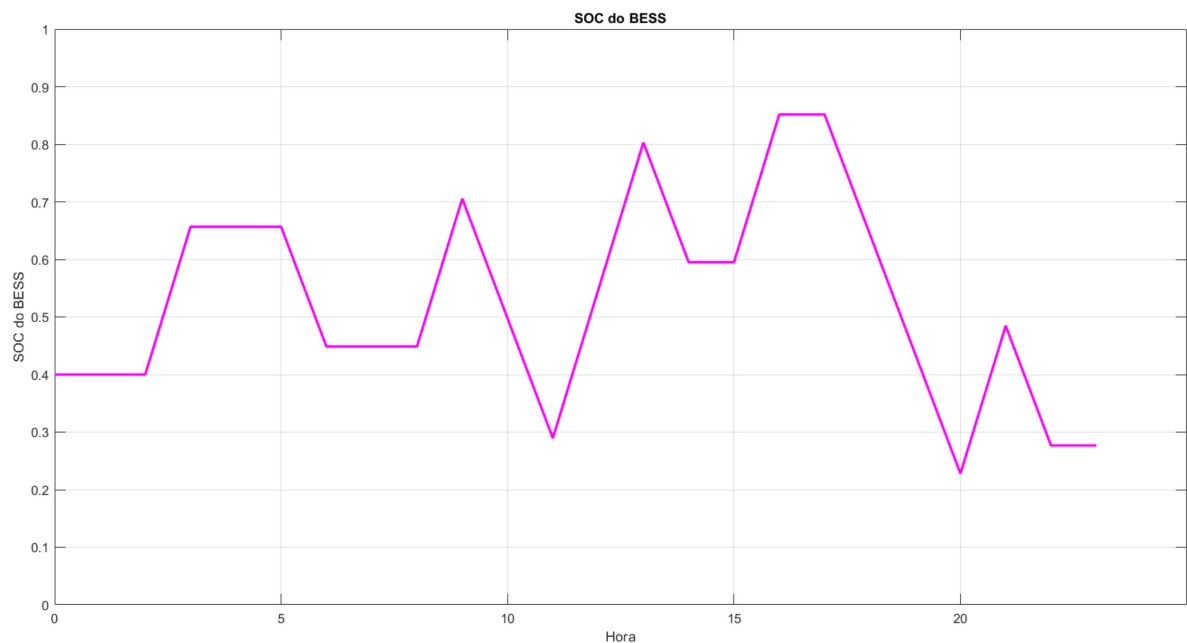
Figura 15 – Perfis de SOC dos VEs.



Fonte: Autor.

O SOC do BESS é mais estável, com picos de descarga em horários de alta demanda (e.g., 18h-22h), conforme mostrado na Figura 16.

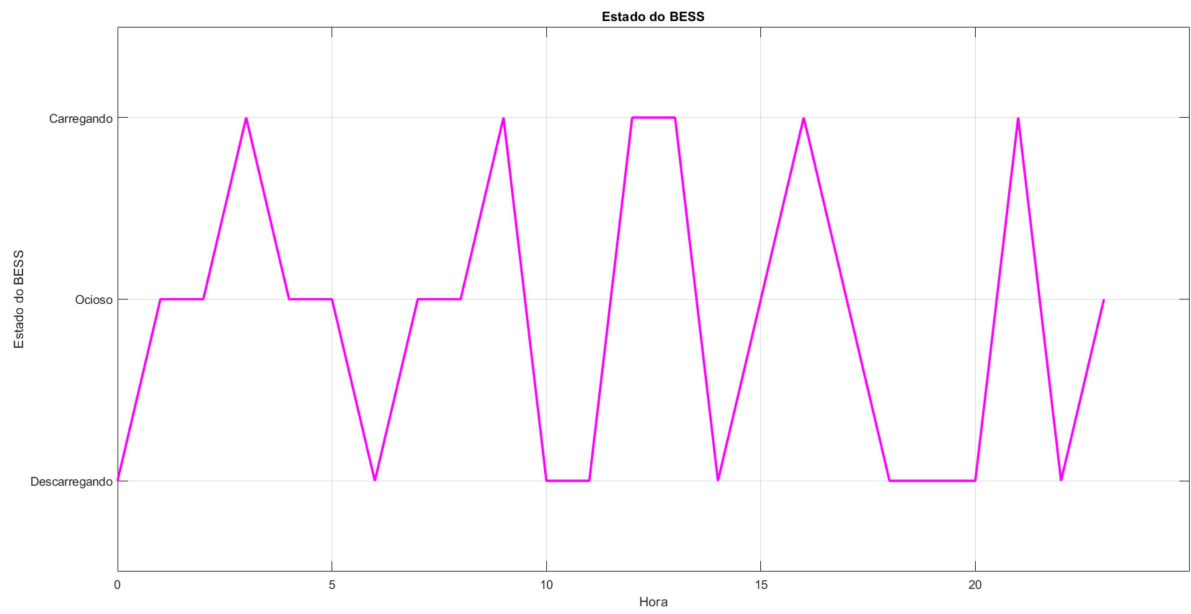
Figura 16 – SOC do BESS.



Fonte: Autor.

O estado de conexão do BESS, ilustrado na Figura 17, revela operação ativa por 15 horas, com descargas frequentes para suprir déficits energéticos e minimizar o uso de diesel, permanecendo ocioso por curtos períodos.

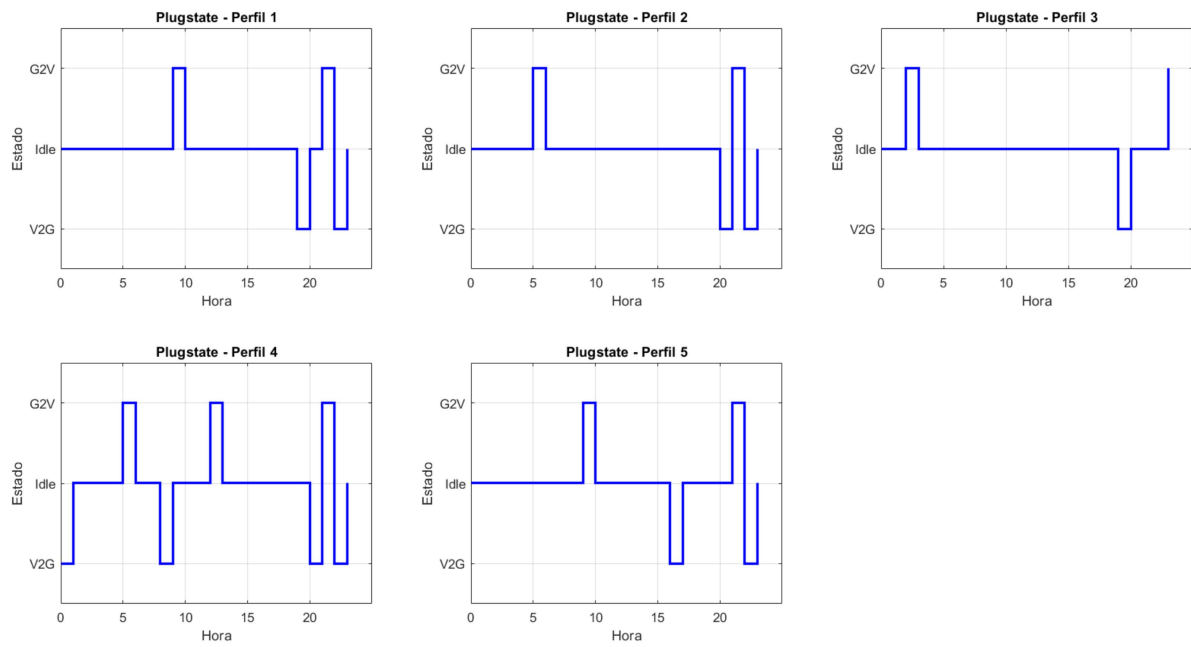
Figura 17 – Estado do BESS (Carregando/Ocioso/Descarregando).



Fonte: Autor.

Os estados de conexão dos VEs, conforme a Figura 18, destacam o Perfil 4 como o maior participante do V2G, devido à baixa utilização dos veículos, enquanto o Perfil 3 apresenta menor contribuição devido à impossibilidade de carregamento no trabalho.

