

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO – EM COMPUTAÇÃO APLICADA

LEONARDO CARDOSO SANTOS

**GERENCIAMENTO E OTIMIZAÇÃO DE UMA MICRORREDE BASEADA NO
CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA**

JOINVILLE

2026

LEONARDO CARDOSO SANTOS

**GERENCIAMENTO E OTIMIZAÇÃO DE UMA MICRORREDE BASEADA NO
CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Computação Aplicada do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Computação Aplicada.

Orientador: Profa. Dra. Janine Kniess

JOINVILLE

2026

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

Santos, Leonardo Cardoso
Gerenciamento e Otimização de uma Microrrede Baseada
no Custo de Energia / Leonardo Cardoso Santos. -- 2026.
109 p.

Orientadora: Janine Kniess
Dissertação (mestrado) -- Universidade do Estado de
Santa Catarina, Centro de Ciências Tecnológicas, Programa
de Pós-Graduação em Computação Aplicada, Joinville, 2026.

1. Gerenciamento de Microrrede.. 2. Algoritmo de
Otimização.. 3. Sistema Fotovoltaico.. 4. Conjunto de Baterias
de Íons de Lítio.. 5. Supercapacitores.. I. Kniess, Janine . II.
Universidade do Estado de Santa Catarina, Centro de
Ciências Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em
Computação Aplicada. III. Título.

LEONARDO CARDOSO SANTOS

**GERENCIAMENTO E OTIMIZAÇÃO DE UMA MICRORREDE BASEADA NO
CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Computação Aplicada
do Centro de Ciências Tecnológicas da
Universidade do Estado de Santa Catarina,
como requisito parcial para a obtenção do
grau de Mestre em Computação Aplicada.

Orientador: Profa. Dra. Janine Kniess

BANCA EXAMINADORA:

Janine Kniess, Dra.
Universidade do Estado de Santa Catarina

Membros:

Marcello Mezaroba, Dr.
Universidade do Estado de Santa Catarina

Marco Antônio Simões Teixeira, Dr.
Pontifícia Universidade Católica do Paraná

Joinville, 24 de junho de 2026

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro concedido por meio do programa PROAP/AUXPE, à Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC) pelo suporte institucional e infraestrutura oferecidos, e à Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Estado de Santa Catarina (FAPESC) pelo fomento essencial à realização deste trabalho.

A minha orientadora Janine Kniess, agradeço por aceitar conduzir este trabalho de pesquisa, pela confiança depositada em minha capacidade e pelas contribuições ao longo desta trajetória. Estendo meus agradecimentos aos professores do curso da Universidade do Estado de Santa Catarina (UDESC), pelos ensinamentos e pela formação de qualidade proporcionada durante o desenvolvimento desta etapa acadêmica.

Agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho, em especial a Jhon Braham Benites Quispe que por meio de orientação, incentivo, colaboração ou com palavras de apoio contribuiu para a mover obstáculos importantes nas fases iniciais desta dissertação.

Aos meus pais, agradeço pelo apoio constante, pelo incentivo e pela presença em todos os momentos da minha caminhada. Sou grato à minha família por sempre acreditar em mim e por compartilhar comigo a realização deste sonho, que representa não apenas uma conquista acadêmica, mas também um passo importante em minha formação pessoal e profissional.

Por fim, agradeço especialmente à minha esposa, Bruna, pelo companheirismo, pela paciência e pelo apoio incondicional ao longo deste período. Sua presença, motivação e compreensão foram fundamentais para que eu pudesse seguir em frente nos momentos de dificuldade e concluir mais esta etapa.

RESUMO

Devido às pressões crescentes para a redução de emissões de gases poluentes, a utilização de energias renováveis e a diversificação da matriz energética, as microrredes de energia vêm ganhando destaque. Contudo, a correta gestão dos equipamentos se torna um desafio para garantir uma resposta adequada com controles que visam a redução do custo operacional do sistema através do equilíbrio da potência dos barramentos. Com esse objetivo, neste trabalho propõem-se duas abordagens para o gerenciamento de estados dos equipamentos para manter o equilíbrio de tensão da microrrede, uma baseada em um método heurístico, e outra otimizada, com base na heurística *Differential Evolution* (DE). Para estruturar o problema, foi realizada inicialmente uma simulação da microrrede em ambiente de *hardware-in-the-loop* (HIL) com o objetivo de levantar as variáveis relevantes do sistema, suas interações operacionais e os limites de atuação dos equipamentos. Ambas, visam otimizar o uso de um sistema fotovoltaico em função das cargas conectadas ao sistema da microrrede, além de controlar as fontes despacháveis de potência composta por armazenadores de energia e conversor de energia conectado à rede concessionária, além de um sistema fotovoltaico e cargas. Os resultados obtidos do software Typhoon HIL, mostraram que os métodos, Determinístico e o Otimizado com o *Differential Evolution* (DE), atuaram de maneira correta na identificação do controle de pico, e detectaram oportunidades de atuação para a recarga econômica dos armazenadores, considerando os limites operacionais e o contrato de energia estabelecido com a rede concessionária.

Palavras-chave: 1. Gerenciamento de Microrrede. 2. Algoritmo de Otimização. 3. Sistema Fotovoltaico. 4. Conjunto de Baterias de Íons de Lítio. 5. Supercapacitores.

ABSTRACT

Due to the growing pressure to reduce pollutant gas emissions, expand the use of renewable energy sources, and diversify the energy matrix, energy microgrids have gained increasing prominence. However, the proper management of equipment becomes a challenge in ensuring an adequate response through control strategies aimed at reducing the operational cost of the system by balancing bus power. To this end, this work proposes two approaches for equipment state management to maintain the microgrid voltage balance: one based on a heuristic method and the other optimized using the *Differential Evolution* (DE) heuristic. To structure the problem, an initial simulation of the microgrid was carried out in a *hardware-in-the-loop* (HIL) environment in order to identify the relevant system variables, their operational interactions, and the operating limits of the equipment. Both approaches aim to optimize the use of a photovoltaic system according to the loads connected to the microgrid, as well as to control dispatchable power sources composed of energy storage devices and a power converter connected to the utility grid, in addition to the photovoltaic system and the loads. The results obtained from the Typhoon HIL software showed that both the Deterministic method and the Optimized method based on *Differential Evolution* (DE) performed correctly in identifying peak-shaving control actions and detected opportunities for the economic recharging of the storage devices, considering the operating limits and the energy contract established with the utility grid.

Keywords: 1. Microgrid management. 2. Optimization algorithm. 3. Photovoltaic system. 4. Lithium-ions batteries. 5. Supercapacitors.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Diagrama Unifilar da Microrrede de Energia.	16
Figura 2 – Fluxograma do Algoritmo DE.	23
Figura 3 – Estratégia de Mutação DE/rand/1/bin.	24
Figura 4 – Diagrama Trifásico com Fontes e Cargas da Microrrede.	45
Figura 5 – Custo Efetivo da Energia da Rede Concessionária.	51
Figura 6 – Microrrede Trifásica no <i>Typhoon HIL</i>	78
Figura 7 – <i>C Function</i> : Controle Dinâmico das Cargas.	79
Figura 8 – Interface Exemplo de Perfil de Carga no HIL SCADA.	79
Figura 9 – Demanda-O31+L4000.	86
Figura 10 – Demanda-O41+L4000+DE.	86
Figura 11 – Perfil Solar-O31+L4000.	87
Figura 12 – Perfil Solar-O41+L4000+DE.	87
Figura 13 – Supercapacitores-O31+L4000.	88
Figura 14 – Supercapacitores-O41+L4000+DE.	88
Figura 15 – Baterias-O31+L4000.	88
Figura 16 – Baterias-O41+L4000+DE.	88
Figura 17 – Rede-O31+L4000.	89
Figura 18 – Rede-O41+L4000+DE.	89
Figura 19 – Custo Total + L5000.	92
Figura 20 – Custo Total + L4000.	93
Figura 21 – Custo Total + L4500.	93
Figura 22 – PV Médio + L4000 + P2.	95
Figura 23 – PV Médio + L4000 + P4.	95
Figura 24 – PV Médio + L4000 + P6.	95
Figura 25 – PV Médio + L4000 + P8.	95
Figura 26 – PV Médio + L4000 + P10.	95
Figura 27 – Média da Potência de Pico no PAC por Fase + L4000 + P2.	97
Figura 28 – Média da Potência de Pico no PAC por Fase + L4500 + P2.	97
Figura 29 – PV Médio + L4500 + P2.	107
Figura 30 – PV Médio + L4500 + P4.	107
Figura 31 – PV Médio + L4500 + P6.	107
Figura 32 – PV Médio + L4500 + P8.	107
Figura 33 – PV Médio + L4500 + P10.	107
Figura 34 – PV Médio + L5000 + P2.	108
Figura 35 – PV Médio + L5000 + P4.	108
Figura 36 – PV Médio + L5000 + P6.	108
Figura 37 – PV Médio + L5000 + P8.	108

Figura 38 – PV Médio + L5000 + P10. 108

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Estratégias Tradicionais: DE.	25
Tabela 2 – Estratégias Adaptativas: DE.	28
Tabela 3 – Comparação dos Trabalhos Relacionados.	41
Tabela 4 – Principais Variáveis de Inicialização do Sistema.	46
Tabela 5 – Guia de Variáveis da Modelagem.	47
Tabela 6 – Variáveis de Inicialização para a Abordagem Otimizada.	63
Tabela 7 – Estratégias de Inicialização da População do Algoritmo Otimizado.	64
Tabela 8 – Descrição do Termo de Custo e Penalizações da Função Objetivo.	66
Tabela 9 – Características dos Cenários.	80
Tabela 10 – Matriz de Cenários Simulados.	82
Tabela 11 – Parâmetros de inicialização do algoritmo DE nos experimentos otimizados. .	84
Tabela 12 – Métricas de Desempenho dos Cenários Simulados.	91
Tabela 13 – Resultados dos Grupos Ranqueados por Custo.	94
Tabela 14 – Resultados: Diferença Estatisticamente Significativa entre os Grupos. . . .	96

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BU	Biblioteca Universitária
IN	Instrução Normativa
NBR	Normas Técnicas Brasileiras
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
Udesc	Universidade do Estado de Santa Catarina
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
ML	<i>Machine Learning</i>
DL	<i>Deep Learning</i>
GA	Algoritmo Genético
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
DE	<i>Differential Evolution</i>
nPEE	Laboratório de Núcleo de Processamento de Energia Elétrica
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
COE	Custo de Energia
LCOE	Custo de Energia Nivelado (<i>Levelized Cost of Energy</i>)
SoC	Estado de Carga (<i>State of Charge</i>)
FiADE	<i>Fitness Adaptative Differential Evolution</i>
SHADE	<i>Success-History Based Adaptive Differential Evolution</i>
EsDE_r-NR	Algoritmo de Evolução Diferencial Senoidal do Conjunto com Redução de Nichos
AI	Inteligência Artificial (<i>Artificial intelligence</i>)
EMS	Sistemas de Gerenciamento de Energia (<i>Energy Management Systems</i>)
RBF-NN	<i>Radial Basis Function Neural Networks</i>
RNN	<i>Recurrent Neural Networks</i>
MLP	<i>Multi-Layer Perceptrons</i>
LSTM	<i>Long Short-Term Memory</i>
RL	Aprendizado por Reforço (<i>Reinforcement Learning</i>)

DQN	<i>Deep Q-Networks</i>
PPO	<i>Proximal Policy Optimization</i>
MARL	<i>Multi-Agent Reinforcement Learning</i>
SVM	<i>Support Vector Machine</i>
GCN	Rede Convolucional de Grafos (<i>Convolutional Graph Network</i>)
GAN	<i>Generative Adversarial Network</i>
DRL	Aprendizado por Reforço Profundo (<i>Deep Reinforcement Learning</i>)
ANN	Redes Neurais Artificiais (<i>Artificial Neural Networks</i>)
MLP	<i>Multilayer Perceptron (Feedforward)</i>
HIL	<i>Hardware in the Loop</i>
PID	Proporcional Integral Derivativo
MPCP	<i>Model Predictive Current and Power</i>
MPVP	<i>Model Predictive Voltage and Power</i>
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia por Banco de Baterias (<i>Battery Energy Storage System</i>)
DR	Resposta da Demanda (<i>Demand Response</i>)
PDF	Funções de Densidade de Probabilidade (<i>Probability Density Function</i>)
SSA	<i>Salp Swarm Algorithm</i>
AEO	<i>Artificial Ecosystem-based Optimizer</i>
PO	<i>Political Optimizer</i>
BES	<i>Bald Eagle Search</i>
MINL	<i>Mixed Integer Nonlinear</i>
BARON	<i>Branch And Reduce Optimization Navigator</i>
PV	Fotovoltaica (<i>Photovoltaic</i>)
FC	Célula Combustível (<i>Fuel cell</i>)
MT	Microturbina
DG	Gerador a Diesel (<i>Diesel generator</i>)
FIT	Incentivos Tarifários (<i>Feed-in Tariff</i>)
QCSHO	<i>Quasi-Oppositional Chaotic Selfish-Herd Optimization</i>
PS	Controle de Pico (<i>Peak Shaving</i>)
MLR	Modelo de Regressão Linear Múltipla (<i>Multiple Linear Regression</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

V	Volt — Unidade de Tensão Elétrica
W	Watt — Unidade de Potência Elétrica
%	Porcentagem — Usado para estados de carga (SoC) ou incrementos relativos
°C	Grau Celsius — Temperatura de operação de baterias e inversores
kVA	Quilovoltampere — Unidade de potência aparente da rede
Hz	Hertz — Frequência elétrica (IFHZ)
THD	Distorção Harmônica Total — Representada em percentual

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CENÁRIO DE APLICAÇÃO	15
1.2	PROBLEMA DE PESQUISA	17
1.2.1	Objetivo Principal	17
1.2.2	Organização do Trabalho	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	MICRORREDE: DEFINIÇÃO E COMPONENTES	19
2.1.1	Definição de Microrredes	19
2.1.2	Geradores Renováveis e Armazenadores de Energia	20
2.1.3	Controle de Demanda de Potência Contratada e Componentes	21
2.2	FUNDAMENTOS DE TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO COMPUTACIONAL	22
2.2.1	O Algoritmo de Evolução Diferencial	22
2.2.1.1	<i>Estratégias Adaptativas</i>	25
2.2.2	Algoritmo Evolução Diferencial Adaptativa de <i>Fitness</i>	27
2.2.3	Algoritmo de Evolução Diferencial Senoidal do Conjunto com Redução de Nichos	28
2.2.4	Métricas de Avaliação de Algoritmos de Otimização	30
2.3	<i>SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION</i> - SCADA	31
2.3.1	Aquisição e tratamento de dados	32
2.3.2	Protocolos de Comunicação	33
2.4	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	33
3	TRABALHOS RELACIONADOS	35
3.1	GERENCIAMENTO DE MICRORREDES	35
3.2	COMPARAÇÃO E CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	40
4	GERENCIAMENTO DE ESTADOS DOS EQUIPAMENTOS PARA MANTER O EQUILÍBRIO DE POTÊNCIA DE MICRORREDE	43
4.1	DETALHAMENTO DA MICRORREDE DE ENERGIA	43
4.2	MODELAGEM CONCEITUAL E ABORDAGEM DETERMINÍSTICA DA MICRORREDE DE ENERGIA	45
4.2.1	Rede Concessionária: Tarifa Dinâmica por Bandeira e Tributos	49
4.2.2	Conversor da Rede Concessionária (<i>Back-to-Back</i>)	50
4.2.3	Custo da Energia da Rede Concessionária	52
4.2.4	Sistema Fotovoltaico: Energia Total e Custo <i>kWh</i>	52
4.2.4.1	<i>Custo e Penalizações</i>	53
4.2.5	Baterias: Ciclos, Faixa Operacional, Custo por kWh e Energia de Carga	54

4.2.5.1	<i>Ciclo de Transferência de Energia e Estado de Carga</i>	54
4.2.5.2	<i>Função de Custo da Energia de Descarga e Recarga das Baterias</i>	55
4.2.6	Supercapacitores: Ciclos, Faixa Operacional, Custo por kWh e Energia de Carga	57
4.2.6.1	<i>Ciclo de Transferência de Energia e Estado de Carga</i>	58
4.2.6.2	<i>Função de Custo da Energia de Descarga e Recarga dos Supercapacitores</i> .	59
4.2.7	Função Objetivo da Abordagem Determinística	60
4.3	ABORDAGEM OTIMIZADA DA MICRORREDE	61
4.3.1	Estado Corrente e Componentes da Abordagem Otimizada	61
4.3.2	Formulação do Problema	65
4.3.2.1	<i>Função Objetivo para Controlar a Potência dos Armazenadores</i>	65
4.3.3	Controle de Potência dos Armazenadores	69
4.4	ALGORITMOS DA ABORDAGEM PARA GERENCIAMENTO E CONTROLE DA MICRORREDE	69
4.5	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	74
5	EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS	76
5.1	CONFIGURAÇÃO DO AMBIENTE DE SIMULAÇÃO	77
5.1.1	Detalhes dos Experimentos com a abordagem Determinística	82
5.1.2	Detalhes dos Experimentos com a Abordagem Otimizada	84
5.2	RESULTADOS E ANÁLISE OPERACIONAL QUALITATIVA DE UM DIA SIMULADO DOS COMPONENTES DA MICRORREDE E COMPARAÇÃO ENTRE AS ABORDAGENS PROPOSTAS	85
5.3	ANÁLISE ECONÔMICA E ESTATÍSTICA DOS CENÁRIOS SIMULADOS	90
5.4	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	98
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	100
6.1	PERSPECTIVAS DE TRABALHOS FUTUROS	102
	REFERÊNCIAS	103
	ANEXO A – GRÁFICOS BOXPLOT DOS CUSTOS TOTAIS POR PENALIDADE PARA O LIMITE DE 4500W POR FASE	107
	ANEXO B – GRÁFICOS BOXPLOT DOS CUSTOS TOTAIS POR PENALIDADE PARA O LIMITE DE 5000W POR FASE	108

1 INTRODUÇÃO

A urgência de ações que reduzam as alterações climáticas motivou o desenvolvimento de microrredes que podem combinar diversos tipos de fontes de energia intermitente, como a solar e a eólica (Arafat; Hossain; Alam, 2024).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2024 o Brasil atingiu a marca de 200 gigawatts (GW) de potência instalada (Elétrica, 2024b), sendo que as fontes de energia renováveis representam 84,25% do total da capacidade, cujas principais fontes são: a energia hídrica, com 55%; a eólica, com 14,8%; a de biomassa, com 8,4%; e a fotovoltaica, com aproximadamente 6% (Elétrica, 2024a).

As microrredes possuem configurações diversas como, por exemplo, número de placas solares e combinação de sistemas solares e eólicos. A produção intermitente de energia renovável é o principal desafio para o gerenciamento de microrredes, somando-se a esse fato as incertezas sobre as previsões climáticas (Tajjour; Chandel, 2023). Sistemas computacionais que atuem no gerenciamento de microrredes, devem, controlar diversas variáveis operacionais dos equipamentos, atender ao equilíbrio de potência entre as fontes e cargas do sistema (Adefarati; Bansal, 2019), tomar ações direcionadas a reduzir o custo operacional dos equipamentos (Shi et al., 2018), e viabilizar a redução no preço da energia elétrica com o uso de microrredes. Além disso, a intermitência das fontes renováveis exige o desenvolvimento de soluções adaptáveis com tempo de resposta adequado para eventos de subtensão e sobretensão (Tajjour; Chandel, 2023; Shi et al., 2018).

Soluções baseadas em algoritmos bioinspirados e evolutivos têm sido utilizadas, como forma de modelar o problema de gerenciamento e controle das microrredes. No trabalho de (Arafat; Hossain; Alam, 2024), o gerenciamento foi realizado com base no Algoritmo Genético (GA), e no *Particle Swarm Optimization* (PSO). Em (Alshehri; Khalid, 2019), utilizou-se o algoritmo evolutivo *Differential Evolution* (DE). O DE é um algoritmo com inspiração evolutiva, concebido por Storn; Price em 1997, e desde então, possui vasto número de publicações que confirmam sua aplicabilidade em problemas de otimização, com espaço de busca restrito e sobretudo, para problema que possuem domínio de variável contínuas (Das; Suganthan, 2011). As características do algoritmo DE, motivaram a escolha deste algoritmo como base para o desenvolvimento de uma solução de otimização para o gerenciamento de microrredes apresentada neste trabalho.

Nesta dissertação, propõem-se uma abordagem computacional, com o objetivo de realizar o gerenciamento de estados dos equipamentos de microrredes para o controle de potência dos barramentos, com base na resposta ao acionamento de cargas e fontes de energia para controle de potência, assegurando a continuidade operacional, com vistas na redução do preço da energia elétrica. Uma formulação matemática do problema foi desenvolvida e apresentada no Capítulo 4. Um algoritmo, denominado Abordagem Determinística, foi modelado e implementado com base na formulação matemática, e apresentado na Seção 4.2. Também, uma solução, denominada

Abordagem Otimizada, baseada no algoritmo evolutivo *Differential Evolution*, foi desenvolvida para tratar o problema e apresentada na Seção 4.3. Esta última, para fins de comparação com a Abordagem Determinística.

Como hipótese central da pesquisa, assume-se que o gerenciamento da microrrede com base no custo dinâmico da energia, nas restrições operacionais dos equipamentos e no despacho coordenado de BESS e SESS é capaz de reduzir o custo operacional e limitar a ultrapassagem da potência contratada, garantido a continuidade da operação. Como hipótese complementar, admite-se que uma formulação otimizada baseada em *Differential Evolution* permite comparar com a abordagem determinística de referência, oferecendo uma alternativa viável para o despacho das potências dos armazenadores em tempo de execução. Para exemplificar o funcionamento da abordagem proposta neste trabalho será utilizado um diagrama unifilar de uma microrrede apresentado na Figura 1 (representação simplificada com apenas um barramento).

1.1 CENÁRIO DE APLICAÇÃO

A Figura 1 representa uma configuração possível para uma microrrede de corrente alternada (CA), em que a conexão com a rede concessionária é realizada pela passagem da energia através do conversor bidirecional de energia que regula dentre outras variáveis: a tensão, corrente e frequência para adentrar o sistema da microrrede. A este recurso de conexão com a rede dá-se o nome de modo de operação conectado, onde os parâmetros elétricos são impostos pela rede concessionária.

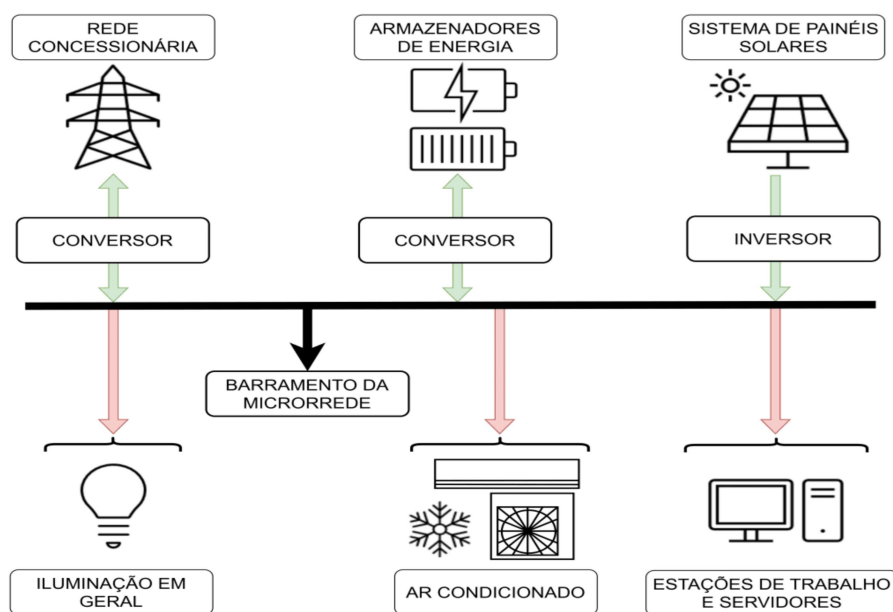
Uma microrrede é definida por um conjunto de equipamentos mínimos, como por exemplo, uma fonte renovável de energia, um conjunto de armazenadores de energia e equipamentos que consomem energia (cargas), podendo haver conexão com a rede concessionária de acordo com o local de implantação ou operação em locais remotos (Alshehri; Khalid, 2019). As microrredes possuem grande variedade de arquiteturas encontradas na literatura, podendo variar conforme a capacidade dos recursos instalados, a combinação entre fontes renováveis e armazenadores, e o modo de operação conectado ou ilhado, o que influencia diretamente a estratégia de controle (Arafat; Hossain; Alam, 2024), e podem ser classificados quanto à:

- Capacidade e quantidade dos armazenadores de energia;
- Tipos diferentes de tecnologias de armazenamento (baterias de íons de lítio são comumente utilizadas);
- Capacidade e quantidade de fontes renováveis;
- Tipos de fontes renováveis operando: eólica, solar, térmica ou mistas;
- Com ou sem conexão com a rede principal;
- Conexão com geradores a diesel.