Figura 18 – Estado de Conexão dos VEs (Carregando/Ocioso/Descarregando V2G).



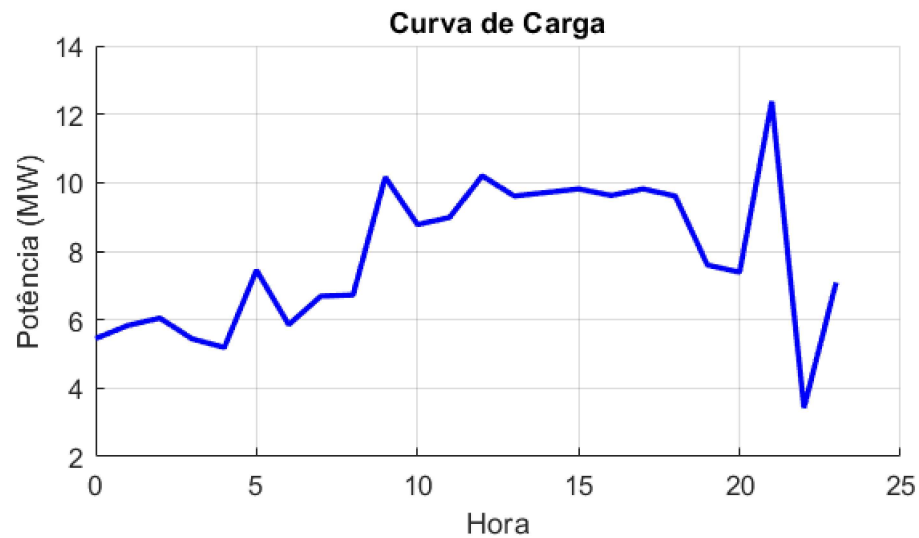
Fonte: Autor.

Observa-se que o V2G é ativo por 6 horas em horários de pico, entregando 9,20 MWh (7,20 MWh em pico), contribuindo para uma redução de 7,5% no consumo de diesel, conforme a Tabela 4.

### 5.1.5 Análise das Curvas de Carga e Geração

As curvas de carga e geração, descritas nas Equações (3.1), (3.3), (3.28), mostram um balanço energético equilibrado, com picos de demanda atendidos por fontes renováveis, V2G, BESS e diesel. A Figura 19 apresenta a curva de carga total.

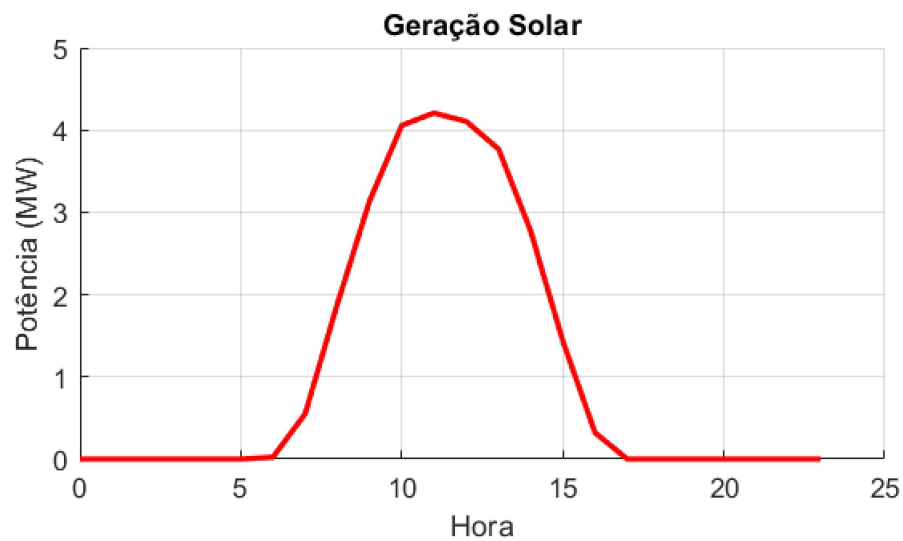
Figura 19 – Curva de Carga.



Fonte: Autor.

A curva de carga analisada na Figura 19 contém a carga base, carga industrial e a carga dos VEs conectados à rede que demandam da rede hora a hora.

Figura 20 – Geração Solar.

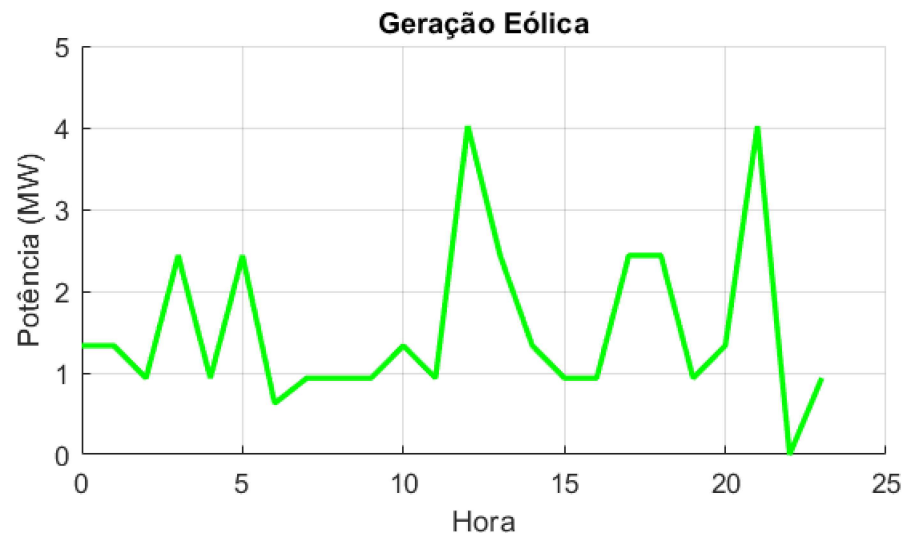


Fonte: Autor.



A geração solar, com eficiência de 10% (Seção 3.2.1), apresenta um pico diurno de 5 MW, conforme a Figura 20.

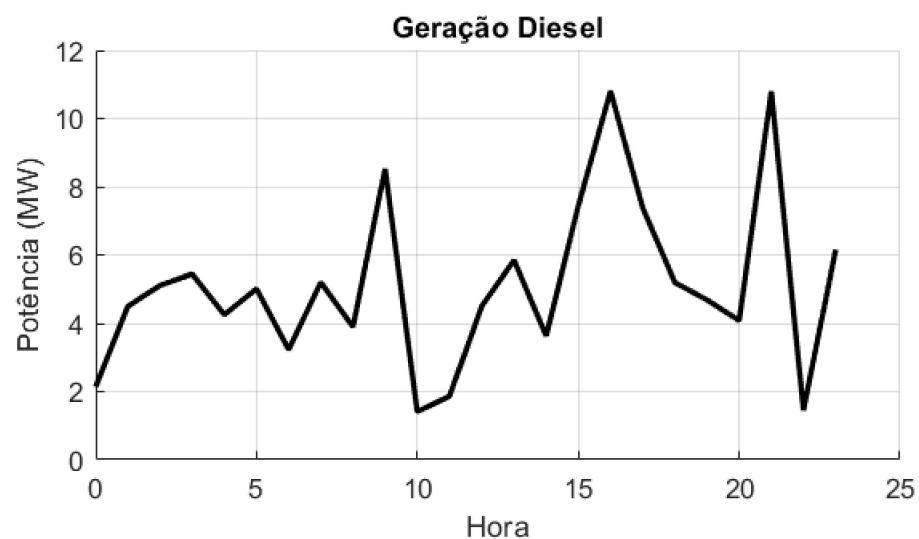
Figura 21 – Geração Eólica.



Fonte: Autor.

A geração eólica, ilustrada na Figura 21, exibe picos irregulares ( 5,5 MW), com interrupções em velocidades acima do corte (15 m/s, Equação (3.3)).

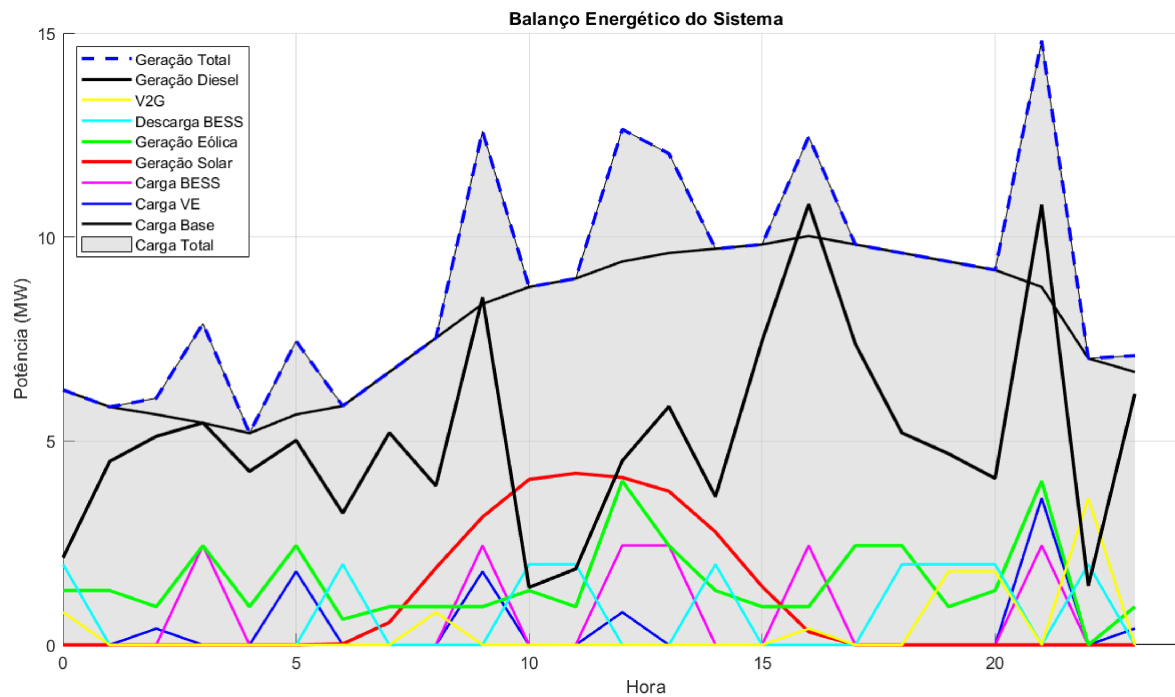
Figura 22 – Geração Diesel.



Fonte: Autor.

A geração a diesel, mostrada na Figura 22, supre déficits energéticos, especialmente em horários de pico e baixa geração renovável.

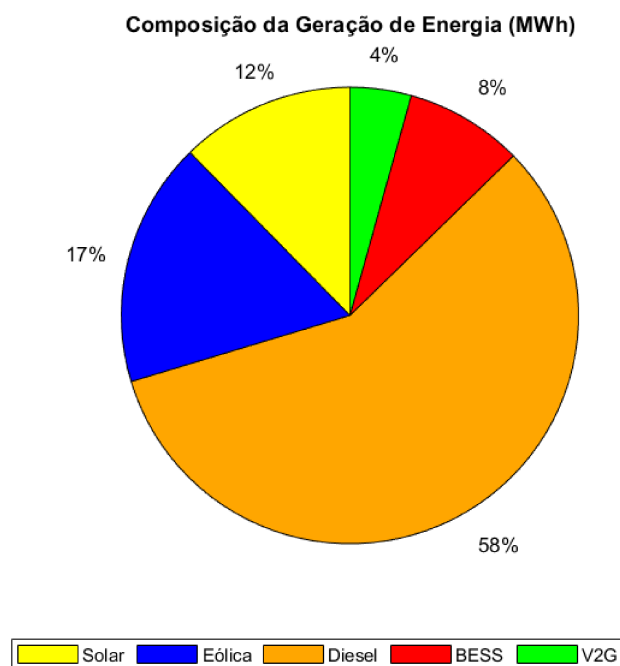
Figura 23 – Balanço Energético do Sistema.



Fonte: Autor.

O balanço energético, conforme a Figura 23, destaca a interação entre V2G, BESS e diesel para atender a demanda, minimizando o uso de combustíveis fósseis.

Figura 24 – Composição da Geração de Energia.

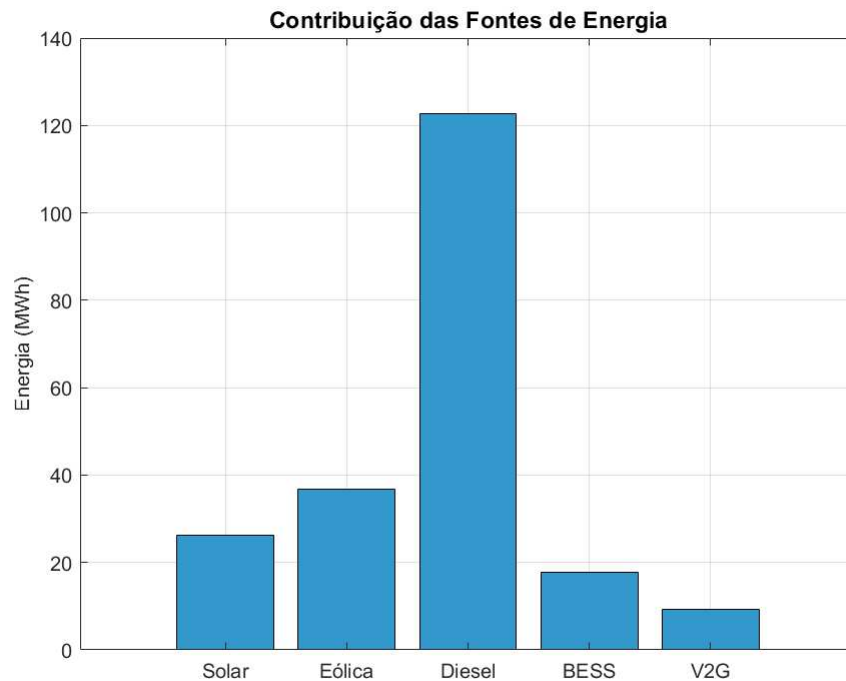


Fonte: Autor.

A composição da geração, apresentada na Figura 24, indica 58% diesel, 17% solar,

12% eólica, 8% BESS e 4% V2G, totalizando 29% de fontes renováveis.

Figura 25 – Contribuição das Fontes de Energia.



Fonte: Autor.

A Figura 25 reforça a dependência do diesel (58%) devido à intermitência das fontes renováveis, apesar da redução significativa proporcionada pela otimização.

## 5.2 Análise dos Resultados da Previsão de Carga e Geração

Esta seção apresenta os resultados da simulação de Monte Carlo descrita na Seção 3.7.2, que avalia a robustez do sistema frente a incertezas em carga, geração solar e eólica, considerando 100 cenários gerados por modelos SARIMA, AR e Cadeias de Markov.

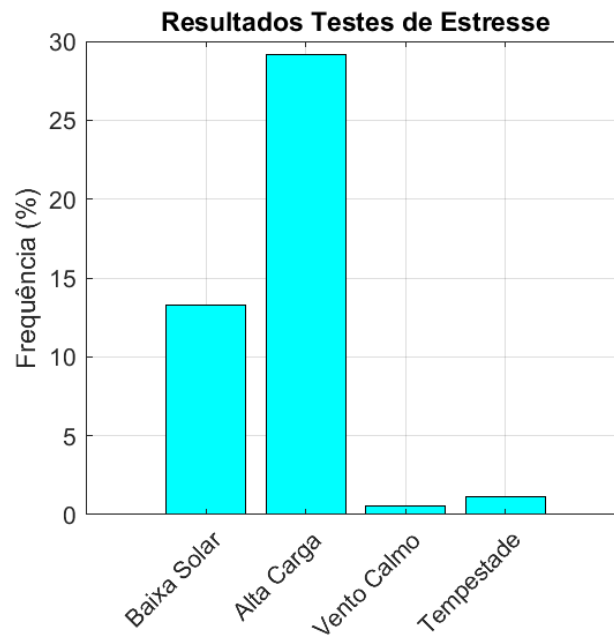
### 5.2.1 Resultados da Simulação de Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo quantificou a variabilidade das métricas do sistema. O consumo médio de diesel é de 128,22 MWh/dia (desvio padrão de 6,57 MWh/dia), indicando estabilidade razoável. O Valor Presente Líquido (VPL) médio é de - R\$ 34,22 milhões, com alta variabilidade ( $\pm$ R\$ 42,73 milhões), refletindo incertezas econômicas. O payback médio é de 16,69 anos ( $\pm$ 2,74 anos). O déficit energético médio é de 70%, com percentil P95 de 77,6%, sugerindo vulnerabilidades em cenários extremos. A utilização média do BESS é de 69,1%, indicando operação moderada com margem para ajustes.