Conforme pode ser visto na Figura 1, no lado direito da rede, há um sistema de armazenadores de energia que representa um sistema de armazenamento de energia por banco de baterias (do inglês, *Battery Energy Storage System* – BESS) de íons de lítio, que possui como característica o fornecimento de energia com corrente contínua (CC). Assim, faz-se necessário um conversor bidirecional para conversão da energia para os parâmetros elétricos de uma microrrede CA, este componente é de fundamental importância, assegurando o fornecimento de energia em caso de falta de energia pela rede concessionária. Nesta situação, a operação da microrrede é no modo ilhado, onde a microrrede utiliza de recursos internos para suprir as cargas.

Ao lado direito dos armazenadores, na Figura 1, um sistema fotovoltaico com a produção de corrente contínua (CC), por este motivo, possui um inversor de energia que transforma a CC em corrente alternada (CA) para acoplamento no barramento da microrrede CA. E por fim, na parte inferior da Figura 1, estão representadas as cargas que são os equipamentos consumidores de energia elétrica.

Figura 1 – Diagrama Unifilar da Microrrede de Energia.



Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

No contexto deste trabalho, a solução proposta foi desenvolvida com base na microrrede do Laboratório de Núcleo de Processamento de Energia Elétrica (nPÉE) do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade do Estado de Santa Catarina (Udesc), sob o qual o diagrama unifilar da Figura 1 foi elaborado. A microrrede do nPÉE possui três barramentos trifásicos de 127 V em relação a fase neutra, onde cada barramento representa um ponto de acoplamento elétrico da microrrede ao qual podem estar conectados conversores, armazenadores, geração fotovoltaica e cargas do laboratório, permitindo observar de forma simplificada como a energia é distribuída entre os equipamentos.

A microrrede também possui conversores de energia responsáveis por corrigir os parâmetros elétricos do barramento CA, além de contribuir para a manutenção da qualidade da energia. Entre eles destaca-se o conversor da rede concessionária, que atua como ponto de acoplamento com a microrrede. As cargas controláveis foram classificadas quanto à sua prioridade.

1.2 PROBLEMA DE PESQUISA

A implementação de um sistema de gerenciamento de potência e controle de estados dos equipamentos requer um controle eficiente sobre as restrições e as variáveis operacionais que modelam a microrrede. Dentre as principais dificuldades enfrentadas, destacam-se:

- **Modelagem das características da microrrede:** o levantamento das variáveis fundamentais para a correta representação do problema, como parâmetros elétricos e limites de operação recomendados nos manuais dos equipamentos, além dos custos de energia em regime de contrato de potência.
- **O custo da energia total da microrrede:** a natureza do problema permite que o controle do sistema atue com base na coleta e tratamento de dados, para a tomada de decisão em tempo real com a identificação e correção de eventos de balanço de potência, baseado no custo dinâmico da energia, uma vez que a rede concessionária faz uma integralização da potência do sistema em um período discreto de tempo.
- **Dependência de múltiplas variáveis:** a decisão do sistema depende da obtenção de múltiplos dados de entrada, como o custo dinâmico da energia da rede principal, o estado de carga (do inglês, *State of Charge* - SoC) dos armazenadores, correntes, potências instantâneas dos equipamentos e a separação e atuação individualizada por barramento.

As dificuldades apresentadas evidenciam a complexidade do problema, onde as configurações diversas de estados dos equipamentos devem ser consideradas para a tomada de decisão do sistema, respeitando os limites operacionais dos equipamentos.

1.2.1 Objetivo Principal

Neste trabalho de dissertação, a proposta de pesquisa é o desenvolvimento de uma abordagem para gerenciamento e otimização do uso da energia, através do ajuste de potência dos armazenadores de energia e da alteração da atuação dos equipamentos da microrrede do nPEE, com o objetivo de manter o equilíbrio de potência nos barramentos, assegurar continuidade operacional e reduzir o preço efetivo da energia elétrica. Os seguintes equipamentos serão gerenciados ou considerados na modelagem:

- O monitoramento da potência de um conversor bidirecional de energia que é ponto de acoplamento da rede concessionária com a microrrede de energia;

- Um conjunto de armazenadores de energia do tipo baterias de íons de lítio conectados a um conversor bidirecional;
- Um conjunto de armazenadores de energia do tipo supercapacitores conectados a um conversor bidirecional;

Pretende-se gerenciar a atuação dos equipamentos e a potência fornecida pelas fontes despacháveis para manter o equilíbrio das potências nos barramentos da microrrede e assegurar continuidade operacional. Como objetivos específicos, busca-se: (i) limitar a potência importada da rede em relação ao contrato estabelecido; (ii) priorizar o uso coordenado de BESS e SESS conforme critérios econômicos; (iii) aproveitar a geração fotovoltaica disponível como fonte não despachável, para suprir uma parcela da demanda proveniente das cargas e da recarga dos armazenadores, cuja geração dependente das condições climáticas observadas nos dados reais coletados; (iv) avaliar os efeitos dessas decisões sobre custo, controle de pico e continuidade de operação e (v) modelar as cargas conectadas ao sistema, com perfil real dos equipamentos do laboratório nPEE e fora do escopo de controle com foco apenas nos armazenadores de energia.

1.2.2 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma: no Capítulo 2, apresenta-se a Fundamentação Teórica, onde descreve-se conceitualmente os principais aspectos de definição sobre microrredes de energia e seus componentes. No Capítulo 3, apresentam-se os Trabalhos Relacionados à proposta deste trabalho. No Capítulo 4 é apresentada a modelagem conceitual de uma microrrede de energia CA com sistema trifásico de 127 V. São descritas as variáveis e os limites operacionais, a formalização matemática e a correção incremental de potência diante da identificação de eventos de subtensão e sobretensão, justificando a precedência desta ação antes da alteração de estados dos equipamentos.

No Capítulo 5, apresentam-se os experimentos computacionais e uma análise dos resultados. Descreve-se um estudo de caso, com um cenário simplificado para exemplificar a atuação do sistema em situação de identificação de eventos de controle de pico em momentos distintos. Também, apresenta-se uma simulação que transita com cenários dinâmicos envolvendo o custo da energia processada pelos equipamentos, descrevendo a atuação do sistema frente a diferentes condições de equilíbrio de potência e estado de carga dos equipamentos recebidos como entrada, e as respostas fornecidas. Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho e as perspectivas de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, apresenta-se o embasamento teórico necessário para a pesquisa, que inclui: uma definição sobre microrrede e seus componentes na Seção 2.1, os métodos listados na literatura que tratam do problema de gerenciamento de microrredes na Seção 2.2. Na Seção 2.4 é realizado uma síntese sobre os principais pontos discutidos neste capítulo e que contribuem para a solução do problema de pesquisa.

2.1 MICRORREDE: DEFINIÇÃO E COMPONENTES

A implementação de microrredes tem se destacado em termos de relevância, devido à ampla integração de fontes renováveis diversificadas, à redução de custos das tecnologias envolvidas e à preocupação ambiental com o desenvolvimento de fontes de energia menos poluentes (Adefarati; Bansal, 2019). A literatura aborda uma ampla gama de arquiteturas, incluindo aspectos relacionados ao modo de operação, como a conexão com a rede concessionária ou o modo ilhado, a capacidade de produção energética, a quantidade de equipamentos e os tipos de fontes renováveis interconectadas, entre outros. Diante do exposto, é possível afirmar que tais características atribuem a cada microrrede um certo grau de particularidade no controle e na gestão dos recursos disponíveis.

2.1.1 Definição de Microrredes

Considera-se uma microrrede um sistema de produção elétrica de pequeno porte quando comparados a rede elétrica concessionária, contendo cargas e capacidade de armazenamento de energia que se comporta como uma entidade na rede e que é capaz de administrar sua própria demanda (Upadhyay; Ahmed; Mihet-Popa, 2024).

Como característica principal, uma microrrede deve possuir ao menos uma fonte de produção de energia por fonte renovável, por exemplo, o sistema eólico, fotovoltaico ou de biomassa. Ademais, um sistema de armazenamento de energia é responsável por equilibrar a tensão da rede interna e as cargas que consomem energia elétrica, como equipamentos eletrônicos de diversas finalidades (Upadhyay; Ahmed; Mihet-Popa, 2024).

A finalidade principal de uma microrrede consiste em preservar a estabilidade do fornecimento de energia elétrica, de modo a assegurar a continuidade do funcionamento das cargas no sistema, notadamente as cargas de alta prioridade, tais como equipamentos médicos utilizados para a manutenção da vida em redes hospitalares ou instalados em residências, sistemas de incêndio e equipamentos críticos que devem ser submetidos a um procedimento de desligamento controlado para evitar danos (Adefarati; Bansal, 2019).

As microrredes são consideradas fontes promissoras de energia, apresentando o potencial de ampliar e diversificar a matriz energética, que atualmente é predominantemente baseada na energia hidroelétrica (Elétrica, 2024b). Essas fontes de energia são mais seguras, fáceis de

instalar e mais baratas que as grandes usinas. Elas também fornecem energia em lugares remotos, o que é muito bom para a sociedade, economia e o meio ambiente (Shafiullah et al., 2022).

A localização é um fator crítico para o projeto de microrredes, pois o potencial energético é impactado por fatores geoespaciais e climatológicos, especialmente em locais remotos. De acordo com Alismail et al. (2021) (Al-Ismail, 2021), as microrredes podem ser divididas em relação ao modo de operação como:

- **Modo conectado à rede ou *on-grid*:** permite troca de energia com a rede principal, injetando ou absorvendo potência de acordo com a necessidade.
- **Modo isolado ou *off-grid*:** situação em que a microrrede deve funcionar de maneira autônoma, realizando a gestão de cargas através de uma estratégia de controle de tensão e balanceamento de potência.

2.1.2 Geradores Renováveis e Armazenadores de Energia

A energia eólica e a solar dentre as fontes renováveis disponíveis, apresentam boa eficiência energética em relação ao baixo custo de geração, dependendo do local de instalação e potencial de incidência de ventos ou irradiação solar (Al-Ismail, 2021). A energia eólica possui como característica a geração de corrente alternada (CA), devido ao tipo de transformação física da força dos ventos ao mover as pás ou hélices, que por sua vez estão conectadas a um eixo acoplado ao gerador de CA, que é particularmente eficiente na conversão do movimento rotacional em energia elétrica (Al-Ismail, 2021).

Os painéis solares são constituídos de células fotovoltaicas que possuem como princípio de funcionamento a irradiação solar como fonte geradora e dependem fortemente da temperatura e do ângulo de incidência (Al-Ismail, 2021). Os fótons presentes na luz solar incidem sobre o painel, excitando os elétrons do material semicondutor, que geralmente é o silício, fazendo com que eles sejam liberados e criando um fluxo de corrente contínua.

Um dos fatores críticos para a gestão de microrredes e determinantes para o seu desempenho são os sistemas de armazenamento de energia (do inglês, *Energy Storage Systems* - ESS), que atuam no controle e na estabilidade da tensão. O conjunto de baterias, como as de íon de lítio ou chumbo-ácido, armazena energia proveniente de reações químicas e é amplamente utilizado neste cenário devido à sua capacidade de manter a energia acumulada sem perdas, possuir alta densidade de energia e possibilitar o controle de carga e despacho de energia (Al-Ismail, 2021).

Outro componente armazenador que atua na estabilidade de energia são os supercapacitores, compostos por material dielétrico poroso que armazenam energia na forma de campo elétrico. Essa característica os torna menos estáveis que as baterias, com uma taxa de alta perda em repouso e menor densidade de energia acumulada. Os supercapacitores possuem vantagens em relação às baterias, pois possibilitam o despacho imediato de toda a corrente elétrica em curtos períodos, atuando em momentos de alta instabilidade da microrrede. Eles possuem custo

de investimento muito menor em relação às baterias e ciclos de operações muito superiores, tornando-os indispensáveis para prolongar a vida útil das baterias (Al-Ismail, 2021).

2.1.3 Controle de Demanda de Potência Contratada e Componentes

O gerenciamento da demanda contrata de potência é um tópico essencial no gerenciamento de microrredes, pois garante o equilíbrio e balanceamento da potência no sistema em relação ao fornecimento da energia pelos armazenadores, sobretudo em microrredes que operam no modo ilhado. Como um exemplo de cargas em um microrrede, tem-se estações de trabalho (computadores), servidores, roteadores, ar-condicionado, equipamentos do laboratório como máquinas rotativas, geradores de sinal e osciloscópio, iluminação e equipamentos eletrônicos conectadas as tomadas.

Quando estes equipamentos estão acionados em conjunto, o somatório das potências necessárias para o pleno funcionamento destes equipamentos, representa a potência instantânea que deve ser fornecida e balanceada pelas fontes disponíveis do sistema. No gerenciamento da demanda das cargas, destacam-se a abordagem de equilíbrio de potência para a redução da dependência da rede concessionária para limitar a potência da rede em relação a demanda contratada, avaliando o menor custo de energia para o sistema (Al-Ismail, 2021).

Um gerenciamento eficiente impacta positivamente a viabilidade econômica da operação de uma microrrede, pois, a modulação de potência das fontes despacháveis em alinhamento com a correta decisão sobre a escolha da demanda contratada, contribui para uma maior estabilidade e equilíbrio de custos do sistema. Com isso, a necessidade de utilização de equipamentos de alto valor aquisitivo, como os ESS, diminui, prolongando a vida útil de seus componentes e reduzindo custos de manutenção (Adefarati; Bansal, 2019).

Vários trabalhos apresentam formas de medir o custo do kWh dos equipamentos de uma microrrede para determinar o custo de energia (do inglês, *Cost of Energy* - COE) ou o custo de energia nivelado (do inglês, *Levelized Cost of Energy* - LCOE). Assim, é possível definir quais períodos são mais propensos a ter energia de baixo valor monetário, para suprir a demanda das cargas, relacionando o consumo a um custo de energia favorável, o que justifica o uso do ESS (Adefarati; Bansal, 2019).

A integração dos diversos componentes da microrrede como os apresentados até este ponto, requerem estratégias que equilibrem os parâmetros operacionais do barramento conforme apontado por (Al-Ismail, 2021), que destaca os seguintes tipos de controle:

- **Controle primário ou descentralizado:** uso de técnicas de *droop control* e medições locais para equilibrar a potência do barramento sem exigir grande infraestrutura de comunicação.
- **Controle centralizado:** adoção de um controlador mestre, que recebe medições de toda a microrrede e envia sinais de controle a cada conversor. Apesar de maior precisão, possui

dependência de estabilidade e continuidade de comunicação, e tende a ter problemas com pontos de falhas.

- **Controle distribuído ou hierárquico:** combina vantagens dos dois anteriores, permitindo que cada unidade opere localmente, mas com troca de informações entre os componentes para melhorar a estabilidade e o sincronismo. É considerada promissora para assegurar o equilíbrio de tensão e o despacho de energia, sendo frequentemente representada com três níveis de controle primário, secundário e terciário.
- **Gerenciamento de estado de carga (SOC):** essa estratégia busca equilibrar o uso das baterias entre si, prolongando sua vida útil e evitando sobrecargas ou descargas profundas (do inglês, *Deep of Discharge* - DoD).

Os limites operacionais dos equipamentos de uma microrrede são variáveis contínuas, como estado de carga do conjunto de baterias, potência de conversores e inversores, tipos e quantidade de fontes renováveis disponíveis, e decisões de armazenamento e despacho de energia. Essa característica permite que o gerenciamento das microrredes possa ser modelado como um problema de otimização. Na Seção 2.2, discute-se as soluções de gerenciamento e otimização da literatura aplicada na operação de microrredes.

2.2 FUNDAMENTOS DE TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO COMPUTACIONAL

A complexidade e a não linearidade do gerenciamento de microrredes fazem com que abordagens de pesquisas sobre algoritmos heurísticos e meta-heurísticos com inspiração na natureza sejam estudadas, com a vantagem de lidar com funções objetivo não diferenciáveis e problemas multiobjetivos em um espaço de busca multimodal com restrições das variáveis (Shafiullah et al., 2022).

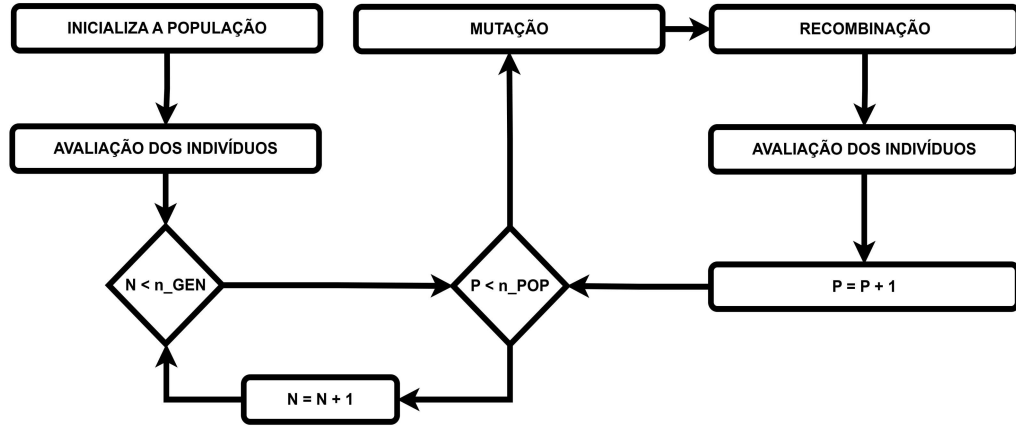
Um algoritmo bioinspirado promissor para o desenvolvimento de soluções de otimização para microrredes é o *Differential Evolution* (DE), que foi proposto por Storn e Price em 1997 e rapidamente se destacou por sua simplicidade e eficiência em problemas de otimização de espaços contínuos (Storn; Price, 1997). A técnica utiliza o conceito evolucionário com a inicialização de uma população candidata de vetores que evoluem através de operações de mutação, *crossover* e a seleção dos candidatos mais bem avaliados, permitindo de forma elitista a busca por soluções globais em espaços de busca de alta dimensionalidade (Das; Suganthan, 2011). Análises abrangentes sobre o DE, incluindo suas aplicações em problemas multiobjetivo com incertezas, destacam a flexibilidade do método em cenários diversos.

2.2.1 O Algoritmo de Evolução Diferencial

O algoritmo de Evolução Diferencial (DE) faz a inicialização de uma população de indivíduos (P), onde cada indivíduo representa uma solução candidata no espaço de busca.

A combinação linear entre os indivíduos da população direciona a exploração do espaço de busca, com o propósito de minimizar ou maximizar uma função objetivo, ou ainda, conter múltiplas funções com objetivos distintos, contendo restrições e utilizando operadores iterativos que evoluem as soluções candidatas pelas gerações (Feoktistov; Janaqi, 2004) para obter uma resposta melhor. Na Figura 2 apresenta-se um fluxograma do Algoritmo DE com as etapas de execução.

Figura 2 – Fluxograma do Algoritmo DE.



Fonte: Elaborada pelo autor (2026), com base em (Das; Suganthan, 2011).

O algoritmo DE é descrito na literatura como eficiente para resolver problemas de otimização contínua, caracterizados por funções objetivo não lineares, multimodais podendo tratar problemas com restrições e variáveis mistas, como variáveis contínuas e discretas. Ele utiliza como estratégia de busca a mutação que é o operador central no algoritmo, realizando combinações lineares de diferenças entre vetores da população para gerar novas soluções (Feoktistov; Janaqi, 2004).

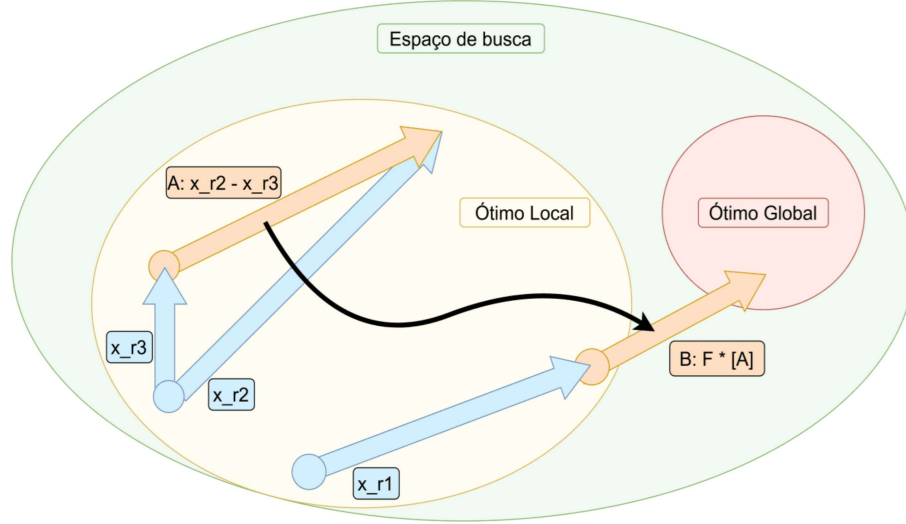
Como exemplo, uma estratégia clássica abordada na literatura é a **DE/rand/1/bin** que define a mutação como sendo a combinação linear de três vetores $\mathbf{x}_{r_1}$, $\mathbf{x}_{r_2}$, $\mathbf{x}_{r_3}$ escolhido aleatoriamente para a formação de um vetor candidato $\mathbf{v}_i$. Juntamente com a combinação linear dos vetores, o fator de amplificação da diferença (F) são os mecanismos responsáveis que fazem com que o vetor que passou por mutação $\mathbf{v}_i$ seja capaz de explorar o espaço de busca (Feoktistov; Janaqi, 2004).

$$\mathbf{v}_i = \mathbf{x}_{r_1} + F \times (\mathbf{x}_{r_2} - \mathbf{x}_{r_3}), \quad (1)$$

A Figura 3 mostra a estratégia de mutação DE/rand/1/bin em uma representação de duas dimensões com a escolha aleatória dos três vetores diferentes entre si ($\mathbf{x}_{r_1}$, $\mathbf{x}_{r_2}$ e $\mathbf{x}_{r_3}$), para exploração do espaço de busca, abandonando locais ótimos de resposta com a combinação

vetorial de $\mathbf{x}_{r_2}$ com $\mathbf{x}_{r_2}$ para formar $F \times (\mathbf{x}_{r_2} - \mathbf{x}_{r_3})$, que por sua vez será combinado com $\mathbf{x}_{r_1}$ para encontrar a região de ótimo global (Feoktistov; Janaqi, 2004).

Figura 3 – Estratégia de Muta  o DE/rand/1/bin.



Fonte: Elaborada pelo autor (2025), com base em (Das; Suganthan, 2011).

A opera  o de cruzamento (Cr) por sua vez, realiza a combina  o entre o vetor que passou por muta  o $\mathbf{v}_i$ com o vetor atual $\mathbf{x}_i$ para gerar um vetor de teste $\mathbf{u}_i$, responsável pela variabilidade da popula  o que faz com que outras solu  es para o problema sejam exploradas. O mecanismo j_{rand} faz com que pelo menos um elemento do vetor seja mutado, e isto    de fundamental importância para o equilíbrio da diversidade seja benéfico para manter a busca contínua de regiões de ótimos globais (Feoktistov; Janaqi, 2004).

$$u_{ij} = \begin{cases} v_{ij}, & \text{se random_number} \leq Cr \text{ ou } j = j_{rand}, \\ x_{ij}, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (2)$$

Dessa maneira,    possível que o algoritmo DE mantenha o equilíbrio da busca e realize simultaneamente a explora  o que ocorre através dos vetores selecionados aleatoriamente e pelo fator de muta  o F , que amplifica as diferenças para buscar por regiões ainda não exploradas que possam fornecer valores ótimos melhores. Ele também pode atuar realizando a explota  o relacionada    taxa de cruzamento (Cr), que ocorre    medida que o algoritmo converge para as regiões mais promissoras dentro dos locais ótimos já explorados (Feoktistov; Janaqi, 2004).

O DE atua de forma elitista, ou seja, utiliza como método de sele  o a avalia  o da popula  o em busca dos melhores candidatos e realiza uma compara  o direta entre a fun  o objetivo do melhor indivíduo encontrado e as solu  es candidatas, fazendo com que somente os melhores indivíduos da popula  o que estejam mais bem avaliados neste processo permaneçam (Feoktistov; Janaqi, 2004).

Não se pretende explicar exhaustivamente todas as estratégias de mutação e cruzamento clássicas neste trabalho, uma vez que elas são amplamente conhecidas e apresentadas na literatura. Por este motivo, elas foram apenas listadas na Tabela 1 (Al-Dabbagh et al., 2018).

Tabela 1 – Estratégias Tradicionais: DE.