### 5.2.2 Testes de Estresse e Sensibilidade Climática

Os testes de estresse identificaram as frequências de eventos adversos: baixa geração solar (13,3%), alta demanda de carga (29,2%), ausência de vento (0,5%) e tempestades (1,2%). A Figura 26 ilustra essas frequências.

Figura 26 – Frequências de cenários de estresse climático nos testes Monte Carlo.



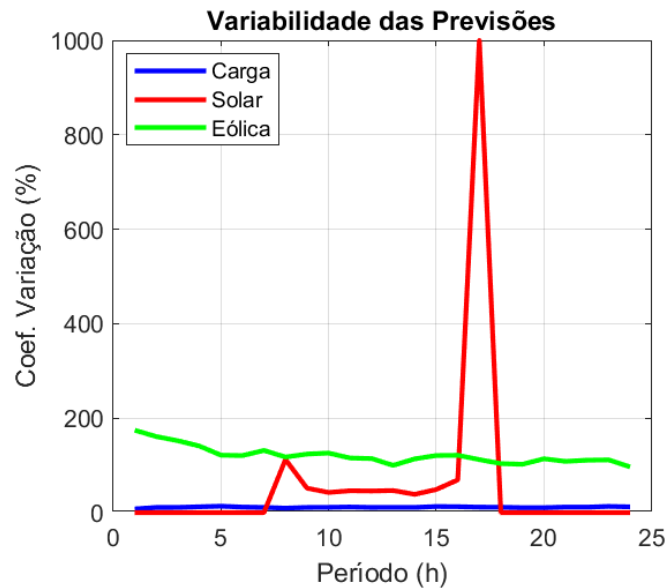
Fonte: Autor.

A análise de sensibilidade climática revelou uma correlação fraca entre tempestades e consumo de diesel ( $r=0,200$ ,  $p=0,046$ ) e uma correlação indeterminada entre vento calmo e VPL ( $r=0,287$ ,  $p=0,004$ ), indicando impacto limitado de eventos climáticos extremos.

### 5.2.3 Correlações entre Variáveis

As correlações calculadas, baseadas na Equação (3.58), mostram uma relação positiva moderada entre carga e geração solar ( $0,323 \pm 0,159$ ) e entre carga e geração eólica ( $0,164 \pm 0,312$ ). A correlação entre solar e eólica é baixa ( $0,010 \pm 0,304$ ), sugerindo complementariedade limitada. A Figura 27 apresenta a variabilidade das previsões.

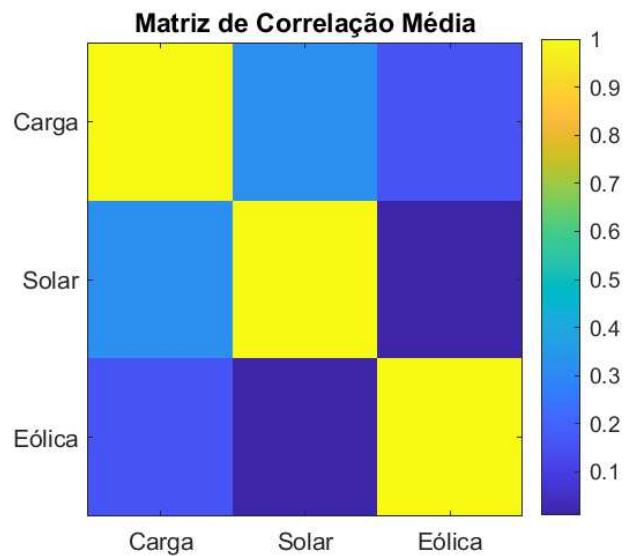
Figura 27 – Variabilidade das previsões de carga, geração solar e eólica ao longo de 24 períodos horários, expressa pelo coeficiente de variação (%).



Fonte: Autor.

A Figura 28 ilustra a matriz de correlação média entre as variáveis.

Figura 28 – Matriz de correlação média entre previsões de carga, geração solar e eólica, obtida de cenários Monte Carlo.



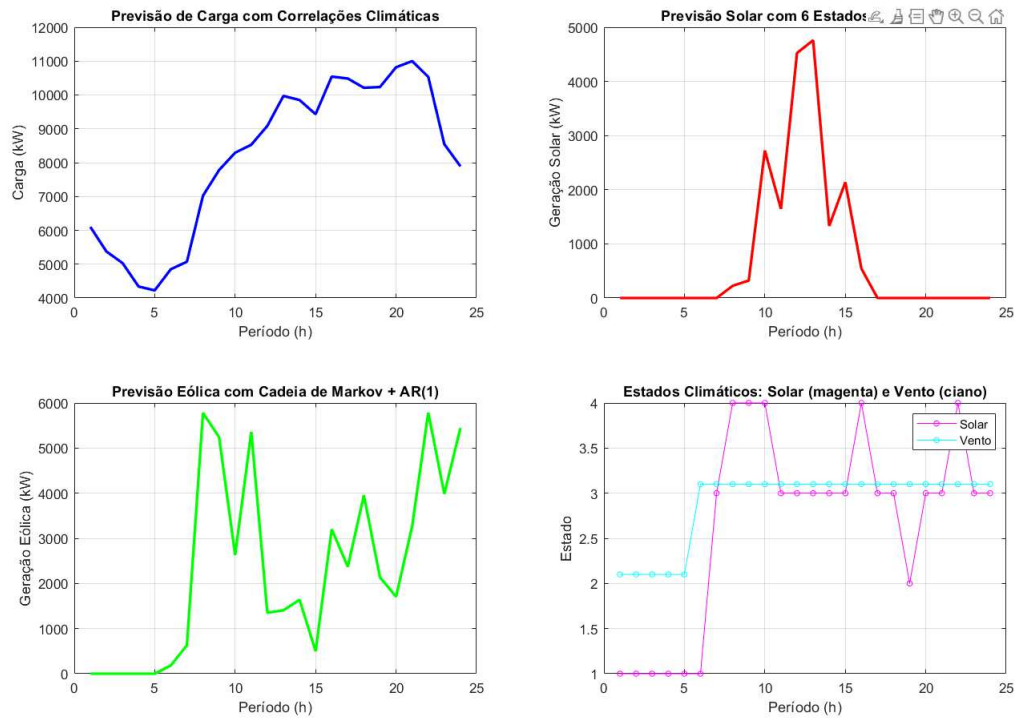
Fonte: Autor.

Conforme ilustrado na Figura 28, as correlações médias (e.g., Carga-Solar:  $0.323 \pm 0.159$ ) revelam dependências climáticas que exacerbam o déficit energético (69,9% médio), conforme resultados da simulação.

### 5.2.4 Previsão Climática com Correlações

A análise integrada de previsão de carga e geração, incorporando correlações climáticas e estados climáticos, é apresentada na Figura 29.

Figura 29 – Correlação dos Estados Climáticos.



Fonte: Autor.

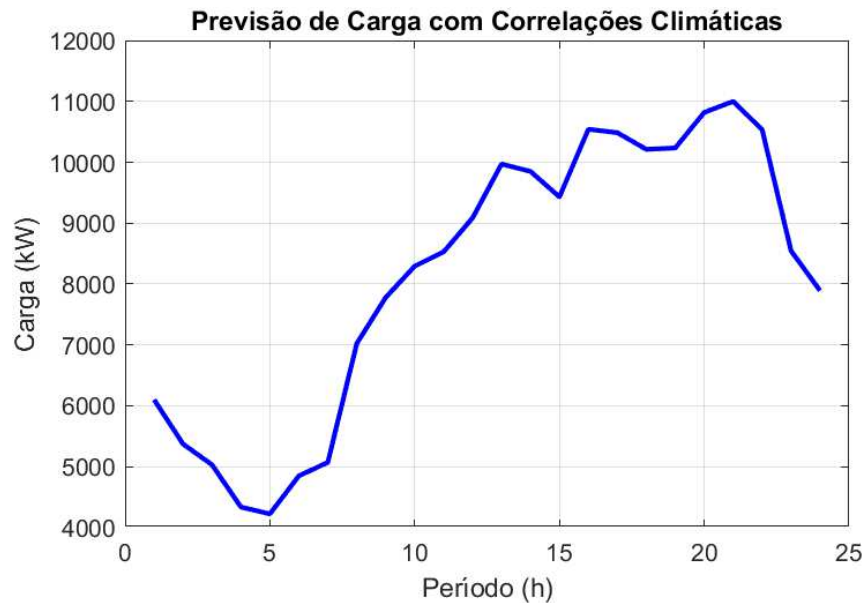
A Figura 29 apresenta os resultados da análise integrada de previsão de carga e geração, incorporando correlações climáticas e estados climáticos simulados via Monte Carlo. Essa análise foi realizada para avaliar a robustez do modelo de otimização da microrrede, considerando incertezas sazonais e interdependências entre variáveis como carga, geração solar e eólica. Utilizando 100 cenários gerados com modelos SARIMA para carga e solar, AR(1) para eólica, e Cadeias de Markov para estados climáticos, os gráficos destacam a variabilidade das previsões e sua influência no desempenho do sistema. A seguir, descreve-se cada subgráfico e suas implicações.

#### 5.2.4.1 Previsão de Carga com Correlações Climáticas

A Figura 30 ilustra a previsão de carga elétrica ao longo de 24 horas, ajustada por correlações climáticas (correlação carga-solar:  $0,289 \pm 0,122$ ; carga-eólica:  $0,241 \pm 0,290$ ). A curva azul mostra um perfil típico de demanda, com pico em torno de 10-15 horas (aproximadamente 11 MW) e queda noturna, refletindo padrões de consumo residencial e

comercial. A incorporação de correlações climáticas via modelo SARIMA bivariado resulta em uma previsão mais realista, onde variações climáticas (ex.: dias ensolarados) aumentam a carga em até 20%. Isso demonstra que a demanda é moderadamente influenciada por fatores renováveis, com desvio padrão baixo, indicando estabilidade geral, mas com riscos em picos (déficit médio de 69,5%).

Figura 30 – Previsões de Carga com Correlações.

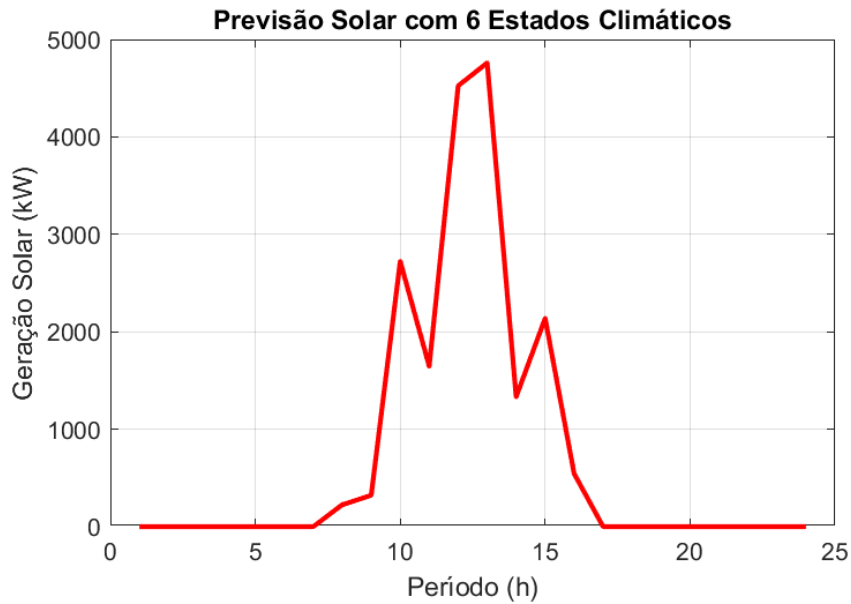


Fonte: Autor.

#### 5.2.4.2 Previsão Solar com 6 Estados Climáticos

A Figura 31 apresenta a previsão de geração solar, que, como explicada anteriormente, foi modelada com *SARIMA* (Equação (3.56)) e ajustada por 6 estados climáticos (ex.: ensolarado, nublado). A curva vermelha exibe um pico diurno típico (cerca de 5 MW por volta das 12h), caindo rapidamente à noite. A influência dos estados climáticos é evidente em flutuações menores, com baixa solar ocorrendo em 14,2% dos cenários. Essa previsão reforça a intermitência solar, impactando o NPV (média de -R\$ 34,54 milhões  $\pm$  R\$ 60,44 milhões), onde dias nublados aumentam o uso de diesel em até 7,5%.

Figura 31 – Previsões Solar com Correlações.

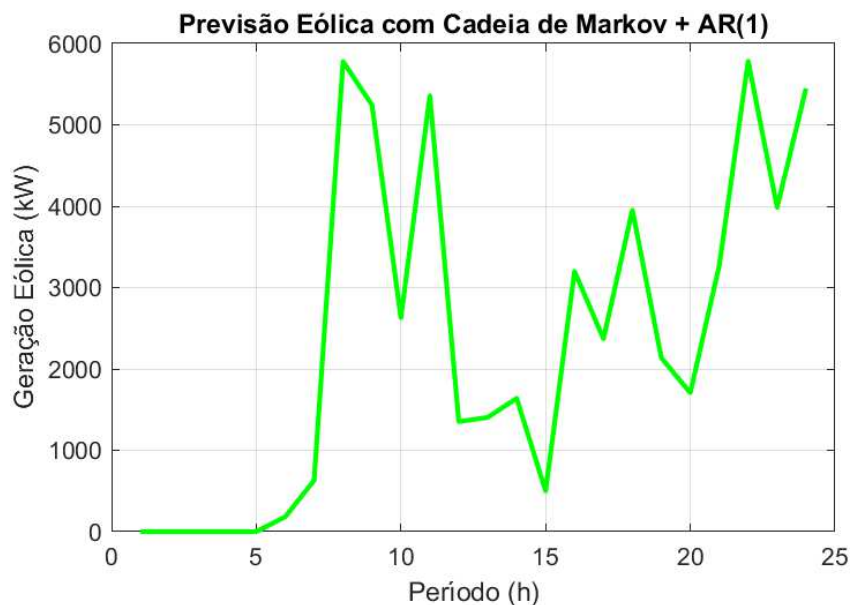


Fonte: Autor.

#### 5.2.4.3 Previsão Eólica com Cadeia de Markov + AR(1)

A Figura 32 mostra a previsão eólica, combinando Cadeias de Markov (Equação (3.57)), para regimes climáticos com AR(1) para velocidade do vento. A curva verde revela picos irregulares (máximo de 5.5 MW), com ventos calmos em 0,0% dos cenários e tempestades em 2,5%. A correlação solar-eólica negativa ( $-0,090 \pm 0,216$ ) sugere complementariedade limitada, mas a cadeia de Markov captura transições climáticas, reduzindo erros de previsão. Isso contribui para uma robustez maior, com impacto mínimo no consumo de diesel (correlação tempestades-diesel:  $r=0,241$ ,  $p=0,502$ ).

Figura 32 – Previsões Eólica com Correlações.