Estratégia	Fórmula de Mutação	Estratégia de Cruzamento
DE/rand/1/bin	$\mathbf{v}_i = \mathbf{x}_{r_1} + F \times (\mathbf{x}_{r_2} - \mathbf{x}_{r_3})$	Binomial: $u_{j,i} = \begin{cases} v_{j,i}, & \text{se } \text{random_number}_j \leq CR \text{ ou } j = j_{\text{rand}} \\ x_{j,i}, & \text{caso contrário} \end{cases}$
DE/best/1/bin	$\mathbf{v}_i = \mathbf{x}_{\text{best}} + F \times (\mathbf{x}_{r_1} - \mathbf{x}_{r_2})$	Binomial
DE/rand-to-best/2/bin	$\mathbf{v}_i = \mathbf{x}_{r_1} + F \times (\mathbf{x}_{\text{best}} - \mathbf{x}_{r_1}) + F \times (\mathbf{x}_{r_2} - \mathbf{x}_{r_3})$	Binomial
DE/current-to-rand/1	$\mathbf{v}_i = \mathbf{x}_i + F \times (\mathbf{x}_{r_1} - \mathbf{x}_i) + F \times (\mathbf{x}_{r_2} - \mathbf{x}_{r_3})$	Binomial
DE/current-to-best/1	$\mathbf{v}_i = \mathbf{x}_i + F \times (\mathbf{x}_{\text{best}} - \mathbf{x}_i) + F \times (\mathbf{x}_{r_1} - \mathbf{x}_{r_2})$	Binomial

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

O pseudocódigo do *Differential Evolution* é apresentado no Algoritmo 2.1, onde pode-se observar as características evolutivas.

Algorithm 2.1: Algoritmo de Evolução Diferencial

```

// Estratégia de mutação DE/rand/1/bin
1 begin
2    $G \leftarrow 0$ ;
3   Criar uma população inicial aleatória  $x_{i,G}, \forall i, i = 1, \dots, NP$ ;
4   Avaliar  $f(x_{i,G}), \forall i, i = 1, \dots, NP$ ;
5   for  $G = 1$  até  $MAX\_GEN$  do
6     for  $i = 1$  até  $NP$  do
7       Selecionar aleatoriamente  $r_1, r_2, r_3$ , sendo que  $r_1 \neq r_2 \neq r_3$ ;
8        $j_{\text{random\_int}} \leftarrow \text{random\_int}[1, D]$ ;
9       for  $j = 1$  até  $D$  do
10        if  $\text{random\_number}_j[0, 1] < CR$  ou  $j = j_{\text{random\_int}}$  then
11           $u_{i,j,G+1} \leftarrow x_{r_1,j,G} + F(x_{r_2,j,G} - x_{r_3,j,G})$ ;
12        else
13           $u_{i,j,G+1} \leftarrow x_{i,j,G}$ ;
14        End for;
15        if  $f(u_{i,G+1}) \leq f(x_{i,G})$  then
16           $x_{i,G+1} \leftarrow u_{i,G+1}$ ;
17        else
18           $x_{i,G+1} \leftarrow x_{i,G}$ ;
19        End if;
20      End for;
21    End for;

```

Fonte: Adaptado de (Das; Suganthan, 2011).

2.2.1.1 Estratégias Adaptativas

Conforme discutido em 2.2.1, os parâmetros de tamanho populacional, taxa de mutação e cruzamento exercem significativo impacto no desempenho do algoritmo DE, e uma escolha arbitrária pode impactar na solução final obtida. Por este motivo, há inúmeros trabalhos na literatura que buscaram aprimorar ou criar estratégias para maximizar a busca de soluções ótimas

através da escolha apropriada da quantidade de indivíduos de uma população P contribuindo para a convergência e redução do custo computacional, ou do tipo de intensificação de busca local ou global com os parâmetros F e Cr (Al-Dabbagh et al., 2018).

Vale destacar que estudos mostram que algoritmos que possuem escolha de parâmetros adaptativa automatizada para os valores de F e Cr durante o processo iterativo tendem a se beneficiar dessa estratégia, pois exploram de maneira eficaz diversas possibilidades de ajustes, entregando soluções mais eficientes e adaptáveis a problemas diversos (Al-Dabbagh et al., 2018). Há três categorias de controles de parâmetros:

- **Determinístico:** forma predefinida de ajuste, que realiza a mudança dos parâmetros sem utilizar métricas de desempenho que remetam ao estado atual das soluções ou população candidata gerada.
- **Adaptativo:** ocorre de maneira a não interferir na estratégia de evolução, podem ocorrer de maneira progressiva ou com base no processo de aprendizagem utilizando informações de desempenho do algoritmo ao longo das gerações para a definição dos parâmetros F e Cr .
- **Auto adaptativo:** aplicação de estratégia evolutiva aos parâmetros F e Cr para que os valores que produzam indivíduos mais adaptados possam ser perpetuados por mais gerações, com o intuito de produzirem indivíduos com melhores características, podendo ocorrer de maneira com base no processo de aprendizagem ou com base no processo evolutivo.

Os fatores de mutação e cruzamento, são fundamentais para a performance do algoritmo, assegurando a diversidade das características da população e reduzindo o custo computacional do algoritmo para fornecer uma convergência rápida. Por este motivo, encontrar parâmetros de F e Cr ótimos para o problema se torna importante, mas depende de muitos esforços de tentativa e erro. Faz-se necessário o uso de técnicas adaptativas que visam configurar automaticamente estes parâmetros (Al-Dabbagh et al., 2018).

A população é um parâmetro que, além de indicar a quantidade inicial de indivíduos aleatoriamente posicionados no espaço de busca para encontrar as regiões de soluções ótimas para o problema, pode ser considerado o primeiro parâmetro de controle do DE. O algoritmo de Evolução Diferencial Senoidal do Conjunto com Redução de Nichos $EsDE_r - NR$ (Al-Dabbagh et al., 2018) é um exemplo de algoritmo que utiliza a redução da população com base na representatividade de grupos de indivíduos. Ou seja, mesmo com a redução, os indivíduos continuariam sendo representados por meio de características principais contidas nos melhores indivíduos (Al-Dabbagh et al., 2018).

Valores altos para F implicam em grande taxa de mutação, o que inicialmente é essencial para a exploração do espaço de busca, mas que pode acarretar baixa convergência do modelo, logo, valores inicialmente baixos, intensificam as buscas localmente, podendo fazer com que

o algoritmo fique preso em ótimos locais. Assim, se recomendam estratégias adaptativas de valores de F à medida que o número de avaliações aumenta (Yang et al., 2024). Já valores de Cr são sempre preferíveis serem altos, pois, garante que o algoritmo continue a busca por soluções melhores.

O equilíbrio entre a exploração e a exploração (D) é o mecanismo responsável por direcionar a busca para a solução que contenha o ótimo global do problema e auxilia o algoritmo a abandonar regiões de ótimos locais. O algoritmo *Fitness Adaptive Differential Evolution* (FiADE), utiliza a estratégia de **DE/best/1/bin**, usando um esquema adaptativo que avalia o melhor indivíduo da população e faz com que ele sofra menor número de mutações para que intensifique a exploração nos arredores, a fim de descobrir se há outro valor ótimo a ser descoberto, enquanto, os outros indivíduos realizam a combinação linear com fatores maiores para a exploração (Ghosh et al., 2011).

Outro destaque dentre os algoritmos adaptativos é o de Evolução Diferencial Baseado no Histórico de Sucesso (SHADE) (Al-Dabbagh et al., 2018), que realiza o controle de parâmetros através do histórico de indivíduos bem-sucedidos para escolher os valores dos parâmetros F e Cr . Na Tabela, 2, lista-se algumas técnicas adaptativas que se destacam no tratamento de problemas de otimização, comparando-as em relação aos critérios, Forma de Mutação, Cruzamento e Controle Populacional.

2.2.2 Algoritmo Evolução Diferencial Adaptativa de *Fitness*

O Algoritmo Evolução Diferencial Adaptativa de *Fitness* (FiADE) possui dois esquemas que foram desenvolvidos para que o algoritmo possa tratar dos problemas de término prematuro ou da demora para atingir a convergência, onde a escolha do parâmetro de mutação será sempre o maior valor entre os dois esquemas $F_i = \max(F_1, F_2)$, indicando a necessidade de equilíbrio D . Se a diferença entre a função *fitness* atual $f(x_i)$, e a melhor encontrada na geração $f(x_{\text{best}})$ estiverem distantes ($\Delta f_i = |f(x_i) - f(x_{\text{best}})|$), o valor de F_1 será significativamente maior, e a busca se concentrará na exploração. Caso contrário, se a diferença encontrada for pequena, a busca se concentrará na exploração (Ghosh et al., 2011).

$$F_1 = F_{\max} \times \left(1 - e^{-\Delta f_i}\right) \text{ e } F_2 = F_{\max} \times \frac{\Delta f_i}{\lambda + \Delta f_i} \quad (3)$$

O valor de $\lambda = \frac{\Delta f_i}{10} + 10^{-4}$ visa não permitir a divisão por zero. Para a etapa de cruzamento os melhores indivíduos terão maiores chances de que suas características sejam passadas para gerações seguintes em relação aos demais mantendo o equilíbrio D da população. Esta avaliação acontece pela diferença do candidato mutado com o melhor candidato encontrado, $\Delta f_{\text{doador}_i} = |f(v_i) - f(x_{\text{best}})|$. Logo, se o valor de $\Delta f_{\text{doador}_i}$ é baixo, significa que a solução candidata está próxima da melhor solução e suas características devem possuir mais chances de serem propagadas (Ghosh et al., 2011).

Tabela 2 – Estratégias Adaptativas: DE.

Algoritmo Adaptativo	Estratégia	Forma de Mutação	Forma de Cruzamento	Forma de Controle Populacional
FiADE	DE/best/1/bin	F baseado na diferença de fitness Δf_i	Binomial com CR baseado na diferença de fitness do vetor mutante	Não houve contribuição neste quesito
JADE	DE/current-to-pbest/1/bin	Mutação baseada no histórico das melhores soluções	Binomial com memória adaptativa	Uso de um arquivo externo de soluções rejeitadas
DEGL	DE/local-global	Combina exploração global e refinamento local	Cr Binomial adaptativo	Não houve contribuição neste quesito
SHADE	DE/current-to-pbest/1/bin	Seleção probabilística do vetor base considerando histórico de melhores soluções	Cr Binomial com memória de aprendizado	Memória adaptativa de F e CR via aprendizado histórico
EsDEr-NR	DE/current-to-pbest/1/bin	Mutação diferencial com fator de escala F modulado por uma função senoidal	Cr Binomial com ajuste via niching	Mecanismo reinicialização de população para evitar estagnação
SaDE	Auto adaptativo	Seleção dinâmica entre várias estratégias de mutação com aprendizado baseado no histórico da população	Cruzamento binomial auto adaptativo	Não houve contribuição neste quesito
EPSDE	Ensemble de estratégias	Escolha aleatória entre diferentes estratégias de mutação de forma paralela para melhor desempenho	Seleção entre cruzamentos binomial e exponencial	Não houve contribuição neste quesito
NRDE	DE/rand/1 e DE/best/1	Alternância probabilística entre duas estratégias de mutação	Alternância entre cruzamentos binomial e híbrido	Não houve contribuição neste quesito
EADE	Evolução adaptativa	Mutação baseada na posição relativa na população com ajuste dinâmico de F baseado em sucessos	Cr Binomial com aprendizado adaptativo com ajuste dinâmico de CR baseado em sucessos	Não houve contribuição neste quesito

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

$$\text{if } f(v_i) \leq f(x_{\text{best}}), \quad CR_i = CR_{\text{const}} \text{ else } \quad CR_i = CR_{\text{min}} + \frac{(CR_{\text{max}} - CR_{\text{min}})}{1 + \Delta f_{\text{doador}_i}} \quad (4)$$

2.2.3 Algoritmo de Evolução Diferencial Senoidal do Conjunto com Redução de Nichos

O Algoritmo de Evolução Diferencial Senoidal do Conjunto com Redução de Nichos *EsDE_r – NR* representa uma melhoria de uma sequência de algoritmos que o antecederam como JADE (Das; Suganthan, 2011), SHADE (Chakraborty, 2008), L-SHADE (Yang et al., 2024) e L-SHADE-EpSin (Al-Dabbagh et al., 2018). O *EsDE_r – NR* incorpora diversos esquemas adaptativos como, a modulação senoidal para o mecanismo de mutação, a redução da população baseada em nichos e a reinicialização para melhorar a qualidade das soluções nos estágios finais da evolução. Para a mutação, o ajuste acontece de forma diferente em duas etapas para beneficiar e refinar a exploração na fase inicial de forma decrescente e a exploração na fase final de forma crescente, fazendo com que seja atribuído ao fator F dois métodos de cálculo diferentes, apresentados nas Equações 5 e 6.

- **1. Ajuste Senoidal Decrescente** para $G \leq G_{\text{max}}/2$, o fator de escala F é atualizado

usando:

$$F_i^{(G)} = \frac{1}{2} \left(\sin(2\pi \times \text{freq} \times G + \theta) \times \frac{G_{\max} - G}{G_{\max}} + 1 \right) \quad (5)$$

- **2. Ajuste Senoidal Crescente** para $G_{\max}/2 < G_{\max}$, o fator de escala F é atualizado usando:

$$F_i^{(G)} = \frac{1}{2} \left(\sin(2\pi \times \text{freq}_i \times G + \theta) \times \frac{G}{G_{\max}} + 1 \right) \quad (6)$$

- o valor θ é um valor de fase fixo;
- freq_i é ajustado automaticamente através de um esquema adaptativo:

$$\text{freq}_i = \text{randc}(\mu_{\text{freq}}, 0.1), \quad (7)$$

- com μ_{freq} sendo a média dos valores bem-sucedidos armazenados no conjunto S_{freq}

Para o cruzamento, o esquema adaptativo segue o de seu antecessor L-SHADE, onde o valor de Cr é ajustado de acordo com a memória adaptativa (M_{Cr}) de valores históricos de Cr , e os novos valores são calculados utilizando a média ponderada de Lehmer (Al-Dabbagh et al., 2018) que atribuí maior peso aos valores de Cr que obtiveram melhores soluções candidatas.

- **Esquema de cruzamento do $EsDE_r - NR$**

$$CR_i = \text{random_number}(M_{Cr, r_i}, 0.1), \quad (8)$$

- M_{Cr} é a memória adaptativa

$$M_{Cr}^{(G+1)} = \begin{cases} \text{média}_w(S_{Cr}), & \text{se } S_{Cr} \neq \emptyset \\ M_{Cr}^{(G)}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (9)$$

- **Média Ponderada de Lehmer**

$$\text{Média de Lehmer}(S) = \frac{\sum_{k=1}^{|S|} w_k \times S_k^2}{\sum_{k=1}^{|S|} w_k \times S_k} \quad (10)$$

- S_k são os valores de Cr que obtiveram bons resultados na avaliação da solução candidata.
- W_k são os pesos associados a melhoria obtida da função objetivo (Δf_k) por cada S_k bem-sucedido.

$$w_k = \frac{\Delta f_k}{\sum_{j=1}^{|S|} \Delta f_j} \quad (11)$$

- $\sum_{j=1}^{|S|} \Delta f_j$ é a soma de todas as melhorias dos valores Cr no conjunto S .

O $EsDE_r - NR$ possui dois mecanismos de controle para a população: redução da população baseada em nichos e reinicialização da população. A Redução da População Baseada em Nichos é iniciada quando o algoritmo atinge a metade das avaliações da função objetivo. Nesse momento, a população (Np) é dividida em dois grupos por meio do cálculo da distância euclidiana de cada indivíduo (x_i) para o melhor indivíduo (x_{best}). O segundo grupo, que possui valores maiores de distância, começa a ser reduzido progressivamente para que as soluções se concentrem mais próximo dos melhores indivíduos.

• **Distância Euclidiana**

$$ED_i = \sqrt{\sum_{d=1}^D (x_{i,d} - x_{best,d})^2}. \quad (12)$$

Onde, na Equação 12, D é a quantidade de dimensões do problema, $x_{i,d}$ é o valor de um indivíduo com D dimensões e $x_{best,d}$ é o valor do melhor indivíduo com D dimensões. O segundo método de reinicialização é acionado quando o número de indivíduos reduz, fazendo com que haja reintrodução de diversidade na população evitando que o algoritmo pare de evoluir. Novo indivíduos são criados a partir de:

$$y_i = \text{Gaussian}(\mu, \sigma) + (\text{random_number}(0, 1) \times x_{best} - \text{random_number}(0, 1) \times x_i), \quad (13)$$

onde o valor μ é um parâmetro da distribuição de Gauss, e o parâmetro σ é calculado como:

$$\sigma = |G \log(G)| \times |x_i - x_{best}|. \quad (14)$$

2.2.4 Métricas de Avaliação de Algoritmos de Otimização

Algumas métricas de desempenho são geralmente utilizadas para a avaliação de eficácia e eficiência de algoritmos de otimização. A taxa de convergência ($\mathcal{R}$) é uma métrica que mede a velocidade com que o algoritmo consegue se aproximar da solução ótima, sendo avaliada pelo valor absoluto da função objetivo ao longo das iterações (Das; Suganthan, 2011). Valores maiores para o $\mathcal{R}$ indicam convergência mais rápida e pode ser expressa pelo decréscimo da função objetivo:

$$\mathcal{R} = \frac{|f(x_t) - f(x_{t-1})|}{|f(x_{t-1}) - f(x_{t-2})|}. \quad (15)$$

Para os casos de valores exatos, onde se sabe o valor que se deseja encontrar para a função objetivo (F), a métrica de erro absoluto é relevante, uma vez que avalia a distância entre a

respostas exata (f^*) e a resposta encontrada pelo algoritmo ($\hat{f}$), medindo a precisão da resposta fornecida. A métrica de erro absoluto pode ser expressa da seguinte forma (Yang et al., 2024):

$$\mathcal{E}_{\text{abs}} = |\hat{f} - f^*|. \quad (16)$$

A métrica de estabilidade com relação aos resultados obtidos pelas diferentes execuções do algoritmo (N), pode avaliar o quão precisa são as respostas (Yang et al., 2024). Pode ser analisado através da comparação das leituras realizadas ($\hat{f}$), com a média das soluções encontradas ($\bar{f}$).

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\hat{f}_i - \bar{f})^2}, \quad (17)$$

O tempo de execução ou custo computacional ($\mathcal{C}$) do algoritmo é uma métrica tão importante quanto as demais, pois, dentro do contexto de microrredes a velocidade com que as respostas são obtidas para a tomada de decisão é um fator crucial para o sucesso do gerenciamento de equipamento e gestão sobre a energia. Ela reflete o custo computacional ($\mathcal{C}$) necessário para se obter respostas viáveis em tempo hábil, sendo medido pelo número de avaliações da função objetivo ($Eval$), sobretudo quando a complexidade computacional é alta (Das; Suganthan, 2011).

$$\mathcal{C} = \sum_{t=1}^T Eval(x_t), \quad (18)$$

Seja uma população ($\mathcal{P}$), composta por n indivíduos representados por $x_1, x_2, \dots, x_n$, onde cada indivíduo representa uma possível solução para o problema, têm-se que a somatória das distâncias entre duas soluções $d(x_i, x_j)$, com $(i \neq j)$ em relação ao tamanho de $\mathcal{P}$, uma métrica de equilíbrio ($\mathcal{D}$) entre exploração e exploração, sugere uma diversidade entre os indivíduos da população do algoritmo evolucionário (Yang et al., 2024).

$$\mathcal{D} = \frac{1}{|\mathcal{P}|} \sum_{i,j \in \mathcal{P}, i \neq j} d(x_i, x_j), \quad (19)$$

2.3 SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION - SCADA

O Sistema de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition* - SCADA) é uma arquitetura destinada a adquirir dados de variáveis de processo, enviá-las até um sistema supervisão, disponibilizando-as para visualização e registro dos dados, permitindo a atuação sobre o processo com o envio de sinais de resposta (Gaushell; Darlington, 1987).

O SCADA é uma combinação de instrumentação, aquisição remota, comunicação, software supervisão e interface de operação. Uma característica importante é que o SCADA não substitui as malhas de controle executadas por controles locais, logo, não é um algoritmo de controle, e sim uma infraestrutura supervisória de aquisição, registro, visualização e envio de comandos que conecta elementos, tais como: unidades remotas que coletam dados (do inglês, *Remote Terminal Units* - RTUs), controladores lógicos programáveis (do inglês, *Programmable Logic Controllers* - PLCs), dispositivos inteligentes (do inglês, *Intelligent Electronic Devices* - IEDs), sensores e atuadores (Gaushell; Darlington, 1987).

No centro do controle encontra-se funções de interface homem-máquina (do inglês, *Human-Machine Interface* - HMI) que são responsáveis pela janela que conecta RTUs, PLCs e IEDs ao operador humano (Ustun; Ozansoy; Zayegh, 2012). Possuem como funções principais a visualização de dados coletados, a interação com o operador permitindo o envio de comandos de liga, desliga e ajuste de *set point*, diagnóstico de falhas, a configuração de alarmes, permite verificar histórico de dados, além de ter a possibilidade de incluir níveis de segurança por acesso e necessidade de autenticação (Ustun; Ozansoy; Zayegh, 2012).

As arquiteturas iniciais foram desenvolvidas de forma centralizada para permitir processos distribuídos, equipamentos específicos e protocolos proprietários. Sua arquitetura clássica é baseada em uma estação mestre, denominada *Master Terminal Unit* (MTU), que está conectada por uma rede de comunicação a unidades remotas, como RTUs, PLCs e IEDs. Esses dispositivos realizam a interface com sensores, medidores e atuadores instalados no processo (Ahmed; Soo, 2009). A estação supervisória recebe a informação proveniente do campo, atualiza o estado operacional do sistema e disponibiliza os dados para a HMI, que por sua vez pode alterar os dados de controle enviando sinais em direção ao processo para alterar variáveis importantes.

2.3.1 Aquisição e tratamento de dados

A aquisição de dados é uma das funções centrais de um sistema SCADA, pois, as informações recebidas podem ser classificadas em variáveis analógicas e digitais (Aghamolki; Miao; Fan, 2015).

Variáveis analógicas representam grandezas contínuas, como tensão, corrente, potência ativa, potência reativa, frequência, temperatura e nível de carga de sistemas de armazenamento. Enquanto as variáveis digitais representam, por exemplo, estados de disjuntores, contadores, relés, modos de operação e sinalizações de alarme (Aghamolki; Miao; Fan, 2015).

Como exemplo, um vetor simplificado de variáveis monitoradas é representado na Equação 20, em que V e I representam tensão e corrente, P e Q representam as potências ativa e reativa, f corresponde à frequência do sistema, SOC é o estado de carga do sistema de armazenamento e S_i representa estados discretos ou variáveis operacionais (Aghamolki; Miao; Fan, 2015).

$$\mathbf{x}(t) = \left[V(t), I(t), P(t), Q(t), f(t), SOC(t), S_1(t), \dots, S_n(t) \right]^T, \quad (20)$$

Deve-se diferenciar a taxa de amostragem utilizada pelos sensores, medidores e dispositivos eletrônicos da taxa de atualização do sistema supervisório, pois, enquanto a taxa de amostragem está relacionada ao processo de medição e à digitalização dos sinais, o *scan rate* do SCADA corresponde a frequência com que as variáveis são consultadas e atualizadas na camada supervisória (Ustun; Ozansoy; Zayegh, 2012). Desta forma, a taxa de aquisição utilizada pelo SCADA não necessariamente corresponde à frequência de amostragem interna de um IED ou ao passo de cálculo utilizado por um simulador.

A aquisição pode ocorrer periodicamente, por meio de técnicas de *polling*, ou ser orientada a eventos. Em ambos os casos, informações de *timestamp* e qualidade são relevantes para a correta interpretação dos dados (Higgins et al., 2011). Após a aquisição, as medições podem passar por processos de escalonamento, validação, filtragem e verificação antes de serem inseridas na base de dados. O armazenamento dos dados possibilita reconstruir condições operacionais, avaliar tendências e analisar eventos após sua ocorrência. Essa funcionalidade é importante em estudos experimentais, pois permite comparar respostas obtidas para diferentes condições de operação.

2.3.2 Protocolos de Comunicação

A evolução dos sistemas SCADA está relacionada à evolução das redes de comunicação industrial. Arquiteturas originalmente dependentes de protocolos proprietários e enlaces seriais passaram a incorporar padrões abertos, Ethernet e TCP/IP, ampliando a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes (Aghamolki; Miao; Fan, 2015).

Entre os protocolos empregados em aplicações SCADA destacam-se Modbus, DNP3, IEC-61850 e OPC UA. O Modbus permanece amplamente empregado na integração de medidores, controladores e conversores, enquanto o DNP3 apresenta forte aplicação em telecontrole de sistemas elétricos (Moldovan; Ayyanar, 2024).

O IEC-61850 introduz modelos de informação e serviços de comunicação orientados à automação de sistemas elétricos, sendo importante para a integração de IEDs (Listed, 2024). O OPC UA apresenta importância em arquiteturas de automação por fornecer mecanismos independentes de plataforma para troca estruturada de informações entre dispositivos, sistemas supervisórios e aplicações de nível superior.

2.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentada uma base conceitual sobre os elementos que compõem uma microrrede, assim como, os desafios de controle das fontes renováveis, gestão de cargas e tipos de controle em microrredes. No estudo sobre as microrredes, identificou-se que as variáveis relacionadas ao gerenciamento são contínuas, ou seja, dentro de um intervalo fechado, que em geral é a limitação de operação dos equipamentos que a compõem.