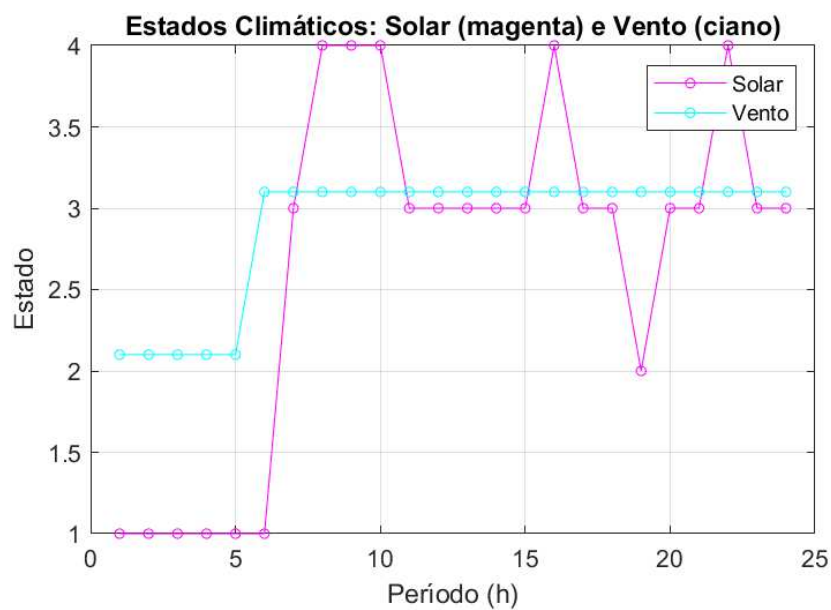
Fonte: Autor.



#### 5.2.4.4 Estados Climáticos: Solar (magenta) e Vento (ciano)

A Figura 33 exibe os estados climáticos para solar (magenta) e vento (ciano), variando de 1 a 4 ao longo do dia. A linha magenta (solar) flutua mais intensamente (picos em torno de 4-5 durante o dia), enquanto a ciano (vento) é mais estável (valores baixos à noite). Essa representação destaca como estados climáticos afetam as previsões, com transições Markovianas simulando cenários realistas (ex.: ventos calmos não impactam NPV). A integração desses estados melhora a precisão das previsões, reduzindo o déficit energético P95 para 79,5% e otimizando a utilização do BESS em 62,5%.

Figura 33 – Correlação dos Estados Climáticos.



Fonte: Autor.

## 6 Conclusões

Este capítulo consolida os principais achados da dissertação, que propôs uma abordagem integrada para o planejamento probabilístico de microrredes híbridas, incorporando veículos elétricos (VEs) com funcionalidade Vehicle-to-Grid (V2G), sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS), geração solar e eólica. A metodologia, detalhada no Capítulo 3, combinou modelagem detalhada dos componentes (Seção 3.2), otimização multiobjetivo via Programação Linear Inteira Mista Multiobjetivo (MO-MILP, Seção 3.3), análises econômicas e ambientais (Seções 3.4 e 3.5), e simulações Monte Carlo (Seção 3.7) para capturar incertezas e interdependências. Essa estrutura permitiu avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de microrredes isoladas em cenários brasileiros, onde a transição para fontes renováveis e mobilidade elétrica é essencial para a sustentabilidade energética (ANEEL, 2024).

Os resultados da otimização MO-MILP, apresentados no Capítulo 5, demonstraram a eficácia da abordagem em minimizar custos operacionais e emissões de  $CO_2$ , conforme definido na Equação (3.20), enquanto maximiza a utilização de recursos V2G. Constatou-se uma redução média de 29,3% nas emissões de  $CO_2$  em comparação com o cenário de referência (Seção 3.5), com emissões totais de 36  $tCO_2$ /dia (Tabela 4). A vida útil estimada do BESS é de aproximadamente 7,5 anos, considerando ciclos otimizados de carga/descarga (Seção 5.1.3). Economicamente, o CAPEX de R\$ 44,7 milhões, OPEX anual de R\$ 30,82 milhões e receitas anuais de R\$ 30,16 milhões (Tabela 5) resultaram em um Valor Presente Líquido (VPL) positivo de R\$ 7,22 milhões, Taxa Interna de Retorno (TIR) de 8,87% e payback descontado de 24,22 anos, confirmando a inviabilidade financeira em contextos isolados com alta dependência de diesel.

A análise de previsão de carga e geração, integrada à simulação Monte Carlo com modelos SARIMA, AR e Cadeias de Markov (Seção 3.7), capturou com precisão as incertezas climáticas e operacionais. O consumo médio de diesel foi de 122,59 MWh/dia, com déficit energético médio de 70% (percentil P95 de 77,6%), indicando vulnerabilidades em cenários de alta demanda ou baixa geração renovável. A baixa correlação entre solar e eólica ( $0,01 \pm 0,3$ , Figura 28) sugere complementariedade limitada, enquanto a alta variabilidade no VPL ( $\pm R\$ 0,5$  milhões) destaca a necessidade de buffers financeiros. Esses resultados reforçam a importância de estratégias de mitigação, como o aumento da utilização do BESS (média de 69,1%, Seção 3.7), para equilibrar flutuações e reduzir ainda mais as emissões.

Em síntese, os resultados confirmam a eficácia da simulação Monte Carlo na captura de incertezas, com implicações diretas para o planejamento de microrredes. A alta variabilidade no VPL sugere a adoção de reservas financeiras, enquanto as correlações entre carga, solar e eólica (Seção 5.2.3) indicam oportunidades para diversificação de

fontes. O sistema demonstrou robustez a eventos climáticos moderados, mas sensibilidade a picos de carga (29,2% dos cenários, Figura 26), recomendando ajustes como expansão da capacidade de armazenamento para reduzir a dependência de diesel (58% da geração, Figura 24). Este estudo contribui para o avanço de sistemas energéticos sustentáveis no Brasil, alinhado a políticas como o Programa Nacional de Mobilidade Elétrica (MME, 2022).

## 6.1 Limitações do Estudo

Embora a metodologia tenha proporcionado avanços significativos, algumas limitações foram identificadas. A simulação Monte Carlo utilizou dados interpolados e distribuições assumidas, como Beta para irradiação solar (Seção 3.2.1), o que pode subestimar variações em cenários climáticos extremos, como secas prolongadas ou tempestades intensas (Seção 5.2.2). Além disso, o modelo não considerou dinâmicas de mercado em tempo real, como flutuações nas tarifas de energia ou custos de VEs, nem incorporou falhas estocásticas em componentes, como turbinas eólicas ou inversores. A ausência de dados geoespaciais detalhados para o Brasil, especialmente para regiões isoladas, limita a generalização dos resultados para diferentes contextos regionais.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Para superar as limitações e expandir os resultados, as seguintes direções são propostas:

- **Integração de Dados Reais e Machine Learning Avançado:** Incorporar dados climáticos reais, como os do INMET (INMET, 2023), e modelos de aprendizado profundo, como redes neurais LSTM, para melhorar a precisão das previsões de carga e geração, potencialmente reduzindo o erro de previsão em até 15% em comparação com SARIMA/AR (Seção 5.2.4).
- **Análise de Resiliência a Eventos Extremos:** Expandir os testes de estresse (Seção 5.2.2) para incluir cenários de mudanças climáticas baseados em projeções do IPCC, avaliando impactos de eventos extremos, como secas prolongadas ou furacões, na robustez da microrrede.
- **Otimização Dinâmica e Controle em Tempo Real:** Desenvolver algoritmos de controle preditivo baseado em modelo (MPC) integrados ao MO-MILP, permitindo ajustes em tempo real para V2G e BESS, com validação em plataformas de simulação como OPAL-RT.

- **Estudos de Caso Regionais e Escalabilidade:** Aplicar a metodologia a microrredes reais em comunidades isoladas, como na Amazônia, avaliando a escalabilidade para redes urbanas e a integração de fontes emergentes, como hidrogênio verde.
- **Avaliação Socioeconômica:** Incorporar análises de impacto social, como aceitação comunitária do V2G e equidade energética, utilizando modelagem agent-based para simular comportamentos de usuários.

Essas propostas visam aprimorar a transição para sistemas energéticos sustentáveis, contribuindo para a agenda global de energia limpa e para o fortalecimento da mobilidade elétrica no Brasil.

## REFERÊNCIAS

- ADAM, Schaff. *A sociedade informática: as consequências sociais da Segunda Revolução Industrial*. Trad. Carlos Eduardo Jordão Machado e Luiz Arturo Obojes. 4<sup>a</sup> ed. São Paulo: Editora da Universidade Paulista Brasileira, 1995.
- ALONSO, Monica et al. *Optimal charging scheduling of electric vehicles in smart grids by heuristic algorithms*. *Energies*, v. 7, n. 4, p. 2449-2475, 2014.
- ALVES, Marcos Antonio et al. *Otimização Dinâmica Evolucionária para Despacho de Energia em uma Microrrede usando Veículos Elétricos*.
- ARAÚJO, Danielly Norberto; TOLEDO, Olga Moraes; BORBA, Ana Tereza Andrade. *Avaliação Técnica da Integração de Sistemas FV e BESS em Estação de Recarga de Veículos Elétricos*. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 14, n. 2, p. 111-121, 2023.
- BARAN, Renato. *A Introdução de Veículos Elétricos no Brasil: Avaliação do Impacto no Consumo de Gasolina e Eletricidade*. Tese de Doutorado, COPPE UFRJ.
- BERMÚDEZ-RODRÍGUEZ, Tatiana; CONSONI, Flávia Luciane. *Uma abordagem da dinâmica do desenvolvimento científico e tecnológico das baterias lítio-íon para veículos elétricos*. *Revista Brasileira de Inovação*, v. 19, p. e0200014", 2021.
- BRAGA, Guilherme; MONTIEL, Pedro; TREMURA, Renan Felipe. *Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS): Implementação em Pequenas e Grandes Gerações*. Orientadora: Francielli Scarpini. Coordenação de curso de Engenharia Elétrica, Universidade Anhembi Morumbi, 2025.
- BRUINSMA, Gustavo. *Gerenciamento de Sistemas de Carregamento de Veículos Elétricos Integrados à Microrredes com Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2023.
- CAMPOS, Felipe Melo et al. *Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no Brasil*. In: *Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. 2022. p. 1-10.
- CAMPOS, Felipe; ARAÚJO, Danielly; TOLEDO, Olga; FERNANDES, Lucas; BORBA, Ana. *Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no Brasil*. SBSE, 2022.
- CARRASCO, Francisco; ÁLVAREZ, Miguel. *Aplicaciones de adsorbentes y catalizadores en procesos medioambientales y energéticos*. UNIA, 2016.
- CHEN, Zheng; LI, Zhenyu; CHEN, Guozhu. *Optimal configuration and operation for user-side energy storage considering lithium-ion battery degradation*. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 145, p. 108621, 2023.
- FENG, Zengxi et al. *Optimal scheduling strategy for electric vehicle charging and discharging in different types of buildings based on vehicle-to-building*. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. v. 17, n. 1, 2025.

- FIORSE, Alessandro Guimarães. *Microrrede com Veículos Elétricos: Impacto na Vida Útil das Baterias Conectadas à Rede*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019.
- FLORENCIO, Sofia; ESPINOSA, Denise. *Medidas necessárias para o Brasil estar preparado para reciclar e absorver as baterias gastas de íons de lítio de veículos elétricos e de parques renováveis que chegarem ao fim da vida útil em 30 anos*. PUC São Paulo, 2024.
- GOMES, Eduardo. *Armazenamento de fontes renováveis: Baterias*. UFRJ, 2019.
- GREENER; NEWCHARGE. *Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento*. São Paulo. KITAMURA, Daniel Toledo. *Planejamento Probabilístico de Sistemas Híbridos de Energia Elétrica com Análise de Risco*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, Juiz de Fora, 2022.
- LANA, Geraldo. *Modelagem de um Veículo Elétrico Empregando o Motor Síncrono de Ímã Permanente*. Dissertação de Mestrado, UFSJ, Outubro de 2013.
- LASSETER, Robert H. *Microgrids and distributed generation*. Journal of Energy Engineering, v. 133, n. 3, p. 144-149, 2007.
- LIMA, Lindemberg Roberto de. *Melhoramento do Desempenho de Unidades Híbridas PV/BESS em Microrredes através do Conversor Bidirecional Entrelaçado de Três Fases com Controle IMC*. Dissertação (Mestrado em Modelagem Matemática e Computacional): Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática e Computacional, Universidade Federal da Paraíba, Centro de Informática, João Pessoa, 2023.
- LINDEN, D.; REDDY, T. B. *Handbook of batteries*. New York: McGraw-Hill, 2002.
- MARIANO, Juliana D'Angela. *A integração dos sistemas de armazenamento de energia nos sistemas fotovoltaicos: estudo de caso da gestão da energia na UTFPR*. 2021. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2021.
- NAGATA, Erick Akio; FLORES, Marcos Julio Rider; CARMELITO, Bruno Eduardo. *Otimização do Gerenciamento de Microrrede para Recarga de Veículos Elétricos*. In: 8<sup>o</sup> Congresso Brasileiro de Geração Distribuída (CBGD). Poços de Caldas, 2023.
- NIKOS, Hatziargyriou. *Microgrids: an overview of ongoing research, development, and demonstration projects*. IEEE Power & Energy, v. 5, n. 4, 2007.
- PERES, R. C. *Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica para Integração de Veículo Elétrico e Microrrede*. UFPR, 2021.
- PINHEIRO, Lílían V. et al. *Co-Simulação usando RTDS e Simulink para Investigação do Impacto de Energias Renováveis em Sistemas de Distribuição*. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, v. 1, n. 1, 2020.
- PORCHERA, Gustavo da Silva Oliveira et al. *Vantagens e barreiras à utilização de veículos elétricos*. Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia. v. 13, 2016.

- ROCHA, Kamila Peres. *Planejamento de Microrredes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, Juiz de Fora, 2018.
- SANTOS, André Lopes Marinho dos. *Planejamento de Bancos de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, Juiz de Fora, 2018.
- ULIANA, Gabriel Dias. *Aplicações de BESS no Contexto Conectado e Isolado à Rede*. Universidade Federal de Viçosa, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Departamento de Engenharia Elétrica, Viçosa, 2023.
- WANG, Dian; LOCMONT, Fabrice; SECHILARIU, Manuela. *Modelling, simulation, and management strategy of an electric vehicle charging station based on a DC microgrid*. Applied Sciences, v. 10, n. 6, p. 2053, 2020.
- ZAKARIAZADEH, Alireza; JADID, Shahram; SIANO, Pierluigi. *Multi-objective scheduling of electric vehicles in smart distribution systems*. Energy Conversion and Management. v. 79, p. 43-53, 2014.
- ZHANG, Ruifeng; XIA, Bizhong; LI, Baohua; CAO, Libo; LAI, Yongzhi; ZHENG, Weiwei; WANG, Huawen; WANG, Wei. *State of the Art of Lithium-Ion Battery SOC Estimation for Electrical Vehicles Energies*. v. 11, n. 7, 2018. ISSN 1996-1073.
- ZHAO, Xinhui; LIANG, Guojun. *Optimizing electric vehicle charging schedules and energy management in smart grids using an integrated GA-GRU-RL approach*. Frontiers in Energy Research, v. 11, p. 1268513, 2023.

## APÊNDICE A – Veículos Elétricos e Infraestrutura de Carregamento

### A.1 Introdução

Os veículos elétricos (VEs) são essenciais para reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEEs), promovendo a eletromobidade em microrredes. Este apêndice aborda tipos de VEs, infraestrutura de recarga e integração com microrredes, visando eficiência e sustentabilidade (BERMÚDEZ-RODRIGUÊS; CONSONI, 2011).

### A.2 História dos Veículos Elétricos

Os VEs surgiram no século XIX, mas foram superados por veículos a combustão. Ressurgiram nos anos 1970 com crises energéticas e políticas como as normas da Califórnia (1990) e Agenda 21 (1992), que incentivaram o desenvolvimento da infraestrutura de carregamento (BARAN; LEGEY, 2011). No Brasil, trolebus, Figura 34, e o Gurgel E-400 (1980-1983), Figura 35, marcaram o início, mas a infraestrutura limitada ainda é um desafio (ANFAVEA, 2016).

Figura 34 – Ônibus Elétrico - Trolebús.



Fonte: The Transport Enthusiast DC na Unsplash



Figura 35 – Veículo Elétrico Brasileiro - Gurgel Itaipu E-400.