Na Seção 2.2, apresentou-se uma fundamentação teórica sobre algoritmos de otimização, e a partir da pesquisa realizada, o Algoritmo DE foi selecionado por atender a problemática proposta neste trabalho, por possuir alta capacidade para tratamento de problemas com variáveis contínuas, com restrição de espaço de busca e funções não lineares. Outros pontos discutidos na Seção 2.2 foram as métricas de desempenho inerentes aos algoritmos de otimização, fundamentais na avaliação da eficiência das soluções que envolvem estratégias de otimização.

Na Seção 2.3, apresentou-se uma fundamentação teórica sobre Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA), destacando sua função como infraestrutura para aquisição, supervisão, registro, visualização de dados e envio de comandos aos dispositivos de campo. Foram discutidos os principais elementos que compõem sua arquitetura, como RTUs, PLCs, IEDs e interfaces HMI, além dos processos associados à aquisição e ao tratamento de variáveis analógicas e digitais. Outros pontos abordados na Seção 2.3 foram a diferenciação entre taxa de amostragem e taxa de atualização do sistema supervisório, os mecanismos de aquisição periódica ou orientada a eventos e os principais protocolos de comunicação utilizados em aplicações industriais e sistemas elétricos, como Modbus, DNP3, IEC-61850 e OPC UA, fundamentais para a interoperabilidade e troca de informações entre os diferentes componentes do sistema.

3 TRABALHOS RELACIONADOS

Este capítulo aborda os trabalhos relacionados, com a identificação dos estudos que possuem contribuição primária em relação a este trabalho. O objetivo é obter informações atuais sobre as estratégias mais recentes e relevantes, em relação ao controle ou equilíbrio de tensão de uma microrrede. Apresenta-se uma análise dos estudos, as metodologias utilizadas, e resultados obtidos, para estabelecer conexões com o trabalho proposto desta dissertação, destacando as principais diferenças.

3.1 GERENCIAMENTO DE MICRORREDES

No trabalho de Pinto et al. (2022), os autores propuseram uma abordagem de gerenciamento de potência para microrredes de corrente alternada (CA) utilizando os conceitos de teoria microeconômica, para garantir o equilíbrio de potências entre fontes e cargas. A proposta destaca a aplicação de um controle descentralizado sem comunicação entre os participantes da microrrede (fontes e cargas), que estabelece preços de compra e venda de energia para os participantes de forma autônoma, e que determinam suas ações com base nos parâmetros dos barramentos.

O sistema proposto visa uma aplicação escalável permitindo uma atuação autônoma dos participantes da microrrede, com o objetivo de alcançar o equilíbrio entre oferta e demanda de potência ativa e reativa de acordo com a interpretação da tensão, frequência e ângulo de fase dos barramentos CA (Pinto et al., 2022). Desta forma, as cargas consomem energia quando identificam o menor preço pelos parâmetros da microrrede com baixa tensão do sistema ou frequência. As fontes de energia, fornecem energia através da identificação do momento de alto preço, considerando a potência ativa e reativa (Pinto et al., 2022).

De acordo com Pinto et al. (2022), a metodologia foi validada com experimentos no *hardware-in-the-loop* (HIL), utilizando o equipamento *Typhoon HIL 600 HIL*. Considerou-se cenários de modo conectado à rede concessionária e modo ilhado. Como resultado, se observou o equilíbrio das potências e tensões com resposta adequada a variação de demanda, conseguindo manter a estabilidade da microrrede com um sistema descentralizado sem comunicação entre os participantes. Para Pinto et al. (2022), a abordagem foi considerada eficaz, porém, destaca que houve desafios quanto à ocorrência de oscilações de conexão e desconexão dos participantes simultâneos (efeito denominado por *chattering*).

De acordo com os autores em Yang et al. (2023), a atribuição de múltiplos serviços ao BESS tende a valorizar a participação do BESS na integração com a RCO. Entretanto, a contribuição do BESS no sistema deve ser bem dimensionada devido ao custo de investimento do equipamento juntamente com o conversor, considerando também a degradação por *DoD* como um componente relevante no custo operacional e que deve fazer parte das decisões de despacho (Yang et al., 2023).

O estudo de Alshehri e Khalid (2019), propõe uma estratégia inovadora para a melhoria da

qualidade de energia em microrredes conectadas a rede concessionária, com um gerador síncrono, um sistema fotovoltaico e armazenadores de energia, aplicando algoritmos bioinspirados para o gerenciamento da energia das baterias. A proposta possui foco de atuação sobre o conversor que realiza a interface com a microrrede, mitigando as oscilações de tensão e frequência do barramento da microrrede. Segundo os autores Alshehri e Khalid (2019), as microrredes estão sujeitas a muitas interferências, como intermitência das fontes renováveis de energia, o acionamento de cargas e distúrbios transitórios que alteram a qualidade da energia nos barramentos da microrrede.

Os autores propuseram um controle online para dois controladores desacoplados, que analisam os dados de tensão e frequência da microrrede. Os parâmetros são ajustados por uma Rede Neural Artificial (do inglês, *Artificial Neural Networks* - ANN), que possui atualização de parâmetros para treinamento, fornecidos pelo algoritmo *Differential Evolution* (DE). De acordo com os autores (Alshehri; Khalid, 2019), a modelagem, superou a abordagem com controlador proporcional integral derivativo (PID), em relação ao tempo necessário para alcançar a estabilidade dos parâmetros de tensão e frequência, para todos as magnitudes de distúrbios analisados.

Em Cienfuegos et al. (2024), é proposto uma modelagem baseada no corte de pico de energia da RCO, com o objetivo de reduzir o custo de importação utilizando, os sistemas de BESS e PV (com dados reais de produção solar). Os autores em (Cienfuegos et al., 2024), comparam três estratégias de carga e descarga para o BESS, e efetuam o controle de pico avaliando a degradação e o estado de carga do BESS (do inglês, *State of Charge* - SoC), em função do benefício econômico na fatura de energia.

Em Ferahtia et al. (2022), foi desenvolvida uma estratégia para o gerenciamento de energia (do inglês *Energy Management Strategy* - EMS) para o controle de uma microrrede que possui conexão com a rede concessionária, múltiplas fontes de energia, como sistemas solares, células a combustão (FC) e BESS. Os objetivos declarados do estudo são: proteger contra sobrecarga e descarga profunda, e garantir estabilidade de tensão no barramento, aumentando a eficiência do sistema.

O modelo proposto por Ferahtia et al. (2022), utilizou diversas heurísticas como *Particle Swarm Optimization* (PSO), *Salp Swarm Algorithm* (SSA), *Artificial Ecosystem-based Optimizer* (AEO), COOT, *Political Optimizer* (PO) e *Bald Eagle Search* (BES) para alocação de potência de cada fonte do sistema. Os desafios identificados no estudo de Ferahtia et al. (2022) são: a complexidade da implementação prática e o tempo computacional.

Alternativas para controles lineares tradicionais em cascata para o controle de tensão no barramento, a fim de propor soluções com menor complexidade, e sem a necessidade de ajuste de parâmetros proporcionais integrais diferenciais (PID) são apresentadas no trabalho de Shan et al. (2019). Foi proposto um método de controle preditivo para conversores bidirecionais DC-DC e AC/AC, um sistema híbrido de fontes renováveis e um BESS. Os autores propuseram uma estratégia *Model Predictive Current and Power* (MPCP) para o conversor DC-DC e *Model*

Predictive Voltage and Power (MPVP) para o conversor AC/DC para lidar com as incertezas das fontes renováveis para equilíbrio de tensão dos barramentos.

Em Shan et al. (2019) utilizaram modelos matemáticos para prever parâmetros de tensão dos barramentos, estado de carga (SoC), irradiância solar e velocidade do vento, além de abordar a sincronização de tensão na transferência de estado. O modelo de otimização proposto por Shan et al. (2019), utiliza dados reais de irradiação e velocidade do vento, e observou-se que a tensão do sistema obteve um desvio de aproximadamente 1% de Distorção Harmônica Total (DHT), sendo capaz de realizar a transição suave de estados. Os autores ((Shan et al., 2019)), destacam a necessidade de sensores adicionais para outras implementações de controles preditivos, a possibilidade de surtos de corrente na mudança de estados e a ausência de heurísticas para otimizar os estados de operação dos conversores e realizar um controle efetivo de gerenciamento de cargas em tempo real.

O estudo de Zia, Elbouchikhi e Benbouzid (2019) possui foco na redução de custos operacionais e o custo nivelado (LCOE), considerando a operação no modo conectado à rede e no modo ilhado. Também foi desenvolvido um modelo de programação não linear, baseado em equações diferenciais e modelos de regressão, considerando a degradação e o ciclo de vida das baterias de acordo com a temperatura e a profundidade de descarga (do inglês *Depth of Discharge* - DOD).

O gerenciamento de energia é realizado através da mudança de perfil dos consumidores. A análise do modelo usa dados reais de duas localidades com perfis distintos de clima quente e frio. Como resultado, os autores Zia, Elbouchikhi e Benbouzid (2019) apresentaram um modelo que obteve redução no custo operacional da microrrede com a aplicação de estratégia de degradação da bateria. Outra informação relevante apresentada por Zia, Elbouchikhi e Benbouzid (2019) é que, em regiões mais frias, a degradação das baterias foi mais acentuada devido à capacidade de descarga reduzida, elevando os custos operacionais. O modelo considera um período de predição de 24 horas, com controle amplo e conhecimento de todas as cargas do sistema.

No trabalho de Wang et al. (2021), os autores propuseram um gerenciamento de uma microrrede contendo fontes renováveis (solar e eólica), conexão com a rede concessionária, uso de sistema de armazenamento de energia por banco de baterias (BESS) e precificação da energia para resposta da demanda (do inglês *Demand Response* - DR). O foco do estudo é reduzir o custo operacional e melhorar a qualidade da energia, adaptando-se as incertezas da geração e demanda.

Para isto, Wang et al. (2021) utiliza variáveis estocásticas para a formulação do problema com funções de densidade de probabilidade (do inglês *Probability Density Function* - PDF) para representar a incerteza inerente das variáveis climáticas, demanda e preço de mercado. Foi utilizada o algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO) para resolver a função objetivo que visa reduzir o custo operacional, e os custos de ligamento e desligamento de equipamentos para equilibrar a energia. Como resultado, Wang et al. (2021) apresentaram reduções de custo de aproximadamente 20% considerando os diferentes cenários estudados e maior venda de energia.

No trabalho de Mosa e Ali (2021), os autores propõem uma modelagem não linear de variáveis inteiras mistas (do inglês, *Mixed Integer Nonlinear* - MINL) combinada ao algoritmo *Branch And Reduce Optimization Navigator* (BARON), que contribui para encontrar a solução global do problema. A modelagem tem como objetivo, alcançar a estabilidade do sistema da microrrede de 400 V $\pm 5\%$ e a redução de gases de efeito estufa que são investigados em diferentes cenários. Busca-se modelar economicamente os custos de operação, ligamento e desligamento das fontes geradoras, como é o caso da fotovoltaica (PV), célula combustível (FC), microturbina (MT) e gerador a diesel (DG), bem como as perdas de energia. Um conjunto de baterias é utilizado para atender as necessidades de energia em momentos de pico, com carregamento agendado para o momento de produção de energia fotovoltaica.

Foram observados os seguintes resultados do trabalho de Mosa e Ali (2021), o conjunto de baterias foi fundamental em momentos de falta de energia, visto que o problema resolve múltiplos objetivos conflitantes, como mínimo de emissão de gases e custos, com o máximo de energia extraída do sistema como um todo. A estabilidade da tensão do sistema também foi verificada nos diferentes cenários propostos.

No estudo de Nengroo et al. (2019), apresenta-se uma abordagem para o gerenciamento de energia eficiente de um sistema composto por armazenadores de energia (BESS) e painéis fotovoltaicos (PV), conectados à rede elétrica concessionária. O foco do estudo é reduzir o custo da eletricidade consumida da rede através de um controle que otimize a utilização dos painéis fotovoltaicos e armazenadores de energia. A abordagem foi desenvolvida através de uma função multiobjetivo que visa maximizar o consumo de energia solar e utilizar os incentivos tarifários (do inglês *feed-in tariff* - FIT), juntamente com o objetivo de minimizar a compra de energia em momento de pico tarifários para maximizar os ganhos com o fornecimento de energia.

A metodologia desenvolvida por (Nengroo et al., 2019), baseia-se no controle de estado de cargas e do conjunto de baterias (do inglês, *State of Charge* - SoC) no horário em que as tarifas estão mais altas, com isto, o sistema decide qual energia utilizar para suprir as cargas internas entre a energia fotovoltaica, da rede ou dos armazenadores de energia elétrica. Foram comparados cinco cenários de consumo de energia, dentro e fora do horário de pico, que contemplam variações de situações com consumo pleno da energia da rede (cenário 1), a presença de sistemas fotovoltaicos e a presença e capacidade variada de armazenadores de energia (de 2 a 3 kWh). Dados reais de tarifas e previsão climática durante um ano foram utilizados, o estudo apontou uma diferença superior a £\$300/ano entre o cenário 1 e o cenário 5 (com PV, BESS com capacidade de 3 kWh e conectado à rede concessionária).

No trabalho de Barik e Das (2021), os autores abordam a integração de recursos em microrredes distribuídas com foco na otimização e alocação de recursos operacionais em busca de equilíbrio de desempenho, custo e impacto ambiental. Foi desenvolvido um modelo multiobjetivo para minimizar os custos de operação de uma microrrede híbrida com energia solar, eólica e de biomassa, com baterias de armazenamento de energia e geradores a diesel como fonte auxiliar, enquanto, maximiza o uso das fontes renováveis disponíveis.

O estudo (Barik; Das, 2021), considera a aplicação de uma microrrede com operação no modo ilhado, utilizando dados reais de uma comunidade do Paquistão. A simulação foi desenvolvida através da aquisição de dados locais para cada sistema de geração e armazenamento de energia. São apresentadas as variáveis de eficiência e vida útil dos sistemas, o custo de investimento, potencial de capacidade instalada e uma estimativa do preço do kW produzido.

Neste estudo, para as fontes poluentes (geradores a diesel e de biomassa), são consideradas as variáveis, quantidade de emissão de CO₂ por kWh, e o estado de carga das baterias (do inglês *State of Charge* - SoC). Profundidade de carga e descarga (do inglês *Deep of Discharge* - DoD), para o sistema fotovoltaico, e dados de radiação solar. Por fim, para representação do perfil das cargas, foram analisados os dados anuais de demanda de energia elétrica, considerando a sazonalidade média e horários de pico (Barik; Das, 2021).

As simulações do estudo (Barik; Das, 2021), foram conduzidas em MATLAB aplicando, heurísticas clássicas como, *Particle Swarm Intelligence* (PSO). A formulação foi desenvolvida para minimizar o custo do sistema, considerando os custos de investimento, os custos operacionais, os custos de combustíveis (biomassa e diesel) e penalidades sobre as emissões de CO₂. De acordo com Barik e Das (2021), o estudo identificou que a configuração de microrrede que combina sistema fotovoltaico, baterias de armazenamento de energia e pequenas turbinas a diesel, atingiram os melhores resultados com base no algoritmo *Quasi-Oppositional Chaotic Selfish-Herd Optimization* (QCSHO).

No trabalho de Shi et al. (2018), os autores apresentam uma abordagem com foco econômico que envolve o desenvolvimento de aplicações para o banco de baterias de um *data center*, para justificar o alto custo de investimento dos armazenadores de energia. Dessa forma, os autores propuseram, como primeira funcionalidade para o banco de baterias, a prestação de serviço à rede principal por meio do controle de frequência, que exige uma resposta entre 2 e 4 segundos e pode ser atendida por baterias com capacidade para essa função. A segunda aplicação do banco de baterias é o controle de pico (*peak shaving*) da demanda, pois contratos de compra de energia possuem cláusulas de limite de potência consumida da rede concessionária mensalmente, e podem resultar em acréscimos elevados de custo de energia quando o limite estipulado em contrato é ultrapassado.

A abordagem de Shi et al. (2018) apresenta uma formulação do problema que utiliza dados reais de consumo e mercado de energia, considerando as restrições operacionais dos equipamentos, como o estado de carga (SoC) mínimo e máximo do banco de baterias. São considerados também, a capacidade de armazenamento, a profundidade e a descarga e carga (DoD), o custo de investimento e a degradação das baterias, o limite de potência contratada mensalmente e a previsão de cargas, que foi calculada por um modelo de regressão linear múltipla (do inglês, *Multiple Linear Regression* — MLR). O sistema proposto apresentou redução de custo ao controlar o pico de demanda e ao prestar serviço à rede concessionária com o controle de frequência, quando avaliados isoladamente.

No trabalho de Fuchs et al. (2021), os autores apresentam um controle de recursos

energéticos com base na previsão de demanda e produção de energia futura em um horizonte de 24 horas, com base em uma rede neural recorrente (RNN), do tipo *Long Short-Term Memory* (LSTM). Os autores implementam a função de redução de picos de demanda (*peak shaving*) proposta por Shi et al. (2018), com o uso de otimização linear inteira mista (do inglês, *Mixed Integer Linear Programming* - MILP), baseado em um modelo de controle preditivo para limitar o consumo de energia da rede concessionária a 290 kW.

Na abordagem de Fuchs et al. (2021), utiliza-se a rede neural LSTM para prever o comportamento de consumo e geração solar com base em dados históricos, enquanto um modelo de controle preditivo utiliza as previsões da LSTM. O modelo preditivo, considera restrições operacionais, como o estado de carga (SoC) mínimo e máximo das baterias, o balanço de potência entre as fontes e cargas, restrições quanto à lógica operacional do banco de baterias (que não permite fornecer e receber energia simultaneamente) e penalidades quando as restrições são ultrapassadas.

Para (Fuchs et al., 2021), a tomada de decisões sobre a utilização do banco de baterias e a importação de energia da rede concessionária é realizada com base em um horizonte de tempo móvel. Os resultados apresentados pelos autores destacam que a abordagem proposta foi capaz de limitar os picos de demanda em 290 kW, utilizando o conjunto de baterias para suprir o excedente de energia consumido pelas cargas.

3.2 COMPARAÇÃO E CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Nos trabalhos relacionados descritos, destaca-se, o gerenciamento de potência de (Pinto et al., 2022), o controle de tensão de conversores de (Shan et al., 2019), qualidade da energia em (Alshehri; Khalid, 2019), as questões econômicas que envolvem a gestão da energia de (Wang et al., 2021), e redução do custo da eletricidade consumida da rede em (Nengroo et al., 2019).

Foram identificados critérios para uma análise comparativa entre os trabalhos relacionados. Os critérios são: cargas controláveis, uso de heurística ou rede neural, controle de tensão e frequência, previsão de demanda e geração de energia e modos de operação. A seguir, apresenta-se a descrição detalhada dos critérios selecionados.

- **Cargas controláveis:** A classificação e controle de cargas dentro do sistema de microrredes, é um recurso estratégico para a resposta à demanda, proporcionando maior resiliência do sistema através da desativação das cargas, como por exemplo, em caso de eventos de escassez de energia.
- **Uso de heurísticas/meta-heurísticas:** O problema de gerenciamento de energia em microrredes, é complexo e apresenta diferentes aspectos de controle para a tomada de decisão e otimização do sistema. Por isso, foram apresentados na Seção 3.1 diversas propostas como, redes neurais, PSO, DE, BES, QCSHO e otimização linear inteira mista (MILP).

- **Controle de potência:** avalia se trata o equilíbrio de potência dos barramentos através do controle sobre os conversores de potência da rede concessionária ou da utilização do conjunto de baterias.
- **Controle de frequência:** avalia se a estratégia do trabalho possui contribuição para manter a frequência dentro dos limites operacionais, visando a melhora da qualidade da energia da microrrede.
- **Previsão de demanda e geração de energia:** avalia se o trabalho relacionado considera a presença de modelos de previsão de consumo e geração de energia.
- **Modos de operação conectado à rede:** classifica a operação da microrrede quanto à conexão com a rede concessionária, verificando a independência do sistema.
- **Modos de operação ilhado:** classifica a operação da microrrede quanto à capacidade de operação no modo ilhado, verificando a independência do sistema.

A Tabela 3 resume a comparação entre os trabalhos relacionados e os critérios apresentados.

Tabela 3 – Comparação dos Trabalhos Relacionados.

Autor	Controle de Cargas	Uso de algoritmo Heurísticos	Controle de Potência	Controle de Frequência	Previsão de Demanda ou Geração	Conectado à Rede	Modo Operação Ilhado
Pinto et al. (2022)	Sim	Não	Sim	Não	Não	Sim	Sim
Alshehri e Khalid (2019)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Não
Shan et al. (2019)	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Zia et al. (2019)	Sim	Não	Sim	Não	Sim	Sim	Sim
Wang et al. (2021)	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Sim
Ferahtia et al. (2022)	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim	Não
Mosa; Ali (2021)	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Sim	Sim
Nengroo et al. (2019)	Sim	Não	Não	Não	Não	Sim	Não
Barik; Das (2021)	Sim	Sim	Sim	Não	Não	Não	Sim
Shi et al. (2018)	Não	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Fuchs et al. (2021)	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Sim

A proposta desta dissertação, utiliza como base para a implementação de uma abordagem Otimizada, o algoritmo *Differential Evolution* (DE) para o controle de potência dos armazena-

dores, por exemplo, para o uso estratégico do conjunto de baterias para o controle de tensão dos barramentos da microrrede do nPEE. Considera o controle de potência e a operação no modo conectado à rede concessionária. Não possui um controle de cargas, mas se diferencia dos trabalhos da literatura, pois apresenta o gerenciamento dos armazenadores sem o conhecimento prévio das cargas conectadas à microrrede, atuando com base no valor dinâmico do preço da energia, com uso de média móvel exponencial, filtros, modelagem baseada em custo efetivo considerando também o custo de investimento dos equipamentos da microrrede.

Em particular, em relação ao trabalho de Pinto et al. (2022), a principal contribuição desta dissertação está em remover o foco de um controle descentralizado de equilíbrio de potência baseado em sinais de preço locais entre participantes da microrrede para uma estratégia de gerenciamento baseado no custo efetivo da energia e ao despacho coordenado de armazenadores da microrrede do nPEE. Enquanto Pinto et al. (2022) priorizam a autorregulação entre fontes e cargas para estabilizar potência ativa e reativa, este trabalho visa modelar as variáveis operacionais da microrrede do nPEE, o uso conjunto de BESS e SESS, a consideração do contrato de potência com a concessionária, a recarga econômica, os limites de *SoC* e a comparação entre uma abordagem determinística e otimizada. Dessa forma, a inovação aqui se concentra na integração entre modelagem de custo efetivo, restrições operacionais reais e estratégia de despacho dos armazenadores em um cenário conectado à rede e avaliado em ambiente HIL.

4 GERENCIAMENTO DE ESTADOS DOS EQUIPAMENTOS PARA MANTER O EQUILÍBRIO DE POTÊNCIA DE MICRORREDE

Neste capítulo, apresenta-se a abordagem para o gerenciamento de uma microrrede baseada nos custos da energia elétrica, com foco na redução da dependência da rede concessionária utilizando como parâmetro principal a potência importada de energia das fases, otimizando o uso de fontes de energia renováveis e armazenadores de energia. O sistema considera os seguintes equipamentos, banco de baterias, painel solar, rede concessionária, supercapacitor e cargas presentes no laboratório do Núcleo de Processamento de Energia Elétrica (nPÉE) do Centro de Ciências Tecnológicas da Universidade do Estado de Santa Catarina.

O gerenciamento dos estados dos equipamentos e controle, foi realizada com base em duas abordagens: (i) Determinística: O controle dos estados dos equipamentos da microrrede, foi desenvolvido com base em estratégias clássicas da programação de computadores, e (ii) Otimização: com base em algoritmo bioinspirado, especificamente, utilizou-se o *Differential Evolution* (DE) (Storn; Price, 1997), que foi adaptado para responder as potências das fases diante de horários e limites permitidos dos equipamentos de acordo com valores discretos das variáveis.

A solução desenvolvida visa controlar a potência das fontes de energia *Battery Energy Storage System* (BESS) e *Supercapacitor Energy Storage System* (SESS), e minimizar penalizações associadas a variações de potência fora dos limites aceitáveis. Além disso, suavizar transições de potências para reduzir o impacto na estabilidade da microrrede, mantendo a operação, e evitar o uso inadequado de fontes de energia, garantindo uma otimização em relação ao custo total de energia.

Este capítulo está dividido da seguinte forma: na Seção 4.1, apresenta-se a microrrede do nPÉE, objeto de estudo deste trabalho. Na Seção 4.2, apresenta-se como os componentes da microrrede estão conectados, e os principais parâmetros elétricos dos equipamentos envolvidos. A formulação matemática de custo da energia, e o gerenciamento com o método determinístico de referência é apresentado na Subseção 4.2.1, onde são apresentadas as regras e restrições do problema e os componentes da função objetivo.