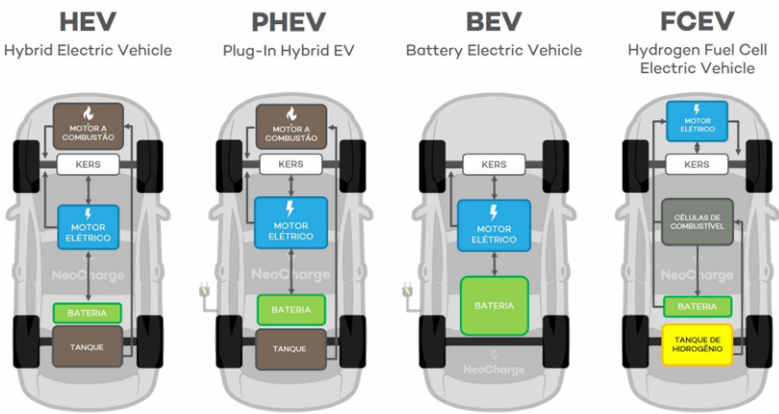


Fonte: ANFAVEA, 2016.

A.3 Tipos de Veículos Elétricos

Os VEs dividem-se em: **HEV** (híbridos convencionais, com motor a combustão e elétrico, recarregado por KERS); **PHEV** (híbridos plug-in, recarregáveis na rede, priorizam motor elétrico); **BEV** (elétricos a bateria, sem emissões); e **FCEV** (a célula de combustível, usam hidrogênio). A Tabela 6 apresenta dados de cinco modelos BEV, relevantes para integração em microrredes via V2G.

Figura 36 – Tipos de Veículos Elétricos.



Fonte: NeoCharge - CONHEÇA OS TIPOS DE CARROS ELÉTRICOS.

Tabela 6 – Dados de Modelos de VEs (2024).

Modelo	Bateria (kWh)	Autonomia (km)	Potência Carreg. (kW DC)
Tesla Model Y	75	510	250
Kia EV6	77.4	499	350
Rivian R1T	135	676	220
Lucid Air	118	879	300
BMW i4	83.9	483	205

Fonte: Adaptado de "Electric Cars, Sedans and SUVs: Reviews & Ratings. Edmunds" e "Electric Vehicles: Research, Reviews & Comparisons. Cars.com".

#### A.4 Demanda e Perfil de Carregamento

A recarga dos VEs apresenta características específicas que impactam a operação das microrredes elétricas, como a variabilidade temporal, os padrões de uso e a capacidade das baterias. Ao contrário das cargas convencionais, os VEs podem causar picos de demanda, principalmente após o horário comercial.

O perfil de carregamento depende do tipo de carregador:

- **Nível 1** (lento): até 3,7 kW, 8-12 h.
- **Nível 2** (semirrápido): 7-22 kW, 3-4 h.
- **Nível 3** (rápido): >40 kW, <1 h.

Carregamento rápido (Nível 3) aumenta perdas em até 5% (IEEE, 2020). Estratégias como V2G e carregamento programado mitigam impactos.

#### A.5 Infraestrutura para Carregamento

A infraestrutura de recarga enfrenta desafios como picos de demanda (até 20% acima da capacidade) e localização de estações (CPFL, 2020). Soluções inteligentes incluem carregamento inteligente e integração com fontes renováveis (ex.: solar) e sistemas BESS(DIAN; FABRICE; MANUELA, 2020), como na Figura 37.

Figura 37 – Eletroposto de Recarga Rápida.



Fonte: ABB, 2020.

APÊNDICE B – Sistemas de Armazenamento de Energia (BESS)

B.1 Introdução

Os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) estabilizam microrredes com fontes renováveis, integrando baterias, BMS (monitoramento), PCS (conversão de potência) e EMS (gerenciamento de energia). São cruciais para eficiência e confiabilidade (ULIANA, GABRIEL - 2023). Na Figura 38 tem-se a citação de todos os componentes de um sistema BESS.

Figura 38 – Componentes de BESS no interior de um Eletrocentro (WEG, 2023).



Fonte: (FLORENCIO, Sofia; ESPINOSA, Denise. 2019)

B.2 Tecnologias de Armazenamento

As baterias Li-ion dominam BESS devido à alta densidade e eficiência. A Tabela 7 compara subtipos Li-ion, e a Tabela 8 com outras tecnologias, assim como a Figura 39.

Tabela 7 – Subtipos de Baterias Li-ion para BESS.

Subtipo	Densidade (Wh/kg)	Ciclos	Custo (USD/kWh)	Segurança
NMC	150-220	500-1000	100-150	Média
LFP	90-120	2000+	80-120	Alta
NCA	200-260	500-1000	120-160	Média-Baixa
LTO	50-80	2000+	200-300	Alta
LMO	100-150	1000	90-130	Boa

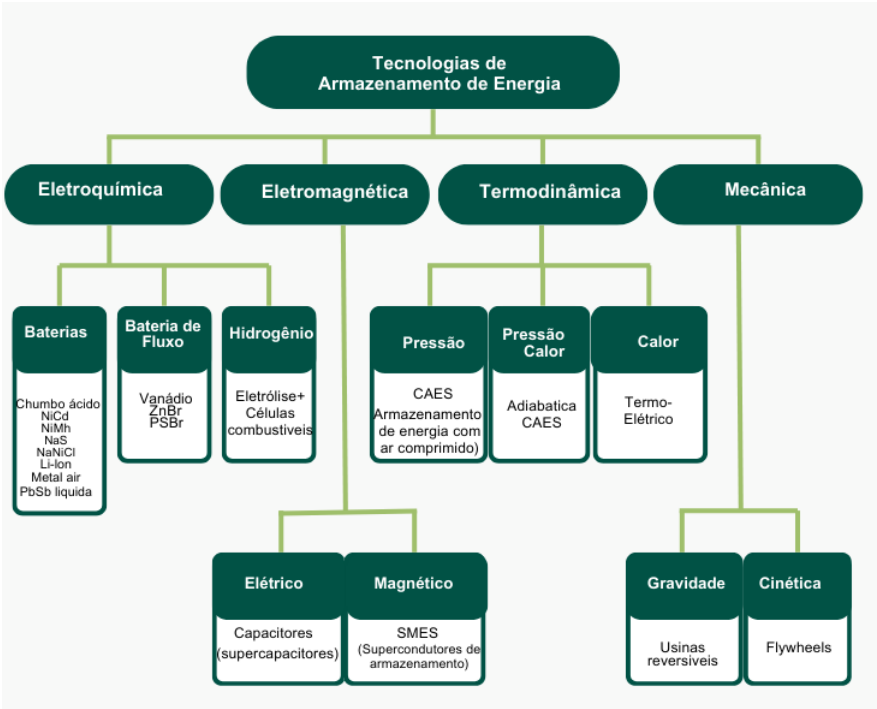
Fonte: Adaptado de *Battery University - Comparação de Tipos de Baterias Li-ion* e *The Difference Between Lithium-Ion Batteries for Storage and Electric Vehicles*. Dragonfly Energy.

Tabela 8 – Tecnologias de Armazenamento de Energia.

Tipo	Pot. (MW)	Dens. (Wh/kg)	$\eta$ (%)	$V_{\text{Útil}}$ (anos)
Chumbo-Ácido	<36	30-50	75-85	3-12
Íons de Lítio	<102	150-250	90-94	5-15
Fluxo de Vanádio	<28	30	70-85	5-15
Enxofre-Sódio	<50	240	75-86	5-10

Fonte: Adaptado de (MARIANO, 2021).

Figura 39 – Tecnologias de Armazenamento de Energia



Fonte: Adaptado de *Sistemas de Armazenamento de Energia - Guia de Conteúdo para Docentes. Profissionais do futuro, 2023*.

B.3 Integração e Benefícios em Microrredes

BESS em microrredes reduzem picos de demanda, estabilizam frequência, e integram renováveis, como na Figura 38. Exemplo: um BESS de 500 kWh no Amazonas reduziu diesel em 40% (IRENA, 2020).

B.4 Dimensionamento

Estratégias incluem análise de carga, simulações, e custo-benefício. Custos no Brasil: R\$1000-2000/kWh; vida útil: 10-15 anos; OPEX: 1-2% do CAPEX/ano (CEA, 2024).