Na Seção 4.3, descreve-se a solução desenvolvida com o método de Otimização baseado no algoritmo bioinspirado, *Differential Evolution* (DE), e parâmetros elétricos de potência para manutenção do equilíbrio de potência, e por fim na Seção 4.5 é apresentada uma síntese sobre os principais pontos discutidos neste capítulo.

4.1 DETALHAMENTO DA MICRORREDE DE ENERGIA

Em sistemas de energia elétrica, em que a rede da concessionária é a principal e única fonte de energia, o controle dos parâmetros como tensão elétrica (V), corrente elétrica (i), frequência (Hz) e potência elétrica (P) são impostos pelas administradoras responsáveis pela distribuição da energia. Desta forma, são parâmetros que não são controlados pelas microrredes,

e por este motivo não são considerados no controle proposto deste trabalho, assim como a energia reativa que é inerente aos sistemas elétricos, mas que para microrredes conectadas a rede concessionária não são o principal elemento de controle.

A dificuldade em gerenciar as potências dos equipamentos da microrrede para equilibrar a potência dos barramentos decorre de fatores como, a utilização de fontes renováveis de energia. A intermitência da produção de energia requer que o sistema de controle se adapte a condições diversas, por exemplo, a interrupção abrupta da produção de energia solar pode fazer com que as tensões dos barramentos sejam reduzidas a limiares tão baixos que acarretaria a interrupção do fornecimento de energia para a microrrede, como forma de proteger os equipamentos conectados (IEEE, 2018).

O número de variáveis, cenários possíveis e a necessidade de um gerenciamento eficiente dos armazenadores, fazem com que haja a necessidade de um controle automatizado que solucione eventos de alto consumo de energia, além do limite contratado de potência, e tome decisões de carregamento que controle a potência e altere o estado de funcionamento dos equipamentos. Isto é necessário para manter o equilíbrio de potência estável, gerenciando o fluxo de potência dos equipamentos. A modelagem proposta para esta microrrede, visa representar a operacionalidade do sistema trifásico de baixa tensão, com uma estrutura física que integra um sistema fotovoltaico através de um inversor que alimenta as fases *A*, *B* e *C*.

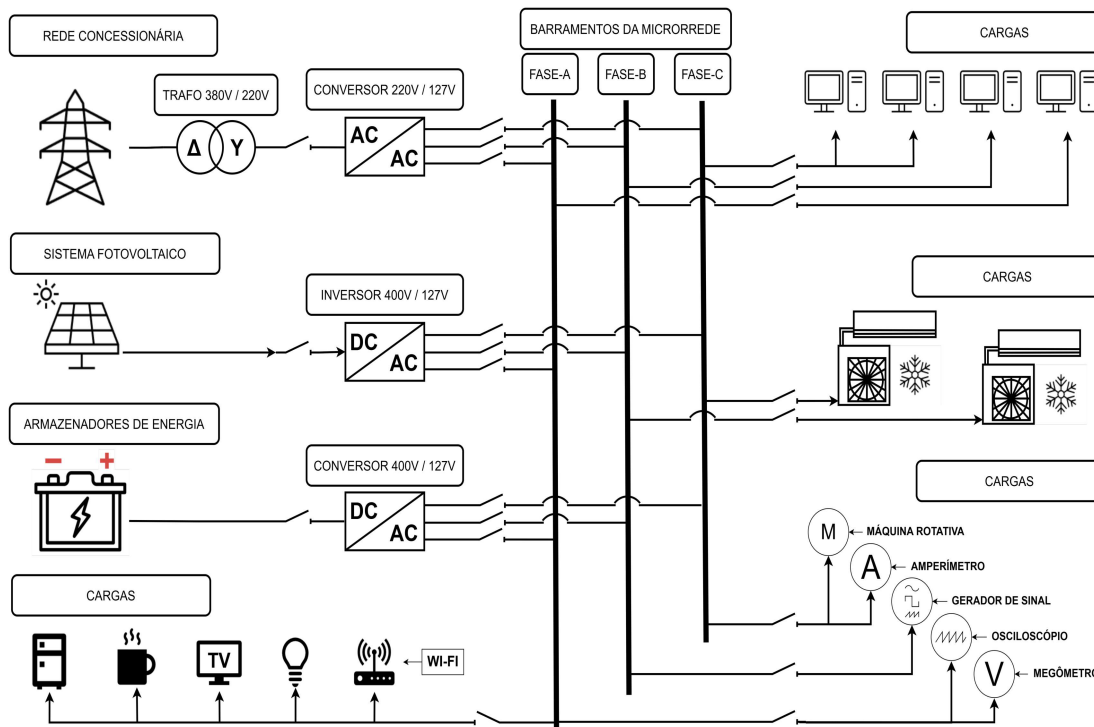
Os demais componentes da microrrede apresentada na Figura 4 são: o conjunto de baterias de íons de lítio que através de um conversor bidirecional estabelece conexão com as três fases para que se possa fornecer ou receber energia de acordo com um evento de subtensão ou sobretensão. O mesmo é válido para a conexão do conversor bidirecional que conecta a rede concessionária com a microrrede, estabelecendo conexão com as três fases. Por fim, a microrrede possui um conjunto de cargas que representam o levantamento das potências dos equipamentos presentes no nPEE, e que foram utilizados para modelar o perfil de cargas deste trabalho.

Na microrrede da Figura 4, tem-se a representação gráfica do diagrama trifásico com fontes e cargas, por exemplo, ar-condicionado, geladeira e tv. A rede concessionária por meio do conversor bidirecional, faz conexão com as três fases da microrrede. O banco de baterias (armazenador de energia) através do conversor bidirecional pode fornecer ou receber energia de cada uma das fases. O sistema fotovoltaico por meio do inversor faz conexão com as fases *A*, *B* e *C*, por escolha para este trabalho. Essa configuração permite distribuir a geração de energia solar entre as três fases ou barramentos, reduzindo o desequilíbrio.

As cargas são conectadas através das chaves contadoras. Na microrrede, um mesmo grupo de equipamentos são conectados a fases distintas para distribuir o consumo entre as fases, porém, não necessariamente em quantidades iguais por fase. Citam-se os casos: ar-condicionado, sendo um conectado a fase *B*, e outro a fase *C*. Equipamentos de pesquisa, um equipamento na fase *B* e dois nas fases *A* e *C*. Por fim, equipamentos eletrônicos, que estão conectados a fase *A*, com exceção do roteador WI-FI que está na fase *B*.

Os limites de operação de cada equipamento são definidos conforme a especificação

Figura 4 – Diagrama Trifásico com Fontes e Cargas da Microrrede.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

técnica e o projeto desta microrrede para uma operação segura nos limites estabelecidos pelas normas, ABNT (2013) e IEEE (2018). Neste contexto, as variáveis identificadas durante a análise e estruturação do problema de pesquisa, compreendem os aspectos elétricos e as características que são fundamentais para representar de forma realista a microrrede. As variáveis são verificadas durante todo o processo nas abordagens, determinística e de Otimização para que o sistema possa atuar para manter o equilíbrio da potência abaixo do limite contratado por meio de correção de potência dos armazenadores de energia.

4.2 MODELAGEM CONCEITUAL E ABORDAGEM DETERMINÍSTICA DA MICRORREDE DE ENERGIA

A estratégia de controle proposta atua de forma independente em cada fase, mas também considera parâmetros globais, por exemplo, a potência total dos conversores da rede para fornecer e receber energia, citados na Tabela 4. Na modelagem do sistema da microrrede, foram identificadas as variáveis relevantes para o problema, que igualmente estão apresentadas na Tabela 4.

Inicialmente, os parâmetros básicos utilizados pelo controle de potência dos armazenadores, são: variáveis com função integradora do sistema, travas de pico e limites operacionais como *SoC*, variáveis de *step* de incremento/decremento de potência para as rampas. Assim, como

parâmetros específicos da solução proposta, como as travas de modo de operação: descarga econômica (dsh_{econ}) e recarga econômica ($chrg_{econ}$).

Tabela 4 – Principais Variáveis de Inicialização do Sistema.

Variável	Valor	Descrição
P_{grid}	$[-33000, 30000]$	Potência total do conversor da rede [KVA] para exportação e importação
P_{bat}	$[-30000, 30000]$	Potência total do conversor das baterias de recarga/descarga [W]
P_{sc}	$[-30000, 30000]$	Potência total do conversor do supercapacitor de recarga/descarga [W]
P_{pv}	$[0, 3000]$	Potência total do inversor [W] do sistema fotovoltaico
P_{contr}	4000W, 4500W, 5000W e 6000W	Limite contratado por fase, medido no PAC
P_{target}	$0,95 \times P_{contr}$	Alvo operacional utilizado como histerese para o controle de pico.
$SOC_{B,min}$	40% para o BESS	Limite físico de descarga do BESS
$SOC_{S,min}$	20% para o SESS	Limite físico de descarga do SESS
$SOC_{B,min,hst}$	42% para o BESS	Limite de liberação para descarga do BESS
$SOC_{S,min,hst}$	22% para o SESS	Limite de liberação para descarga do SESS
$SOC_{B,max}$	80% para o BESS	Limite físico de recarga do BESS
$SOC_{S,max}$	80% para o SESS	Limite físico de recarga do SESS.
$SOC_{B,max,hst}$	78% para o BESS	Limite de liberação para recarga do BESS
$SOC_{S,max,hst}$	78% para o SESS	Limite de liberação para recarga do SESS
$CTRL_DECIM$	333	Numero de execuções do sistema entre duas atuações consecutivas do controle
$STEP$	1500W	Limite de incremento de potência por execução do sistema

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A modelagem do problema considera as seguintes restrições operacionais da microrrede, que é conectada à rede elétrica: (i) rede concessionária com tarifa dinâmica de acordo com as bandeiras e tributos; (ii) sistema fotovoltaico (PV); (iii) conjunto de baterias; (iv) supercapacitores; e (v) cargas. Na modelagem da abordagem Determinística, considera-se o custo instantâneo da microrrede no intervalo de tempo discretos t . Leituras de dados utilizadas no desenvolvimento da modelagem e nos experimentos foram obtidas do sistema SCADA (HIL., 2026) da microrrede.

Neste trabalho, o SCADA refere-se ao sistema de supervisão, controle e aquisição de dados da microrrede, com responsabilidade por monitorar variáveis elétricas e registrar as medições operacionais..

Por convenção de sinais: potência positiva, $Pot > 0$, significa **descarga** (fornecendo potência ao barramento), enquanto potência negativa, $Pot < 0$, significa **recarga** (absorvendo potência do barramento). Para compatibilizar as equações com a descrição textual, adota-se o conjunto de fases $k = \{A, B, C\}$, o índice $k \in PHASES$ para a fase analisada, o índice $j \in \{1, \dots, m\}$ para os módulos de bateria e o índice $\ell \in \{1, \dots, n\}$ para os módulos de supercapacitor.

Para facilitar a leitura das equações apresentadas neste capítulo, as variáveis podem ser interpretadas em quatro grupos principais: (i) variáveis elétricas medidas ou previstas no PAC e nos conversores; (ii) variáveis de estado dos armazenadores, como limites de *SoC* e travas de operação; (iii) variáveis econômicas, associadas ao custo da energia e às penalizações; e (iv) variáveis de controle, como alvos, histereses e incrementos discretos de potência. Ao longo da modelagem, cada nova variável apresentada está relacionada a esta definição e sobre sua função no controle da microrrede. Na Tabela 5, apresenta-se um guia de variáveis da modelagem.

Tabela 5 – Guia de Variáveis da Modelagem.

Variável	Grupo	Descrição	Ver também
$P_{\kappa,grid}$	PAC / elétrica	Potência medida no PAC da fase κ antes da atuação dos armazenadores.	Equação 21
$P_{\kappa,pred}$	PAC / controle	Potência prevista no PAC da fase κ após a aplicação dos comandos dos armazenadores.	Equação 21
$P_{\kappa,imp}, P_{\kappa,exc}, P_{\kappa,exp}$	Indicadores de rede	Variáveis derivadas que indicam importação, excedente acima do alvo e exportação de potência.	Equações 24, 23 e 24
$P_{target}, P_{hst,pv}$	Histerese / controle	Limiares de atuação usados para antecipar o controle de pico e de exportação.	Equações 23 e 24
$F_{trib}, C_{grid,energy}$	Econômicas	Fator tributário e custo efetivo da energia da rede no intervalo analisado.	Subseção 4.2.1 de tarifa e tributos
$F_{c-grid}, F_{c-bat}, F_{c-sc}$	Função objetivo	Custo associadas à rede, às baterias e aos supercapacitores.	Subseções 4.2.3, 4.2.5 e 4.2.6 de custo e função objetivo

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A potência medida no ponto de acoplamento comum (PAC) da fase k antes da ação dos armazenadores é indicada por $P_{\kappa,grid}$. O PAC corresponde ao ponto elétrico de interface entre a

microrrede e o conversor associado à rede concessionária. Assim, ao mencionar o PAC de uma fase, considera-se a medição elétrica observada especificamente naquela fase do acoplamento comum, o que permite avaliar de forma isolada como cada fase contribui para o balanço de potência do sistema. A potência prevista no PAC é definida na Equação 21, sendo que, P_{κ,bat_j} e P_{κ,sc_ℓ} seguem a convenção de sinais definida. A variável $P_{\kappa,pred}$, incluída para representar a potência prevista no PAC após a aplicação dos comandos dos armazenadores, representa o valor de potência prevista no ponto de acoplamento da fase κ . Quando o armazenador está no modo de descarregamento, o termo é positivo e reduz a potência importada da rede, quando está no modo de carregamento o termo é negativo e aumenta a potência prevista no PAC.

$$P_{\kappa,pred} = P_{\kappa,grid} - \sum_{j=1}^m P_{\kappa,bat_j} - \sum_{\ell=1}^n P_{\kappa,sc_\ell}, \quad k \in PHASES. \quad (21)$$

A partir do cálculo da potência prevista, é possível definir a potência de importação ($P_{\kappa,imp}$), o excedente acima do alvo operacional ($P_{\kappa,exc}$) e a exportação ($P_{\kappa,exp}$). Estas variáveis atuam como indicadores para a tomada de decisão do controlador, e indicam a importação e exportação de energia, bem como o risco de ultrapassagem do limite de demanda contratada.

Na Equação 22, calcula-se a parte positiva da potência prevista e importada da rede. Na Equação 23, calcula-se a potência acima do alvo operacional P_{target} calculado com margem de histerese, indicando risco de ultrapassagem do limite contratado. Na Equação 24, calcula-se a parte negativa da potência prevista, quando a o nível de geração está acima da demanda, ultrapassando a margem de histerese $P_{hst,pv}$.

$$P_{\kappa,imp} = \max(0, P_{\kappa,pred}), \quad k \in PHASES. \quad (22)$$

$$P_{\kappa,exc} = \max(0, P_{\kappa,pred} - P_{target}), \quad k \in PHASES. \quad (23)$$

$$P_{\kappa,exp} = \max(0, -P_{\kappa,pred} - P_{hst,pv}), \quad k \in PHASES. \quad (24)$$

Nas Equações, 23 e 24, as variáveis, P_{target} e $P_{hst,pv}$ representam variáveis de histerese que sinalizam e antecipam condições de potência da rede acima do limite contratado (P_{contr}), ou de exportação de energia respectivamente. A margem de histerese funciona como uma faixa de antecipação em torno do limite de interesse, utilizada para evitar o efeito de *chattering* mencionado em Pinto et al. (2022), que são comutações excessivas quando a potência medida oscila próxima do valor de referência.

Outro parâmetro de atuação do sistema é a Média Móvel Exponencial (EMA) corrente de cada fase ($\bar{P}_{\kappa,t,EMA}$). Este valor é atualizado a cada execução do sistema, mesmo que um comando ainda esteja sendo executado pelos equipamentos, por exemplo, um comando para aumentar a potência. O sistema continua calculando a média móvel para antecipar a próxima atuação dos armazenadores.

Para a recarga noturna, entre 23 horas e 7 horas da manhã seguinte, o sistema calcula o valor da potência necessária para atingir um estado de carga de 80% durante o intervalo da janela noturna, definida entre as 23 horas e as 7 horas do dia seguinte. Como exemplo, se o sistema inicia a recarga as 23 horas com $SoC = 60\%$, ele possui 8 horas para realizar a recarga até o $SoC_{max} = 80\%$. Assim, o sistema distribui o valor da potência necessária para o carregamento entre as fases da microrrede. A potência de recarga possui restrições físicas como, limite da fase e total dos conversores, além do limite do contrato de potência com a rede concessionária.

Enquanto a notação P_{pv} pode ser empregada de forma mais geral para se referir à potência associada ao sistema fotovoltaico, o termo $P_{pv,efetivo}$ destaca especificamente a parcela instantânea de geração solar que efetivamente participa do balanço de potência da microrrede. Com relação as baterias, definem-se as variáveis, $P_{bat_j,dsch}$ e $P_{bat_j,chg}$ com $j \in \{1, \dots, n\}$, que representam as potências do conjunto de baterias durante a descarga e o carregamento de energia. Igualmente define-se as variáveis $P_{sc_\ell,dsch}$ e $P_{sc_\ell,chg}$, que representam respectivamente as potências de descarga e de recarga dos supercapacitores, com $\ell \in \{1, \dots, m\}$.

4.2.1 Rede Concessionária: Tarifa Dinâmica por Bandeira e Tributos

Nesta seção descreve-se a composição do cálculo do custo da energia fornecida pela rede concessionária, considerando a tarifa horária, a incidência de tributos, as bandeiras tarifárias e os limites contratuais de potência. Estes componentes são essenciais para o cálculo do custo efetivo da energia, que auxilia a tomada de decisão sobre o despacho dos armazenadores.

Preço base por horário (sem tributos): A tarifa por bandeiras (TB) sem tributos (R\$/kWh) depende do horário de consumo de energia, pois, nos horários intermediários e de ponta verifica-se o maior custo da energia fornecida pela rede concessionária. O cálculo do preço base por horário sem a adição de tributos é calculado pela Equação 25.

$$c_{TB,s-trib} = \begin{cases} 1,07048 \text{ (R$/kWh)}, & 18:30 \leq t < 20:30 \text{ (Ponta)}, \\ 0,71178 \text{ (R$/kWh)}, & 16:30 \leq t < 18:30 \text{ e } 20:30 \leq t < 22:30 \text{ (Intermediário)}, \\ 0,52352 \text{ (R$/kWh)}, & 22:30 \leq t < 16:30 \text{ (Fora Ponta)}. \end{cases} \quad (25)$$

Os valores de tarifa antes da consideração dos tributos na Equação 25, foram definidos com base nos praticados pela companhia Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC) para o ano de 2025, podendo variar por localidade, assim como as penalizações por infração do regime de contrato de potência. Desta forma, os valores tarifários empregados nesta modelagem correspondem ao estudo adotado para Santa Catarina e não devem ser interpretados como automaticamente válidos para outras concessionárias brasileiras, mas ainda sendo possível a aplicação desta formulação em outras localidades desde que alterado para as condições praticadas no local analisado.

Tributos e bandeira: Como parte integrante do custo da energia e composição do cálculo do preço da energia, consideram-se os impostos sobre o faturamento das empresas, Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) em Santa Catarina, corresponde a carga tributária estadual sobre circulação de bens e serviços no estado. Os impostos, Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), são impostos federais incidentes na composição do custo. Para a composição dos valores destas três alíquotas, assumiu-se médias de impostos de um intervalo de 24 meses de 2024 a 2025, sendo: $PIS = 0,0071$, $COFINS = 0,0322$, e o valor fixo do imposto estadual $ICMS = 0,25$. A aplicação em outras localidades necessita de alteração dos parâmetros tarifários e tributários correspondentes. O fator de tributação calculado pela CELESC é apresentado na Equação 26.

$$F_{trib} = \frac{1}{(1 - PIS - COFINS)} \cdot \frac{1}{(1 - ICMS)}. \quad (26)$$

O preço da energia com tributos é definido como, $c_{TB,c-trib} = c_{TB,s-trib} F_{trib}$. A variável, $bandeira_{s-trib}$, representa a bandeira tarifária mensal sem tributos. A bandeira mensal com tributos é definida por: $bandeira_{c-trib} = bandeira_{s-trib} F_{trib}$. Na Equação 27, a variável $C_{grid,energy}$ representa o custo efetivo unitário da energia comprada da rede em um dado intervalo, considerando a tarifa horária com tributos e bandeira tarifária vigente. Dessa forma, essa variável funciona como a referência econômica para calcular o custo instantâneo da energia importada da concessionária.

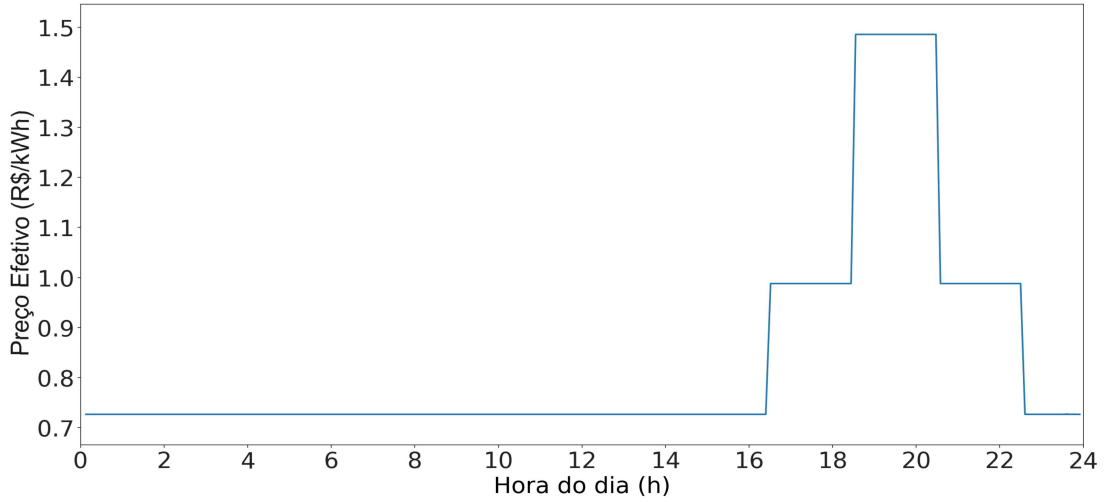
$$C_{grid,energy} = c_{TB,c-trib} + bandeira_{c-trib}. \quad (27)$$

Na Figura 5, pode-se observar o custo efetivo da energia com os tributos em diferentes horários do dia, considerando entre as 22:30 horas e as 16:30 horas do dia seguinte como horário fora de ponta (tarifa mais baixa), entre as 16:30 e 18:30 horas, e entre às 20:30 e 22:30 horas como horário de tarifa intermediária, e por fim, entre 18:30 e 20:30 horas como horário de tarifa de ponta com o preço mais caro. Os valores de tarifa apresentados foram extraídos da CELESC para o ano de 2025.

4.2.2 Conversor da Rede Concessionária (*Back-to-Back*)

Neste ponto, vale destacar a origem dos parâmetros utilizados: os valores tarifários e contratuais associados à compra de energia foram obtidos da CELESC, enquanto os limites técnicos de potência, vida útil e capacidade energética dos conversores e armazenadores foram obtidos da documentação técnica dos fabricantes dos equipamentos adotados na microrrede.

Figura 5 – Custo Efetivo da Energia da Rede Concessionária.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Para o custo unitário médio ao longo da vida e alguns valores econômicos consolidados, são resultados da modelagem desenvolvida e portanto, são parâmetros deste estudo, e não são valores universais.

Com base nos dados dos fabricantes dos equipamentos, como vida útil, capacidade de energia fornecida e potência, têm-se a quantidade de energia produzida ao longo da vida do equipamento expresso por: $E_{conv,total}$ (kWh), com o custo total de aquisição do equipamento $C_{conv,total}$ em reais (R\$), e a potência nominal $P_{conv,max}$ em (kW). Com estas variáveis, define-se na Equação 28, o custo em reais médio do kWh produzido.

$$C_{grid,conv} = \frac{C_{conv,total}}{E_{conv,total}} \quad (\text{R\$/kWh}) \quad (28)$$

A potência do conversor da rede concessionária deve estar dentro da faixa de operação recomendada pelo fabricante: $0 \leq P_{grid} \leq 0,8 P_{conv,max}$. Outro ponto importante é o limite efetivo de potência contratada com a rede concessionária para a microrrede. A gestão efetiva do contrato auxilia na redução de custos com a compra de energia, mas exige atenção com relação ao consumo, sobretudo nos horários de ponta onde a energia é mais cara. A ultrapassagem de potência contratada implica em elevação do custo da energia, através das penalizações associadas ao contrato de energia estabelecido com a rede. A Equação 29, calcula o limite disponível efetivo em que P_{contr} é a potência contratada por fase, $P_{conv,max}$ é a potência nominal do conversor por fase e o valor de 0,8 representa o limite operacional seguro do equipamento indicado pelo fabricante.

$$P_{grid,lim} = \min(P_{contr}, 0,8 P_{conv,max}) \quad (29)$$

Para o valor da potência da rede (P_{grid,p_otim}), considera-se uma restrição que assegura que o valor da potência seja suficiente para que no próximo instante de tempo, o valor da potência da rede não exceda p_otim , descrito na Equação 30.

$$0 \leq P_{grid,p_otim} \leq P_{grid,lim} \quad (30)$$

O conversor de rede não é controlado pela abordagem Determinística e pela abordagem de Otimização, então o valor da potência consumida da rede (P_{grid,p_otim}) é equivalente ao valor resultante do balanço de potência, sendo fixado neste intervalo. Frequentemente o balanço de potência sofre alteração dentro do intervalo de controle, desta forma, permite-se exceder o valor da potência da rede acima de 80% ($0,8 P_{conv,max}$), mediante a penalização $\hat{p}_{conv} \geq 0$. Com isso, o conversor de rede responde rapidamente à demanda para equilibrar a potência do sistema antes da próxima avaliação de custo de energia, o que envolve a atuação dos armazenadores de energia.

4.2.3 Custo da Energia da Rede Concessionária

O custo total da energia comprada da rede principal é calculado com base, nos custos de energia contratada com preços dinâmicos, compostos por: preços baseados em bandeiras tarifárias por horário, impostos como PIS, COFINS e ICMS, juntamente com os limites estabelecidos em contrato para o consumo de potência, e expresso pela Equação 31.

$$c_{grid} = C_{grid,energy} + C_{grid,conv} \quad (31)$$

A energia importada da rede é definida na Equação 32.

$$E_{grid,import} = P_{grid} \cdot \Delta t_h \quad (32)$$

A função de custo da energia comprada da rede elétrica concessionária é definida como F_{c-grid} que é igual ao custo da energia da rede multiplicado pela energia importada da rede no intervalo considerado. A Equação 33 representa a função de custo da energia comprada da concessionária.

$$F_{c-grid} = c_{grid} E_{grid,import} \quad (33)$$

4.2.4 Sistema Fotovoltaico: Energia Total e Custo kWh

Considera-se que a vida útil do Sistema Fotovoltaico (PV) instalado no laboratório nPEE é de 20 anos. Representado pela variável $T_{life} = 20$, e produção total esperada, E_{total} (kWh), ao longo de 20 anos. O valor de E_{total} , foi encontrado através da análise do perfil solar dos

últimos 12 meses. Assim, foi extrapolado o valor da produção solar para um período de 20 anos e determinando o custo unitário do kWh do PV através do custo inicial de investimento $C_{investimento}$ (R\$), conforme calculado na Equação 34.

$$c_{pv} = \frac{C_{investimento}}{E_{total}} \quad (\text{R\$/kWh}). \quad (34)$$

A potência do PV utilizada é expressa pela faixa de valores, $0 \leq P_{pv,efetivo} \leq P_{pv,max}$, onde $P_{pv,efetivo}$ é a variável instantânea da potência produzida. A energia solar instantânea é definida pela Equação 35.

$$E_{pv} = P_{pv,efetivo} \cdot \Delta t_h \quad (35)$$

Contudo, pode haver envio de energia solar para a rede principal, quando os armazenadores estiverem com, *State of Charge* (*SoC*) no limite máximo, e não houver cargas o suficiente para consumir esta energia. A rede concessionária pode absorver a energia excedente da microrrede, assim, $P_{pv,export} \geq 0$, onde o parâmetro *export* é a energia exportada para a rede, e deve estar balanceado com a energia disponível para uso, denotado pela Equação 36.

$$P_{pv,export} = P_{pv,efetivo} - P_{demanda} - \sum_{j=1}^m P_{bat_j,chg,max} - \sum_{\ell=1}^n P_{sc_{\ell},chg,max} \quad (36)$$

Onde, $P_{pv,efetivo}$ é a diferença entre o somatório de toda a demanda ($P_{demanda}$) que é o valor total da potência instantânea consumida pelas cargas, e também consumida pelos armazenadores em modo durante a *recarga*. $P_{bat_j,chg,max}$ representa a potência máxima que o conjunto de baterias j pode absorver durante a recarga, considerando os limites do conversor e do *SoC*. $P_{sc_{\ell},chg,max}$ representa a potência máxima que o supercapacitor ℓ pode absorver durante a recarga, considerando os limites do equipamento.

4.2.4.1 Custo e Penalizações

A função de custo da energia produzida pelo sistema fotovoltaico é definida como F_{c-pv} , igual ao custo da energia do sistema fotovoltaico multiplicado pela potência produzida em um dado intervalo de tempo, obtida através da Equação 37.

$$F_{c-pv} = c_{pv} E_{pv} \quad (37)$$

Para os casos de exportação de energia para a rede concessionária, quando o valor de $P_{pv,export} > 0$, gera-se uma penalização, $\hat{p}_{export}$ sobre a quantidade de energia exportada $E_{pv,export}$. A energia exportada para a rede concessionária, ($E_{grid,export}$), é definida na Equação 38. Isso se

faz necessário para direcionar o uso da energia solar para os armazenadores, caso o SoC esteja abaixo do limite máximo.

$$E_{grid,export} = \hat{p}_{export} E_{pv,export} \Delta t_h. \quad (38)$$

A função de custo da energia exportada (Equação 39) para a rede elétrica concessionária é definida como, F_{c-pv_export} , sendo igual ao custo instantâneo da energia da rede, multiplicado pela quantidade de energia solar exportada ($E_{pv,export}$) para rede em um dado intervalo de tempo.

$$F_{c-pv_export} = c_{grid} E_{pv,export} \Delta t_h \quad (39)$$

4.2.5 Baterias: Ciclos, Faixa Operacional, Custo por kWh e Energia de Carga

O conjunto de baterias, por recomendação do fabricante (Resonac Corporation, 2026), deve operar com estado de carga (SoC) entre, $SoC_{bat,min} = 20\%$ e $SoC_{bat,max} = 80\%$ da capacidade nominal, esta faixa de operação equivale ao fornecimento de energia de um ciclo do conjunto de baterias representado pela variável $E_{bat,cap}$ (kWh). Assim, a energia utilizável por ciclo é definida como:

$$E_{bat,usef} = 0,60 E_{bat,cap} \quad (40)$$

Com $N_{bat,cycles}$ ciclos completos (CIC), a energia total equivalente a vida útil é expressa pela Equação 41.

$$E_{bat,life} = N_{bat,cycles} E_{bat,usef} \quad (41)$$

O custo de investimento do conjunto de baterias, C_{bat_j} , é o custo do banco de baterias, acrescido do valor do conversor de energia CC-CA e CA-CC pela variável $C_{bat,conv}$. O custo da energia fornecida pelo conjunto de bateria é definido na Equação 42.

$$c_{bat_j} = \frac{C_{bat_j} + C_{bat,conv}}{E_{bat,life}} \quad (\text{R\$/kWh}) \quad (42)$$

4.2.5.1 Ciclo de Transferência de Energia e Estado de Carga

Por convenção de valores, a potência de descarga é definida como sendo $P_{bat_j,dSCH} \geq 0$, representando uma fonte dentro do sistema da microrrede, enquanto à potência durante o carregamento $P_{bat_j,CHRG} < 0$ possui sinal negativo igual as cargas conectadas. Os valores de $P_{bat_j,dSCH}$ e $P_{bat_j,CHRG}$ são limitados por sua potência máxima, ($P_{bat_j,dSCH,max}$) durante a descarga ou

durante o carregamento ($P_{bat,j,chg,max}$), não podendo haver simultaneidade de ações. Para isto, uma penalização é aplicada, impedindo este tipo de ação pelo sistema: $\hat{p}_{bat} \cdot P_{bat,j,dsch} \cdot P_{bat,j,chg}$.

O ciclo de transferência de energia total para determinar o custo do kWh processado pela bateria é calculado como, o somatório das potências de descarga e carregamento no intervalo Δt_h e pode ser expresso através da Equação 43.

$$E_{bat,cycle} = (P_{bat,j,dsch} + P_{bat,j,chg}) \cdot \Delta t_h \quad (43)$$

O estado de carga atual das baterias ($SoC_{bat,j}$) possui papel central na otimização e redução da dependência da energia da rede concessionária. O valor do $SoC_{bat,j}$, é definido como a razão entre a energia atual sobre a capacidade do conjunto de baterias, conforme a Equação 44.

$$SoC_{bat,j} = \frac{E_{bat,j}}{E_{bat,cap}} \quad (44)$$

O sistema deve atuar dentro da faixa de operação segura que garante a vida útil da bateria nos limites definidos pelo fabricante. Portanto, esta é uma restrição operacional quanto ao uso das baterias, ou seja, o valor de estado de carga futuro deve estar dentro dos limites inferior e superior:

$$SoC_{bat,min} \leq SoC_{t+1,bat,j} \leq SoC_{bat,max}$$

Por definição, o $SoC_{t+1,bat,j}$ pode ser expresso em função do estado de carga atual $SoC_{bat,j}$, onde o somatório das potências de descarga e recarga, multiplicado pelo intervalo de tempo discreto Δt_h , em relação à energia em kWh equivale a um ciclo de operação e expresso pela Equação 45.

$$SoC_{bat,j}(t+1) = SoC_{bat,j}(t) + (P_{bat,j,chg} - P_{bat,j,dsch}) \cdot \frac{\Delta t_h}{E_{bat,cap}} \quad (45)$$

4.2.5.2 Função de Custo da Energia de Descarga e Recarga das Baterias

O sistema fotovoltaico reduz a dependência de energia da rede principal ao fornecer energia aos barramentos em que as cargas da microrrede estão conectadas. Em períodos de baixa demanda, poderá haver excesso de energia produzida pela geração solar. Por este motivo, adota-se como estratégia de controle, a priorização do uso da energia solar excedente e o valor faltante de energia para atingir $SoC = 80\%$ no carregamento noturno. O objetivo de reduzir a importação de energia e o custo operacional, assim, a potência do sistema solar disponibilizada para o carregamento das baterias é definida pela Equação 46.

$$P_{pv,sc_\ell} = \min(P_{pv,disp}, P_{sc_\ell,chg,max}) \quad (46)$$

Como critério de priorização, se estabelece a priorização de uso da energia do sistema fotovoltaico para o carregamento dos supercapacitores. A energia não utilizada para este fim, é utilizada para carregar as baterias, conforme a Equação 47.

$$P_{pv,bat_j} = \min((P_{pv,disp} - P_{pv,sc_\ell}), P_{bat_j,chrq}) \quad (47)$$

A potência excedente do sistema fotovoltaico ($P_{pv,exc}$), depois de alimentar as cargas e recarregar os armazenadores (baterias e supercapacitores) é disponibilizada para a rede concessionária, definida pela Equação 48.

$$P_{pv,exc} = \max(0, (P_{pv,disp} - P_{demanda})) \quad (48)$$

A potência exportada do sistema solar para a rede concessionária é a diferença entre a potência excedente, e o somatório de potência instantâneas das cargas ($P_{demanda}$), definida na Equação 49.

$$P_{pv,export} = \max(0, (P_{pv,exc} - P_{demanda})) \quad (49)$$

A potência da rede concessionária para carregar as baterias é a diferença entre a potência instantânea das baterias em carregamento ($P_{bat_j,chrq}$), e a potência do sistema solar disponível, (P_{pv,bat_j}), expressa na Equação 50.

$$P_{grid,bat_j} = |P_{bat_j,chrq} + P_{pv,bat_j} + P_{demanda} - P_{grid,sc_\ell}| \quad (50)$$

Nesta formulação, o termo $P_{demanda}$ deve ser entendido como a parcela de fechamento do balanço de potência do barramento representando todas as cargas não controláveis conectadas ao sistema, não se referindo os armazenadores no momento de carregamento. As variáveis $P_{bat_j,chrq}$ representa a Com as equações das potências, 46 até 50 para o carregamento das baterias, pode-se expressar a energia de carregamento das baterias e o custo, como sendo:

$$E_{pv,grid,bat_j} = (P_{grid,bat_j} + P_{pv,bat_j}) \cdot \Delta t_h \quad (51)$$

O termo $E_{pv,grid,bat_j}$ indica que a energia de carregamento atribuída ao conjunto de baterias pode ser composta por parcelas provenientes do sistema fotovoltaico e da rede concessionária.

$$c_{pv,grid,bat_j} = (c_{grid} \cdot P_{grid,bat_j} + c_{pv} \cdot P_{pv,bat_j}) \cdot \Delta t_h \quad (52)$$

Como o custo deve ser associado à energia processada no intervalo, a expressão acima combina custo unitário e potência instantânea para obter a parcela monetária correspondente ao

carregamento durante um intervalo Δt_h . Por fim, a função de custo da energia das baterias é uma composição do custo da energia utilizada na recarga do banco de baterias, considerando uma parcela proveniente da rede concessionária e a outra parcela proveniente do sistema fotovoltaico, definida na Equação 53.

$$F_{c-bat} = c_{bat_j} + c_{pv,grid,bat_j} \quad (53)$$

Na Equação 53, F_{c-bat} é igual ao custo da energia produzida pelo conjunto de baterias, somado a energia da rede e solar utilizados durante o carregamento. O termo c_{bat_j} , representa o custo dos equipamentos bateria e conversor para a produção de cada kWh .

4.2.6 Supercapacitores: Ciclos, Faixa Operacional, Custo por kWh e Energia de Carga

Os Supercapacitores (SCs) são armazenadores de energia que podem fornecer grande quantidade de energia de maneira rápida. No entanto, não são capazes de manter a taxa de transferência por grande período de tempo, devido sua capacidade de energia limitada pelo tipo de armazenamento de energia por campo eletromagnético. Esta microrrede, possui dois supercapacitores que são denominados nesta modelagem pela variável ℓ , mas poderia haver n supercapacitores, sendo $\ell \in \{1, \dots, n\}$.

A capacidade energética de cada supercapacitor é expressa por $E_{sc_\ell, cap}$ (kWh), e a faixa de operação é determinado pelo fabricante do equipamento, que deve operar entre $SoC_{sc_\ell, min} \leq SoC_{sc_\ell} \leq SoC_{sc_\ell, max}$, onde $SoC_{sc_\ell, min} = 20\%$ e $SoC_{sc_\ell, max} = 80\%$. SoC_{sc_ℓ} é o estado de carga instantâneo do supercapacitor. A energia utilizável por ciclo equivale a 60% da capacidade do supercapacitor, expressa na Equação 54.

$$E_{sc_\ell, usef} = 0,60 E_{sc_\ell, cap} \quad (54)$$

O ciclo de transferência de energia dos supercapacitores é determinado pelo somatório da corrente usada durante a descarga e a carga em um intervalo Δt_h , definido na Equação 55.

$$E_{sc_\ell, cycle} = (P_{sc_\ell, dsch} + P_{sc_\ell, chrg}) \Delta t_h \quad (55)$$

Com a energia de um ciclo do supercapacitor ($E_{sc_\ell, cycle}$), e a quantidade de ciclos de operação representado pela variável $N_{sc_\ell, cycles}$, que é uma estimativa de ciclos completos de recarga e descarga que o supercapacitor ℓ pode realizar ao longo da vida útil. Desta forma, pode-se estimar a quantidade de energia processada durante sua vida útil, expresso na Equação 56.

$$E_{sc_\ell, life} = N_{sc_\ell, cycles} E_{sc_\ell, usef} \quad (56)$$

O somatório do custo de aquisição do conjunto, composto pelo supercapacitor (C_{sc_ℓ}) e conversor ($C_{sc_\ell,conv}$) é o custo total de investimento, que dividido pelo total de energia processada durante a vida útil, resulta no custo aproximado da energia fornecida pelo supercapacitor, expresso na Equação 57.

$$c_{sc_\ell} = \frac{C_{sc_\ell} + C_{sc_\ell,conv}}{E_{sc_\ell,life}} \quad (\text{R\$/kWh}) \quad (57)$$

4.2.6.1 Ciclo de Transferência de Energia e Estado de Carga

A potência de descarga é definida como sendo $P_{sc_\ell,dSCH} \geq 0$, representando uma fonte dentro do sistema da microrrede. No carregamento os supercapacitores atuam como cargas, e o sinal da potência consumida é $P_{sc_\ell,CHrg} < 0$. Os valores de $P_{sc_\ell,dSCH}$ e $P_{sc_\ell,CHrg}$ são limitados por sua potência máxima ($P_{sc_\ell,dSCH,max}$), durante a descarga ou ($P_{sc_\ell,CHrg,max}$) durante o carregamento. Como restrição sobre a atuação dos armazenadores não pode haver simultaneidade de ações. Para isto, uma penalização é aplicada para que seja impedido este tipo de ação pelo sistema, definida como: $\hat{p}_{sc_\ell} P_{sc_\ell,dSCH} \cdot P_{sc_\ell,CHrg}$.

O ciclo de transferência de energia total para determinar o custo do kWh processado pelos supercapacitores é calculado como, o somatório das correntes de descarga e carga no intervalo Δt_h , expresso através da Equação 58.

$$E_{sc_\ell,cycle} = (P_{sc_\ell,dSCH} + P_{sc_\ell,CHrg}) \cdot \Delta t_h \quad (58)$$

O estado de carga dos supercapacitores (SoC_{bat_j}), é definido como a razão entre a energia atual sobre a capacidade do supercapacitor, conforme a Equação 59.

$$SoC_{sc_\ell} = \frac{I_{sc_\ell,dSCH} + I_{sc_\ell,CHrg}}{Cap_{sc_\ell}} \cdot \Delta t_h \quad (59)$$

O valor futuro do estado de carga (SoC_{t+1,sc_ℓ}), deve estar dentro dos limites, inferior e superior $SoC_{sc_\ell,min} \leq SoC_{t+1,sc_\ell}(t+1) \leq SoC_{sc_\ell,max}$. Assim, por definição o SoC_{t+1,sc_ℓ} (Equação 60) pode ser expresso em função do estado de carga atual (SoC_{sc_ℓ}), e da razão entre o somatório das correntes de descarga e recarga dividido pela capacidade do supercapacitor num intervalo de tempo Δt_h .

$$SoC_{t+1,sc_\ell} = SoC_{sc_\ell} + (I_{sc_\ell,CHrg} - I_{sc_\ell,dSCH}) \cdot \frac{\Delta t_h}{Cap_{sc_\ell}} \quad (60)$$

A priorização dos SCs antes das baterias em eventos de controle de pico para atenuar inicialmente a alta demanda das cargas, deve ocorrer através do processo de gerenciamento para encontrar soluções de menor custo operacional das fontes. Os SCs possuem capacidade de

armazenamento de energia inferior ao do conjunto de baterias, no entanto, a potência entregue durante a descarga é muito maior. Além disso, possui um decaimento quadrático, ou seja, se esgota rapidamente não sendo possível manter a demanda por muito tempo.

Para manter a tensão do sistema a potência reduz drasticamente com o tempo, uma característica intrínseca desta tecnologia de armazenagem de energia. Com isto, as baterias devem assumir o papel de manter as cargas pelo período necessário até que o evento de controle de pico seja encerrado.

4.2.6.2 Função de Custo da Energia de Descarga e Recarga dos Supercapacitores

A potência da rede concessionária para carregar os supercapacitores, é expressa pela Equação 61, a diferença entre a potência instantânea dos supercapacitores em carregamento ($P_{sc\ell,chg}$), e a potência do sistema solar disponível para carregar os supercapacitores ($P_{pv,sc\ell}$).

$$P_{grid,sc\ell} = |P_{sc\ell,chg} + P_{pv,sc\ell} + P_{demanda} - P_{grid,batj}| \quad (61)$$

De mesma forma, com que foi apresentado para as baterias, esta equação representa um fechamento do balanço de potência para o carregamento do SESS. Assim, ela não deve ser interpretada, como a transferência direta de energia do BESS ou da rede concessionária para o supercapacitor. Conforme apresentado nas Equações 62 e 63, onde a energia do sistema solar disponível para o armazenamento da energia dos supercapacitores é representado pela variável $E_{pv,grid,sc\ell}$, enquanto, o custo da energia armazenada no supercapacitor é representado pela variável $c_{pv,grid,sc\ell}$.

$$E_{pv,grid,sc\ell} = (P_{grid,sc\ell} + P_{pv,sc\ell}) \cdot \Delta t_h \quad (62)$$

O termo $E_{pv,grid,sc\ell}$ representa a energia total de carregamento dos supercapacitores no intervalo Δt_h , onde defini-se as parcelas de origem fotovoltaica e da rede concessionária.

$$c_{pv,grid,sc\ell} = (c_{grid} \cdot P_{grid,sc\ell} + c_{pv} \cdot P_{pv,sc\ell}) \cdot \Delta t_h \quad (63)$$

Como o custo deve ser associado à energia processada no intervalo, a expressão acima combina custo unitário e potência instantânea para obter a parcela monetária correspondente ao carregamento durante um intervalo Δt_h . A função de custo da energia dos SCs é apresentada na Equação 63, como uma composição entre, o custo da energia empregada na recarga dos supercapacitores, considerando uma parcela proveniente da rede e outra parcela proveniente do sistema fotovoltaico. Na Equação 64 apresenta-se a função de custo da energia processada pelo conjunto de supercapacitores somado ao custo da energia utilizada para a recarga.

$$F_{c-scj} = c_{sc\ell} + c_{pv,grid,sc\ell} \quad (64)$$

A Equação 64 representa a composição do custo da parcela da energia da rede e solar ($c_{pv,grid,sc_\ell}$) que são utilizadas para a recarga dos supercapacitores. Desta forma, a função do custo da energia utilizada do SESS (F_{c-sc_j}) é igual ao custo da energia armazenada, considerando as fontes disponíveis e utilizadas durante o carregamento, juntamente com o custo de aquisição do supercapacitor e conversor.

4.2.7 Função Objetivo da Abordagem Determinística

O equilíbrio de potência entre fontes e cargas ($P_{cargas,total}$) é fundamental para o controle de uma microrrede. Neste trabalho, é uma restrição operacional verificada a cada instante para a tomada de decisão sobre a otimização do sistema, assim como, o intervalo de tempo em que a microrrede tem os parâmetros de energia otimizados com base na redução do custo da energia.

O balanço de potência desta microrrede, cujo cálculo é apresentado na Equação 65, leva em consideração a modelagem e as condições apresentadas para a sua composição. Quanto aos dispositivos armazenadores como, o conjunto de baterias e supercapacitores, ressalta-se que não pode haver simultaneidade de ação, ou seja, não podem carregar e descarregar energia ao mesmo tempo.

$$P_{grid} + P_{pv,efetivo} + \sum_{j=1}^m P_{bat_j,dsch} + \sum_{\ell=1}^n P_{sc_\ell,dsch} = P_{demanda} + \sum_{j=1}^m P_{bat_j,chrq} + \sum_{\ell=1}^n P_{sc_\ell,chrq} \quad (65)$$

A formulação realizada, possibilita a construção da função objetivo do método determinístico, que visa minimizar o custo de energia consumida e a dependência da rede concessionária, através do uso do sistema fotovoltaico e dos armazenadores de energia. São tomados os valores instantâneos de potência das cargas e fontes, variáveis operacionais dos equipamentos como o SoC , a fim de tomar a decisão sobre qual a configuração do sistema fornece o menor custo de energia em um intervalo de tempo Δt_h . Esta modelagem não se limita à função objetivo, a avaliação das decisões também incorpora as restrições operacionais apresentadas neste capítulo, como os limites de potência dos conversores e das fases, as faixas seguras de SoC dos armazenadores, as histereses de controle, o limite contratado no PAC, a impossibilidade de carga e descarga simultâneas e as regras de recarga noturna. A função objetivo do método determinístico é apresentada na Equação 66.

$$FO_{deterministico} = \min \sum \left[F_{c-grid} + F_{c-pv} + F_{pv,export} + \sum_{j=1}^m F_{c-bat_j} + \sum_{\ell=1}^n F_{c-sc_\ell} \right] \quad (66)$$

A implementação da abordagem Determinística utiliza rotinas auxiliares de inicialização, atualização das leituras, cálculos da média móvel exponencial e verificação dos limites operacionais dos armazenadores. Estas rotinas do sistema são abordadas na Seção 4.4, com pseudocódigos que exemplificam a execução do controlador.

4.3 ABORDAGEM OTIMIZADA DA MICRORREDE

Para fins de comparação com a abordagem Determinística, foi desenvolvida uma modelagem para descrever o sistema de gerenciamento dos armazenadores desta microrrede, com base no algoritmo *Differential Evolution* (DE). Na modelagem, utilizou-se a lógica apresentada na Seção 4.2 em relação as variáveis básicas de inicialização para manter a compatibilidade com a abordagem Determinística, além da formulação e metodologia de precificação apresentada nas Equações de 25 até 65.

Mantém-se nesta formulação, o conjunto de fases $PHASES = \{A, B, C\}$, cujo índice $k \in PHASES$ identifica a fase analisada, o índice i identifica o indivíduo da população do DE e o índice $s \in \{B, S\}$ o recurso de armazenamento, sendo B o BESS e S o SESS.

Ao contrário da versão Determinística, em que as decisões são baseadas em estados discretos dos equipamentos, por exemplo, se o BESS possui SoC maior do que 40% para descarregar, a abordagem Otimizada realiza uma avaliação individual das fases e aplica um ajuste de potência dos armazenadores conforme os critérios explicados na Seção 4.2. São considerados conjuntamente, a potência de importação da rede, o limite contratado, o estado de carga dos armazenadores e critérios econômicos e técnicos instantâneos, mantendo a atuação por fase com as respectivas restrições dos conversores da microrrede.

Assim, o algoritmo proposto (Algoritmo 4.1, descrito na Seção 4.4), para o controlador atua diretamente como recurso de otimização, realizando uma correção incremental da potência de despacho dos ESS para cada fase desta microrrede. Cada indivíduo da população representa uma solução candidata que é avaliada por uma função objetivo, e que foi desenvolvida com elementos econômicos e técnicos, mantendo a lógica da formulação Determinística apresentada na Seção 4.2.

4.3.1 Estado Corrente e Componentes da Abordagem Otimizada

Cada componente de controle da microrrede foi modelado com base na potência do conjunto de armazenadores disponíveis que representam os valores operacionais de potência dos equipamentos, considerando as limitações do sistema real. Desta forma, cada equipamento possui um conjunto finito de valores de potência para atuação, se determina a variação máxima por passo de execução do sistema, representando condições de operação realistas.

A representação do estado atual da microrrede no instante Δt , pode ser expressa por um vetor em termos das variáveis de potência, SoC em que $\rho \in \{1, \dots, r\}$ representa o número de armazenadores na microrrede, e σ o tipo do armazenador, descrito por $\sigma \in \{B, S\}$, hora corrente do sistema, dado por: $\mathbf{y}_{t,\kappa,\rho,\sigma} = [P_{t,1}, \dots, P_{t,\kappa}, \bar{P}_{t,1}, \dots, \bar{P}_{t,\kappa}, SoC_{1,\sigma}, \dots, SoC_{r,\sigma}, h_t]$. Onde, $y_{t,\kappa,\rho,\sigma}$ representa os estados correntes das potências, SoC , e horário da leitura e execução do sistema.

O vetor candidato (x_i) é representado pelas potências dos armazenadores de energia que alimentam as k fases da microrrede, com $\kappa \in 1, \dots, k$. Cada indivíduo i da população é definido

como sendo: $\mathbf{x}_i = [P_{1,i}, \dots, P_{\kappa,i}]$, em que $P_{\kappa,i}$ é a potência do i -ésimo indivíduo, na κ -ésima fase. A busca por vetores candidatos é restrita a potência máxima de cada equipamento, ou seja, $\mathbf{P}_{\min} < \mathbf{x}_{ij} \leq \mathbf{P}_{\max}$.

A potência de uma fase do medidor da rede (PAC) na modelagem baseada no algoritmo de otimização DE, é utilizada para prever um vetor candidato, e definida conforme a Equação 67. Seguiu-se a mesma lógica descrita na Equação 22 para a importação, Equação 23 para o excedente, e Equação 24 para a exportação de energia da abordagem Determinística. Estas variáveis são definidas como valores de gatilhos que são calculados pelas variáveis de histerese e predição de potência.

Assim, a potência medida no PAC da fase k antes da ação dos armazenadores é indicada por $P_{\kappa,i,grid}$. A potência prevista no PAC após a aplicação da solução candidata i é definida na Equação 67, sendo que, P_{κ,i,bat_j} e P_{κ,i,sc_ℓ} seguem a convenção de sinais definida. A variável $P_{\kappa,i,pred}$, representa o valor de potência prevista no ponto de acoplamento da fase κ após a aplicação da solução candidata i .

Quando o armazenador descarrega, o termo é positivo e reduz a potência importada da rede, quando recarrega o termo é negativo e aumenta a potência prevista no PAC.

$$P_{\kappa,i,pred} = P_{\kappa,grid} - \sum_{j=1}^m P_{\kappa,i,bat_j} - \sum_{\ell=1}^n P_{\kappa,i,sc_\ell}, \quad k \in PHASES. \quad (67)$$

A partir do cálculo da potência prevista, é possível definir a potência de importação ($P_{\kappa,i,imp}$), o excedente acima do alvo operacional ($P_{\kappa,i,exc}$) e a exportação ($P_{\kappa,i,exp}$). Estas variáveis atuam como indicadores para a tomada de decisão do controlador, e indicam a importação e esportação de energia, bem como o risco de ultrapassagem do limite de demanda contratada.

Na Equação 68, calcula-se a parte positiva da potência prevista e importada da rede. Na Equação 69, calcula-se a potência acima do alvo operacional P_{target} calculado com margem de histerese, indicando risco de ultrapassagem do limite contratado. Na Equação 70, calcula-se a parte negativa da potência prevista, quando a o nível de geração está acima da demanda, ultrapassando a margem de histerese $P_{hst,pv}$.

$$P_{\kappa,i,imp} = \max(0, P_{\kappa,i,pred}), \quad k \in PHASES. \quad (68)$$

$$P_{\kappa,i,exc} = \max(0, P_{\kappa,i,pred} - P_{target}), \quad k \in PHASES. \quad (69)$$

$$P_{\kappa,i,exp} = \max(0, -P_{\kappa,i,pred} - P_{hst,pv}), \quad k \in PHASES. \quad (70)$$

Nas Equações, 69 e 70, as variáveis, P_{target} e $P_{hst,pv}$ representam variáveis de histerese que sinalizam e antecipam condições de potência da rede acima do limite contratado (P_{contr}), ou de exportação de energia respectivamente.

Vale ressaltar que as variáveis de histerese: P_{target} , $P_{hst,pv}$ e $SoC_{B,min,hst}$, $SoC_{B,max,hst}$, $SoC_{S,min,hst}$ e $SoC_{S,max,hst}$ são consideradas na modelagem otimizada, assim como o limite

contratado (P_{contr}), a média móvel exponencial ($\bar{P}_{\kappa,t,EMA}$), e as condição de recarga noturna, entre as 23 horas e as 7 horas da manhã seguinte.

Na inicialização do sistema otimizado, são definidos os parâmetros básicos utilizados pelo controle como as potências dos armazenadores, as variáveis com funções integradoras do sistema, travas de pico e limites operacionais como SoC , variáveis de histerese, variáveis de *step* de potência, bem como dos parâmetros do algoritmo como, o número de indivíduos da população e quantidade de gerações. A Tabela 6 resume as principais variáveis de inicialização da abordagem Otimizada.

Tabela 6 – Variáveis de Inicialização para a Abordagem Otimizada.

Variável	Valor	Descrição
DE_POP_N	10	Tamanho da população evolutiva
DE_GENS	20	Número de gerações
DE_F	0,70	Fator de mutação
DE_CR	0,90	Taxa de recombinação
DE_CAND_STEP	1500W	Limites de busca de cada elemento do vetor candidato
$DE_RAMP_UP_B$	850W	Rampa máxima de subida do BESS por ciclo de atuação
$DE_RAMP_DN_B$	450W	Rampa máxima de descida do BESS por ciclo de atuação
$DE_RAMP_UP_S$	350W	Rampa máxima de subida do SESS por ciclo de atuação
$DE_RAMP_DN_S$	250W	Rampa máxima de descida do SESS por ciclo de atuação

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

No início da execução do sistema são atualizadas as travas de SoC com o objetivo de impedir descarga abaixo do limite mínimo e recarga acima do limite máximo, além do atraso intencional provocado no sistema de controle para refletir uma condição real de resposta física dos armazenadores de energia. A cada execução do controlador, o sistema incrementa a variável, $ctrl_decim$, e a compara com o valor de $CTRL_DECIM$, o que impede a execução do código completo, enquanto a condição não for satisfeita. Ainda sobre o parâmetro $CTRL_DECIM = 333$ corresponde o número de execuções discretas do sistema entre duas atuações consecutivas do controlador, funcionando como um fator entre a taxa de simulação e a de controle do sistema, um *delay* intencional de 300 ms na resposta dos armazenadores diante de um evento de ultrapassagem do limite contratado, para representar de forma fidedigna, um atraso de atuação dos armazenadores como ocorre em ambiente real.

Durante a inicialização da população, considera-se I indivíduos com dimensão (D). São combinadas estratégias para diversificar a população. A Tabela 7 apresenta as estratégias utilizadas para inicializar a população. Após a inicialização dos indivíduos, todos são avaliados em relação ao limite da faixa de operação incremental por execução do sistema, entre $[-1500W, 1500W]$, e pela disponibilidade para atuar na descarga ou na recarga. Desta forma, se o armazenador não puder atuar, todos os componentes associados a potência do BESS ou do SESS recebem o valor zero.

Tabela 7 – Estratégias de Inicialização da População do Algoritmo Otimizado.

Estratégia	Grupo de Solução	Descrição
1	BESS e SESS com despacho zero	Nenhum despacho para os armazenadores
2	Apenas o SESS	O SESS compensa a energia excedente, se $SoC_{\rho,B} > 20\%$
3	Apenas o BESS	BESS assume a energia excedente se $SoC_{\rho,S} > 20\%$
4	Divisão entre BESS e SESS	Divide a participação dos armazenadores
5	Redução da média móvel	Utiliza o BESS para reduzir o risco de média móvel próxima de P_{target}
6	Despacho econômico	Despacho dos armazenadores quando tarifa instantânea é superior ao custo das fontes
7	Potência de recarga do BESS e SESS	Inicializa os indivíduos com a potência calculada para a recarga dos armazenadores durante o período noturno
8	Diversidade pseudoaleatória	Diversidade dos despachos dos armazenadores dentro do limite incremental de potência (P_{incr})

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O Algoritmo 4.1 (Seção 4.4) se baseia na estratégia rand/1/bin apresentada no Capítulo 2, onde para cada indivíduo x_i , escolhe-se três vetores da própria população, e cria-se um vetor mutante que terá algumas características trocadas com a solução atual, para formar um vetor de teste. Isto assegura que haja diversidade das soluções e exploração do espaço de busca. Após a formação do vetor de teste, realiza-se nova avaliação e comparação com um indivíduo da população, se o valor da função *fitness* para o vetor de teste for melhor que o do indivíduo comparado, o vetor de teste assume o lugar do indivíduo na próxima iteração do algoritmo.

4.3.2 Formulação do Problema

O balanço de potência através da avaliação do custo da energia de uma microrrede implica na escolha dinâmica das potências dos armazenadores de energia, para garantir a continuidade operacional e reduzir, o custo instantâneo e a importação de energia da rede concessionária. Nesta seção, descreve-se a formulação com base em critérios econômicos e técnicos dos equipamentos, para garantir uma operação confiável, baseando-se no algoritmo *Differential Evolution* (DE) (Das; Suganthan, 2011).

4.3.2.1 Função Objetivo para Controlar a Potência dos Armazenadores

A formulação adotada para a função objetivo é uma abordagem uni objetivo para manter o equilíbrio de potência e a operação do sistema no menor custo possível. A função visa minimizar os seguintes aspectos: o uso ineficiente das fontes de energia despacháveis (baterias e supercapacitores) para reduzir a dependência da rede concessionária, o controle de pico de potência com base no limite contratado, a atuação sincronizada dos ESS, mudanças incorretas do sistema e a variação da potência fora dos limites de operação.

Desta forma, o Algoritmo 4.1 realiza a busca por soluções candidatas $\mathbf{x}_i = [P_{1,i}, \dots, P_{\kappa,i}]$, uma combinação de despachos dos armazenadores que reduza o custo de operação e mantenha o equilíbrio de potência da microrrede. Essa busca é realizada considerando as restrições operacionais definidas na Tabela 4 e nas equações da modelagem. Como premissa do sistema, considera-se que nas regras de operação, deve-se respeitar às restrições operacionais definidas na Tabela 4.

Sinais positivos indicam descarga dos armazenadores, ou seja, o fornecimento de potência para reduzir a importação da rede concessionária, enquanto, valores negativos representam o recarga, absorvendo energia da rede para a microrrede. Na construção da potência prevista, toma-se como referência o valor de $P_{i,pred} = P_{\kappa,grid}$, com a atribuição do valor zero para o segundo termo da Equação 21.

Na função objetivo (FO) de minimização, os candidatos com menor valor de FO_i são aceitos como solução para a otimização do custo de energia da microrrede. Na Tabela 8, apresentam-se os termos e penalizações que compõem a função objetivo e, que são aplicados a cada fase da microrrede.

O termo econômico ($F_{i,custo}$), definido na Equação 71 avalia o custo instantâneo associado as potências da rede, e do uso dos armazenadores. Considera-se, o custo da energia importada definido na Equação 31, em relação ao valor de importação que pode variar de zero até $P_{\kappa,i,pred}$. O segundo termo desta equação é o somatório do custo da energia do armazenador (bateria ou supercapacitor), Equações 53 e 64, em relação a sua respectiva potência em uso.

$$C_{\kappa,i,cost} = F_{c-grid} \max(0, P_{i,pred}) + F_{c-bat} \sum_{j=1}^m (P_{\kappa,i,bat_j}) + F_{c-sc} \sum_{\ell=1}^n (P_{\kappa,i,sc_{\ell}}). \quad (71)$$

Tabela 8 – Descrição do Termo de Custo e Penalizações da Função Objetivo.

Penalidades	Descrição
$F_{i,custo}$	O termo econômico que garante que o sistema atue em relação ao custo da energia instantânea
$F_{i,pico}$	Penalização de controle de pico para assegurar que o valor da potência de cada fase não seja ultrapassado. Corrigida para não incorrer penalidade de custo sobre a energia consumida acima do contratado
$F_{i,EMA}$	A penalização de média móvel atua para garantir que o valor da potência de cada fase não seja ultrapassado. Corrigida para não incorrer penalidade de custo sobre a energia consumida acima do contratado
$F_{i,exp}$	A penalização de exportação evita a venda de energia quando há possibilidade de redução de importação com o carregamento dos armazenadores
$F_{i,SoC_{p,\sigma}}$	Os termos de SoC para os armazenadores, protegem os armazenadores de atuação excessiva.
$F_{i,noite}$	A penalização de recarga noturna, guia a escolha dos candidatos para encontrar a janela de oportunidade com menor custo de aquisição de energia
$F_{i,rampa}$	A penalização de rampa, limita soluções que alterem demasiadamente a potência atual dos ESS
$F_{i,sobrep}$	A penalização de sobreposição coordena a atuação simultânea do BESS e SESS
$F_{i,prior}$	A penalização de priorização coordena a atuação do BESS e SESS

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O termo de custo é importante, pois, evita que os ESS atuem de forma excessiva no descarregamento quando a importação de energia da rede é reduzida. Assim, este termo ajuda na escolha adequada da solução candidata, verificando se houve ganho econômico com o uso dos ESS. A penalização de pico é uma medida utilizada quando o vetor candidato está acima do alvo P_{target} , descrito na Tabela 4. Isso ocorre, pois o sistema não alcança o valor de controle imediatamente. As variáveis, tempo de resposta físico dos conversores e rampas, são essenciais para a solução deste problema. Na Equação 72, define-se a penalização de pico. Na equação, o sistema considera uma margem de histerese que antecipa a atuação dos controles e não apresenta ganho com a redução da potência da rede abaixo do limite contratado.

$$F_{\kappa,i,pico} = [\max(0, P_{i,pred} - P_{target})]^2 \quad (72)$$

A penalização da média móvel evita situações em que o somatório das potências em um intervalo Δt , sejam maiores que o alvo, mesmo que leituras instantâneas estejam abaixo do P_{contr} . A Equação 73 define esta penalização, antecipando a ação antes que o limite contratado seja infringido.

$$F_{\kappa,i,EMA} = [\max(0, \bar{P}_{\kappa,i,EMA} - P_{target})]^2 \quad (73)$$

A penalização de exportação evita que a energia do sistema fotovoltaico seja vendida para a rede concessionária, já que é a energia de menor custo. Tal recurso proporciona dois benefícios: o primeiro benefício está relacionado com o uso da energia para carregar os armazenadores em caso de exportação, e o segundo benefício está relacionado ao controle que restringe o uso dos armazenadores à alimentação das cargas do sistema da microrrede. A Equação 74 define a

penalização de exportação de energia, impedindo soluções de despacho que façam com que a potência da rede fique negativa.

$$F_{\kappa,i,exp} = [\max(-P_{i,pred} - P_{hst,pv}, 0)]^2 \quad (74)$$

A penalização do *SoC* dos ESS, tem por objetivo proteger os armazenadores contra atuações fora da faixa de operação. São consideradas faixas distintas para o BESS e SESS, pois, possuem tecnologia de armazenamento e cálculos de *SoC* diferentes em relação a forma com que armazenam e despacham a energia. A penalização de estado de carga, é definida na Equação 77, composta pelo somatório da penalização das baterias na Equação 75 e pelo somatório das penalizações dos supercapacitores na Equação 76.

$$F_{i,SoC_{bat}} = \sum_{j=1}^m ([\max(0, SOC_{bat,min} - SOC_{bat_j})]^2 + P_{i,dsch,bat_j}), \quad SOC_{bat,min} = 0,40. \quad (75)$$

$$F_{i,SoC_{sc}} = \sum_{\ell=1}^n ([\max(0, SOC_{sc,min} - SOC_{sc_{\ell}})]^2 + P_{i,dsch,sc_{\ell}}), \quad SOC_{sc,min} = 0,20. \quad (76)$$

$$F_{i,SoC_{p,\sigma}} = F_{i,SoC_{bat}} + F_{i,SoC_{sc}} \quad (77)$$

A penalização de recarga noturna, guia o algoritmo proposto para a escolha do período de menor custo para a aquisição de energia da microrrede. Verificou-se, que ocorre durante o período das 23 horas às 07 horas da manhã do dia seguinte. Caso a janela seja detectada, o sistema calcula a potência necessária para elevar o nível dos armazenadores até 80%. Sem esta penalização os sistemas não seriam guiados a soluções candidatas que façam a recarga dos ESS, pois, a recarga aumenta a importação de energia. Na Equação 78 é definida a penalização noturna.

$$F_{i,noite} = \left[\max(0, \sum_{\sigma=1}^s P_{i,dsch,\sigma}) \right]^2 \quad (78)$$

A penalização de rampa avalia a magnitude da alteração que é proposta pela solução candidata, não se trata da rampa física que o sistema está aplicando aos ESS. A rampa física é tratada pelo método de despacho, suavizando alterações na potência até que se atinja o valor encontrado pelo algoritmo. A Equação 79 descreve a penalização de rampa.

$$F_{\kappa,i,SoC_{p,\sigma}} = \sum_{j=1}^m (P_{\kappa,i,dsch,bat_j} - P_{\kappa,i,dsch,bat_j,anterior}) + \sum_{\ell=1}^n (P_{\kappa,i,dsch,sc_{\ell}} - P_{\kappa,i,dsch,sc_{\ell},anterior}) \quad (79)$$

A penalização de sobreposição coordena a descarga simultânea do BESS e SESS. Isso favorece soluções candidatas que utilizam um recurso por vez, para que a simultaneidade de ações ocorra em momentos específicos, por exemplo, quando o SESS não pode sustentar mais um pico instantâneo, o BESS assume o papel de sustentação. A cooperação é útil, pois os armazenadores possuem finalidade específica, o SESS com resposta mais rápida para efeitos transitórios, e o BESS para sustentação. Neste trabalho o SESS é priorizado em eventos de alta demanda, por sua taxa de resposta maior em comparação ao BESS, enquanto as baterias são utilizadas para sustentar por períodos maiores de controle de pico. A Equação 80 descreve a penalização de sobreposição.

$$F_{\kappa,i,\text{sobrep}} = \begin{cases} \sum_{j=1}^m \max(0, P_{\kappa,i,\text{dsch},\text{bat}_j}) \sum_{\ell=1}^n \max(0, P_{\kappa,i,\text{dsch},\text{sc}_\ell}), & \text{se carregamento} \\ & \text{simultâneo dos ESS;} \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (80)$$

Por fim, a penalização de priorização evita que o BESS assuma diretamente o controle de pico, quando o SESS possui recurso disponível para atuar. Isso cria uma interação e completude com a penalização de sobreposição, que avalia o uso conjunto, enquanto a priorização define qual recurso deve atuar primeiro como recurso de controle. A Equação 81 define a penalização de priorização.

$$F_{\kappa,i,\text{prior}} = \begin{cases} (P_{\kappa,i,\text{desc},\text{bat}_j})^2, & \text{quando, pico de controle ativo e SESS disponível;} \\ (P_{\kappa,i,\text{desc},\text{bat}_j}), & \text{quando, pico de controle ativo e SESS indisponível;} \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (81)$$

Considerando as restrições operacionais e penalizações descritas nas Equações 72 à 81, a função objetivo do problema é a minimização do custo operacional instantâneo da microrrede, expressa na Equação 82.

$$\min FO(\mathbf{x}) = \sum_{\kappa=1}^k C_{\kappa,i,\text{cost}} \quad \text{onde, } k \text{ são as fases da microrrede, e } i \text{ os indivíduos da população} \quad (82)$$

Estas penalizações são aplicadas dinamicamente à medida que ocorrem as infrações. Por exemplo, quanto mais persistente for a instabilidade do sistema em relação ao controle de pico, ele exigirá a atuação de um recurso de armazenamento para equilibrar a potência. De acordo com o uso do ESS em função do estado de carga, o sistema adiciona penalidades, e através da função objetivo avalia o custo das soluções candidatas. Portanto, gera uma penalidade crescente sobre o termo, $C_{\kappa,i,\text{cost}}$ de cada fase.

4.3.3 Controle de Potência dos Armazenadores

O sistema apresentado neste trabalho, combina ações preventivas, corretivas e incrementais sobre as fontes de energia despacháveis. O controle de potência foi realizado com base no algoritmo evolutivo *Differential Evolution* (DE), que gerencia os equipamentos para equilibrar o balanço de potência da microrrede.

O algoritmo de otimização (Algoritmo 4.1) explora espaços de busca de variáveis contínuas, complexos e não lineares, com ampla aplicabilidade em problemas de engenharia. A lógica de execução do Algoritmo DE clássico, realiza a inicialização de uma população (P) com valores econômicos, técnicos e aleatórios, onde cada indivíduo representa uma solução candidata dentro do espaço de busca. Neste trabalho, estes indivíduos são avaliados pela função objetivo apresentada na Equação 82, de acordo com a modelagem do problema, e sujeito as penalidades apresentadas nas Equações 72 até 81. A formulação matemática, permite determinar o indivíduo que possui o melhor valor em relação a função objetivo. Após a etapa de avaliação é realizado a etapa de mutação, que combina soluções candidatas linearmente para formar novas soluções.

A combinação linear de soluções tende a reduzir a diversidade, contribuindo para uma convergência prematura. Por esse motivo, a etapa de recombinação adiciona diversidade às soluções, alterando os valores dos componentes das soluções candidatas e formando novos indivíduos. Isso contribui para que o DE continue buscando soluções melhores. Após a recombinação, os indivíduos da população são avaliados em relação à função objetivo. Se o valor obtido na função objetivo for melhor, os indivíduos atuais da população serão substituídos pelos novos indivíduos.

4.4 ALGORITMOS DA ABORDAGEM PARA GERENCIAMENTO E CONTROLE DA MICRORREDE

Nesta seção, os pseudocódigos que sintetizam a solução para o gerenciamento e controle da microrrede de energia são apresentados. Como mencionado na introdução da Seção 4.3.3, o problema de gerenciamento de microrredes possui variáveis e domínio discretos, sendo necessária a adaptação de etapas de execução do DE clássico. No Algoritmo 4.1, as adaptações são apresentadas.

A adaptação realizada no Algoritmo 4.1 ocorre em dois momentos distintos. A primeira, apresentado na linha 3, serve para garantir que a inicialização dos indivíduos da população ocorra em total acordo com a disponibilidade de recarga e descarga dos armazenadores, considerando o limite de potência por fase, média móvel e recarga noturna. A segunda adaptação é realizada na linha 16 para corrigir os valores do vetor após a etapa de recombinação. Por meio de uma função auxiliar verifica os comandos de potência de cada ESS, para valores dentro dos limites estabelecidos, removendo travas do *SoC* ou travas de recarga noturna. Esta abordagem não interfere na característica da exploração do algoritmo de otimização, e não infringe as restrições aplicáveis de cada equipamento.

Algorithm 4.1: Abordagem Otimizada de Custo da Microrrede

```

1  Procedure OPTIMIZATION_EQUIPMENT_POWER( $SOC_B, SOC_S, h, P_A, P_B, P_C, DE\_POP\_N, DE\_GENS, DE\_F,$ 
    $DE\_CR$ ):
2  begin
   // Inicializar população com comandos válidos de potência
3   $P = \{x_1, x_2, \dots, x_{DE\_POP\_N}\};$ 
   // Avaliar o indivíduo em relação à função objetivo
4  Avaliar  $f(x)$  para cada  $x \in P$ ; // Função Objetivo (Equação 82)
   // Selecionar melhor indivíduo da população
5   $DE\_best \leftarrow$  indivíduo com menor valor de  $f(x)$ ;
6  for  $geracao\ g = 1$  to  $DE\_GENS$  do
7      for indivíduo  $x_i \in P$  do
8          // Gerar vetor de mutação
9          Selecionar aleatoriamente indivíduos,  $x_1, x_2, x_3 \in P$  com  $x_1 \neq x_2 \neq x_3$ ;
10          $v_i \leftarrow x_1 + DE\_F \cdot (x_2 - x_3)$ ; // Mutação DE
11          $j_{rand} \leftarrow \text{randint}(1, n)$ ;
12         // Aplicar operador de recombinação (crossover)
13         for componente  $j$  de  $x_i$  do
14             if  $\text{random\_number} < DE\_CR$  or  $j = j_{rand}$  then // Crossover DE
15                  $u_{ij} \leftarrow v_{ij}$ ;
16             else
17                  $u_{ij} \leftarrow x_{ij}$ ;
18             // Ajustar vetor resultante para valores válidos de potência
19              $u_{ij}^* \leftarrow \text{APPROXIMATION\_VALID\_COMMANDS}(u_{ij}, DE\_CAND\_STEP)$ ; // Call
20             Algoritmo 4.2
21             // Avaliar a nova solução candidata
22             Calcular  $f(u_{ij}^*)$ ; // Função Objetivo (Equação 82)
23             // Critério de substituição
24             if  $f(u_{ij}^*) < f(x_i)$  then
25                  $x_i \leftarrow u_{ij}^*$ ;
26                 if  $f(x_i) < f(x_{best})$  then
27                      $x_{best} \leftarrow x_i$ ;
28             // Armazenar histórico de convergência da geração
29              $\text{convergence\_history}[g] \leftarrow f(x_{best})$ ;
30 return  $x_{best}$ ;
31 end

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

No algoritmo, após a aplicação da avaliação da função objetivo para todas as soluções candidatas, é armazenado o indivíduo com o menor custo encontrado em relação a função objetivo. Na linha 9, é realizada a combinação linear de soluções escolhidas aleatoriamente, que representa a forma com que o algoritmo explora o espaço de busca.

Na linha 12 do Algoritmo 4.1, para cada componente de uma solução é atribuída uma probabilidade de substituição deste elemento se o valor da variável, *number_random* for menor do que o parâmetro de recombinação (*cr*), ou se a posição do elemento atual da solução for igual a posição aleatória atribuída a j_{rand} , que varia de 1 até n . Na linha 16, é realizado a busca de estados válidos para cada componente da nova solução recombinação (u_{ij}^*).

Nas linhas 18 a 22 do Algoritmo 4.1, é realizado a avaliação da solução após a etapa de recombinação (u_{ij}^*). Efetua-se uma comparação direta com a solução candidata atual (x_i) que

o originou. Se o valor da função objetivo, u_{ij}^* for menor que o valor da função objetivo para x_i , é realizada uma atualização dos componentes de x_i . Caso o valor da função objetivo de x_i for menor que o valor da função objetivo em relação ao melhor indivíduo global encontrado, o valor para o melhor indivíduo é atualizado. O histórico de convergência da melhor solução também é atualizado.

No Algoritmo 4.2, apresenta-se o funcionamento da solução para realizar a aproximação para os comandos operacionais válidos de potência, conforme descrito na Tabela 6. Na linha 3, a variável n recebe o valor referente ao tamanho da solução candidata. Entre as linhas 6 e 11, cada componente x_i é limitado ao intervalo de atuação máxima por execução do controlador. Caso a descarga ou a recarga do ESS esteja indisponível, o componente correspondente recebe valor zero, atualizando o componente x_i da solução candidata (x_{cand}).

Algorithm 4.2: Aproximação para Comandos Válidos

```

// Busca o comando válido mais próximo dentro dos limites contínuos
1 Procedure APPROXIMATION_VALID_COMMANDS( $x_{cand}$ ,  $DE\_CAND\_STEP$ ):
2   begin
3      $n \leftarrow \text{size}[x_{cand}]$ ;
4      $step \leftarrow DE\_CAND\_STEP$ ;
5     for  $i \leftarrow 0$  to  $n - 1$  do
6       if  $x_i < -step$  then
7          $x_i \leftarrow -step$ 
8       else if  $x_i > step$  then
9          $x_i \leftarrow step$ 
10      else
11         $x_i \leftarrow x_i$ 
12      if  $x_i > 0$  and descarga do recurso associado indisponível then
13         $x_i \leftarrow 0$ ;
14      if  $x_i < 0$  and recarga do recurso associado indisponível then
15         $x_i \leftarrow 0$ ;
16      return  $x_{cand}$ ;
17   end

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A microrrede utilizada como base para o desenvolvimento deste trabalho, apresentada na Figura 4, opera com um sistema trifásico de 127 V fase-neutro. Considera-se que podem ocorrer desvios em relação a magnitude da potência em cada fase. Por isso, a formulação do problema considera desde o início que o controle é calculado por fase, embora condicionado por limites globais dos conversores e do ponto de acoplamento.

Esta escolha se justifica porque os recursos físicos de conversão são compartilhados pela microrrede, as medições elétricas e os desequilíbrios de potência podem se apresentar de forma distinta entre as fases. Desta forma, o cálculo por fase permite identificar onde há necessidade de correção, ao mesmo tempo que a aplicação continua respeitando os limites operacionais de potência dos conversores e as restrições globais do sistema.

No Algoritmo 4.3, descreve-se a etapa de atualização do sistema, que recebe da microrrede os dados e parâmetros elétricos dos equipamentos, como a potência instantânea do PAC, o horário operacional e o estado de carga dos armazenadores, conforme pode ser visto na linha 3. Em seguida, na linha 8 do Algoritmo 4.3, verifica-se as travas do *SoC* dos ESS, e na linha 10 são calculadas as médias móveis para cada uma das fases.

O valor da média móvel, linha 10 do Algoritmo 4.3, é utilizado para corrigir os desvios de potência que possam colocar em risco a média móvel acima do limite contratado, eventos pré-pico e exportação. As linhas 21, 22 e 23 do Algoritmo 4.3, representam o recebimento dos valores das variáveis operacionais dos equipamentos, com o objetivo de confirmar que o sistema pode continuar operando.

Algorithm 4.3: Atualização do Sistema

```

1  Procedure UPDATE_FNC():
2      begin
3          Carregar dados de inicialização do sistema na primeira execução:
            { $P_A, P_B, P_C, SOC_B, SOC_S, h_t, P_{contr}, c_{grid}, c_{pv}, c_{bat}, c_{sc}, CTRL\_DECIM$ ;
4      while  $crtl\_decim < CTRL\_DECIM$  do
5          |    $crtl\_decim \leftarrow crtl\_decim + 1$ ;
6          |   return;
7       $crtl\_decim \leftarrow 0$ 
8      Atualizar leituras da microrrede: [ $P_A, P_B, P_C, SoC_{bat}, SoC_{sc}, \dots$ ];
9      Calcular a média móvel para fases A, B, C;
10      $P_{EMA}, DE\_flags \leftarrow UPDATE\_MOVING\_AVERAGES\_AND\_FLAGS(SoC_{lock}, P_{target}, \dots)$ ;
11     if  $P_{EMA} > P_{contr}$  then
12         |    $DE\_event\_type \leftarrow peak$ ;
13     else
14         |   if  $P_{EMA} < DE\_EXPORT$  then
15             |    $DE\_event\_type \leftarrow export$ ;
16         |   else
17             |    $DE\_event\_type \leftarrow within\_limits$ ;
18     if  $h_t == time\_execution$  then
19         |    $DE\_event\_type \leftarrow charge$ ;
20     else
21          $check1 \leftarrow CHECK\_STORAGE\_LIMITS$ ;
22          $check2 \leftarrow CHECK\_DISPATCH\_LIMITS$ ;
23          $check3 \leftarrow CHECK\_GRID\_POWER\_LIMITS$ ;
24         if  $check1 \text{ and } check2 \text{ and } check3$  then
25             |   Executar OPTIMIZATION_EQUIPMENT_POWER( $SOC_B, SOC_S, h, P_A, P_B, P_C, DE\_POP\_N,$ 
                |    $DE\_GENS, DE\_F, DE\_CR$ );
26             |   Atualizar  $DE\_out\_history$  e comandos com  $DE\_BEST \leftarrow x_{best}$ ;
27         else
28             |   Manter comando anterior. Registrar motivo de bloqueio em log;
29             |   continue;
30 end

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Na linha 25 do Algoritmo 4.3 é realizada a chamada para a função de otimização dos equipamentos, que é responsável por calcular os comandos absolutos do BESS e SESS. O ajuste

de potência dos armazenadores ocorre devido ao desequilíbrio entre a potência consumida pelas cargas conectadas aos barramentos, a potência medida no PAC e o limite de potência contratadas para a microrrede em cada instante. No Algoritmo 4.4, descrevem-se as estratégias utilizadas para que as decisões de potência e os comandos dos ESS possam ser aplicadas.

O controle é separado por fase para evitar intervenções desnecessárias de uma fase em outra, melhorando a eficiência operacional e reduzindo o uso indevido dos ESS. Essa estratégia é fundamental para evitar interferência de ações entre barramentos, já que uma fase pode apresentar necessidade de controle de pico, enquanto as demais poderiam estar dentro da faixa de operação normal.

Algorithm 4.4: Verificação dos Limites das Fontes de Energia.

```

// Verificação de Limites - Rede Concessionária
1 Procedure CHECK_GRID_POWER_LIMITS( $P_A, P_B, P_C, P_{contr}$ ):
2   begin
3     if  $P_A, P_B$  ou  $P_C$  inválidos then
4       return False;
5     else
6       Calcular importação, exportação e excedente por fase;
7       return True;
8   end

// Verificação de Limites - Despacho DE
9 Procedure CHECK_DISPATCH_LIMITS( $x_{cand}, FLAGS, DE\_BEST$ ):
10  begin
11    if  $USE\_DE\_DISPATCH = 0$  or  $DE\_VALID = 0$  then
12      return False;
13    if  $DE\_IMPROVEMENT\_FLAG = 0$  or  $DE\_BEST \geq -10^{-6}$  then
14      return False;
15    if penalidade de exportação, sobreposição ou hierarquia then
16      return False;
17    if sinal de potência de BESS ou SESS viola disponibilidade de recarga ou descarga then
18      return False;
19    return True;
20  end

// Verificação de Limites - Armazenadores de energia
21 Procedure CHECK_STORAGE_LIMITS( $SOC_{p,m}, SOC_{p,n}, lock_B, lock_S$ ):
22  begin
23    if  $SOC_{p,B} \in [SOC_{B,min}, SOC_{max}]$  or  $SOC_{p,\sigma} \notin [SOC_{S,min}, SOC_{max}]$  then
24      Atualizar travas de SoC;
25       $SOC_{lock,low,B} \leftarrow 0$ ;
26       $SOC_{lock,high,B} \leftarrow 0$ ;
27       $SOC_{lock,low,S} \leftarrow 0$ ;
28       $SOC_{lock,high,S} \leftarrow 0$ ;
29    if  $SOC_{lock,low,B} = 1$  and  $SOC_{p,B} < SOC_{B,min,hst}$  or  $SOC_{lock,high,B} = 1$  and  $SOC_{p,B} > SOC_{B,max,hst}$  then
30      return False;
31    if  $SOC_{lock,low,S} = 1$  and  $SoC_{p,S} < SOC_{S,min,hst}$  or  $ISOC_{lock,high,S} = 1$  and  $SOC_{p,S} > SOC_{S,max,hst}$  then
32      return False;
33    return True;
34  end

```

A média móvel suaviza as flutuações transitórias esperadas para os barramentos, identifica tendências de pico, exportação e aproximação do limite contratado.

A média móvel, calculada por filtragem exponencial representa a média das medições do PAC, e antecipa violações do contrato de potência. O fator de suavização $\alpha_{EMA} \in (0, 1)$, pode ser ajustado para dar maior peso as leituras recentes ou antigas.

$$P_{k,EMA} = P_{k,EMA} + \alpha \cdot (P_k + P_{k,EMA}) \quad \text{onde } k, \text{ representa a fase correspondente.} \quad (83)$$

Essa abordagem permite uma resposta precisa quanto ao momento em que a microrrede enfrenta problemas, como por exemplo, uma alta demanda, possibilitando a aplicação de correções locais devido a separação das ações tomadas por fase. O Algoritmo 4.5 apresenta o cálculo da média móvel exponencial.

Algorithm 4.5: Média Móvel de Potência

```

1 Procedure CALCULATE_MOVING_AVERAGE( $P_{EMA}$ ,  $P_A$ ,  $P_B$ ,  $P_C$ ):
2   begin
3     for cada fase  $k \in \{A, B, C\}$  do
4        $P_{grid} \leftarrow \max(P_k, 0)$ ;
5        $P_{EMA} \leftarrow P_{EMA} + \alpha_{EMA}(P_k - P_{EMA})$ ; // Equação 83
6     return  $P_{EMA}$ ;
7   end

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado a abordagem para gerenciamento e controle de uma microrrede de energia. A Seção 4.1, foi apresentado um detalhamento da microrrede do nPEE para introduzir os elementos constituintes das abordagens propostas baseadas no controle de potência individualizado por fase do PAC por meio dos comandos enviados ao BESS e SESS.

Durante toda execução do sistema considera-se os estados de carga de cada equipamento, bem como a disponibilidade de recarga, descarga e travas econômicas e operacionais no momento da identificação de risco de ultrapassagem de pico ou da média móvel. Essa abordagem não exige conhecimento prévio da potência das cargas que podem ser acionadas a qualquer momento, permitindo o controle em resposta ao comportamento observado no medidor do ponto de acoplamento (PAC) com a rede concessionária.

Na Seção 4.2, detalha a configuração física da microrrede. A abordagem proposta com o método determinístico de referência foi desenvolvida a partir da coleta de parâmetros elétricos e limites operacionais relevantes para a solução deste problema. Foi apresentada a definição da estratégia de gestão com base no custo da energia, priorizando o fornecimento de energia ao menor custo instantâneo, priorizando o controle de pico, mitigação da exportação, considerando

que o nível de estado de carga dos ESS foi mantido dentro da faixa operacional segura com a utilização da energia dos ESS baseada no custo entre as fontes.

Por fim, na Seção 4.3, apresentou-se a formulação do problema com base no algoritmo evolutivo DE para tomar decisões sobre o comando de potência dos armazenadores da microrrede de energia. Na Seção 4.3, também foram apresentadas as principais funções do sistema e como as decisões visam corrigir a potência por meio da alteração dos comandos pelo algoritmo de otimização.

5 EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS

Neste capítulo, são apresentados os experimentos computacionais realizados para avaliar a a solução para gerenciamento técnico e econômico da microrrede trifásica apresentada no Capítulo 4. Os experimentos, consideraram a operação em diferentes condições de limite contratado, penalizações relacionadas a ultrapassagem de potência, diferentes condições de geração fotovoltaica e configurações dos recursos disponíveis.

O objetivo é verificar qualitativamente o desempenho de cada configuração da microrrede, bem como comparar as respostas da abordagem Determinística, em relação a abordagem de Otimização. A avaliação envolveu o custo efetivo de cada kWh produzido pela microrrede considerando, o preço e vida útil dos equipamentos, importação de energia da rede concessionária, controle de pico, energia acima do limite contratado e atuação dos armazenadores.

A avaliação experimental foi subdividida em duas partes: a primeira analisa a abordagem Determinística, utilizada para apresentar a operação da microrrede, o balanço energético, os custos de cada fonte de energia, exemplificação da atuação dos armazenadores e penalização de operação fora dos limites. A segunda, avalia a atuação da abordagem Otimizada, utilizando-a como comparação na tomada de decisão de controle e despacho de potência dos armazenadores de energia em condições de tempo real.

O conjunto de configurações foi elaborado para avaliar os efeitos das fontes de energia no sistema da microrrede, com níveis de atuação dos recursos em condições diferentes, em relação à: limite de potência, impacto sobre o custo efetivo do sistema, avaliação sobre pico de demanda, média móvel em pico, níveis de geração fotovoltaica e penalidades, sobre a energia acima dos limites contratados.

Realizou-se uma comparação com diferentes métricas, econômicas e técnicas do ponto de vista estatístico, em cenários em que somente a rede e as cargas operam. As métricas avaliadas foram:

1. **Custo total da energia da microrrede:** o custo de energia em kWh no final do período analisado;
2. **Limite contratado:** controle de pico para evitar consumo de energia além do limite de potência contratada da rede;
3. **Tempo de ultrapassagem acumulado:** tempo em que a potência total do sistema esteve acima do limite contratado;
4. **Pico máximo instantâneo:** maior pico observado no período analisado;
5. **Indicadores de atuação dos armazenadores:** variação do estado de carga média no cenário.
6. **Aumento das penalidades:** custo das soluções, mediante níveis de penalidades impostas pelo regime de contrato;

7. **Indicadores estatísticos:** é utilizado intervalo de confiança de 95%, testes comparativos e análise de variância.

5.1 CONFIGURAÇÃO DO AMBIENTE DE SIMULAÇÃO

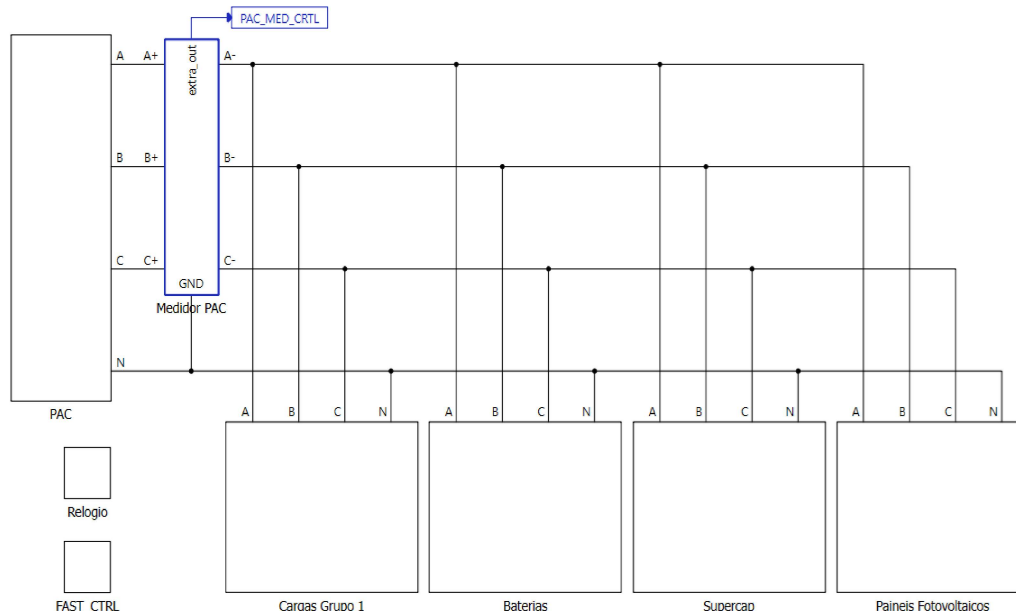
Destaca-se que o ambiente simulado foi desenvolvido para representar a microrrede real do laboratório nPEE, combinando: (i) a configuração física e os equipamentos do laboratório; (ii) perfis de carga construídos a partir do levantamento dos equipamentos e de seus horários de operação; (iii) dados operacionais registrados no sistema HIL SCADA; e (iv) dados reais de irradiância e temperatura da cidade de Joinville, em Santa Catarina, utilizados para compor os perfis fotovoltaicos do estudo de caso.

Os experimentos foram realizados no ambiente de simulação de *hardware-in-the-loop* (HIL), software *Typhoon HIL* (HIL., 2026). As seguintes interfaces foram utilizadas: *Schematic Editor*, programada em linguagem C, e que permite modelar os equipamentos, o sistema de controles e exportar sinais para o HIL SCADA e; Interface *HIL SCADA*, possui a finalidade de executar a simulação, realizar a aquisição de dados através de macros extraídas de forma estruturada com a linguagem *Python*. As macros foram divididas em duas frentes, uma econômica e outra técnica.

O sistema simulado representa uma microrrede trifásica de baixa tensão, composta pelo conversor (*back-to-back*) que é o ponto de acoplamento (PAC) da rede com a microrrede, conjunto de cargas, sistema fotovoltaico (PV), banco de baterias (BESS) e sistema de supercapacitores (SESS). A análise considera a potência imposta da rede por fase, a energia acumulada, a energia e o tempo de ultrapassagem do limite contratado, a atuação dos armazenadores e os custos associados a operação em diferentes configurações, permitindo avaliar um comportamento dinâmico dos recursos.

A microrrede trifásica, tem as fases indicadas pelas letras *A*, *B* e *C*, e neutro indicado por *N*. Em cada simulação, a potência no ponto de acoplamento comum (PAC) da rede é monitorada por fase, e essas medições são utilizadas para determinar a atuação dos armazenadores no controle de pico. Os equipamentos da microrrede: cargas, baterias, supercapacitor e painéis fotovoltaicos possuem um medidor similar para leitura dos parâmetros elétricos de potência. Na Figura 6, apresenta-se a microrrede com os equipamentos e cargas implementadas no *Typhoon HIL*. Assim, a validação é simulada, mas baseada na configuração física e nos dados operacionais da microrrede do nPEE.

A rede concessionária atua como fonte principal, com atuação dinâmica e independente do conversor *back-to-back* para fornecer energia suficiente para equilibrar o balanço energético entre demanda, geração fotovoltaica e a atuação dos armazenadores de energia. Os armazenadores possuem o papel de controlar a importação de energia da rede, e de aproveitar oportunidades de baixo custo para recarregar. Nos experimentos, sinais negativos indicam, cargas consumindo energia, seja para o funcionamento próprio, como as cargas, ou para recarregar os armazenadores.

Figura 6 – Microrrede Trifásica no *Typhoon HIL*.

Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Sinais positivos indicam o fornecimento de energia das fontes para os barramentos.

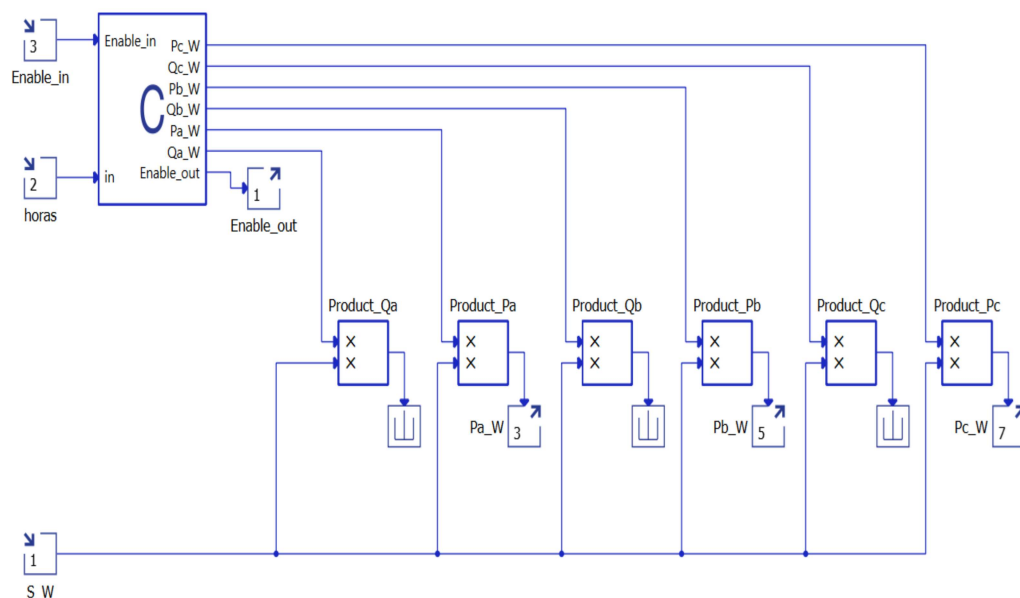
A implementação no ambiente *Schematic Editor* foi realizada na Linguagem C para modelar a atuação dinâmica dos equipamentos e dos comandos de controle, por exemplo, perfil de cargas, atuação dos armazenadores, e cálculo do estado de carga que varia para cada tipo de tecnologia de armazenamento (baterias de íons de lítio e para os supercapacitores). A Figura 7, exemplifica a implementação em C no *Schematic Editor* do conjunto de cargas que aciona as cargas do sistema por período previamente determinado para representar a operação diária da microrrede,

Para isto, o código é organizado em três funções: *init_fnc*, inicializa as variáveis do ambiente para o início da simulação; *update_fnc*, lógica de atuação e modelagem do sistema e; *output_fnc*, expõe todas as variáveis de interesse, como as potências, para serem visualizadas no ambiente HIL SCADA do *Typhoon HIL*.

Sobre o perfil de cargas do sistema, na Figura 8, apresenta-se um exemplo configurado de perfil de carga com alta demanda, e com o maior número de equipamentos de alto consumo acionados por longos períodos, como o ar-condicionado. No HIL SCADA, foram utilizados recursos de macros que são programados em *Python* para as seguintes finalidades: carregar o perfil fotovoltaico com dados extraídos da plataforma OpenWeatherMap (OpenWeather..., 2026).

Os dados obtidos do OpenWeatherMap correspondem a dados reais de irradiância e temperatura, compostos por médias horárias para a cidade de Joinville, em Santa Catarina, Brazil. Foram usados três meses de 2025 como referência para a simulação dos cenários, janeiro por

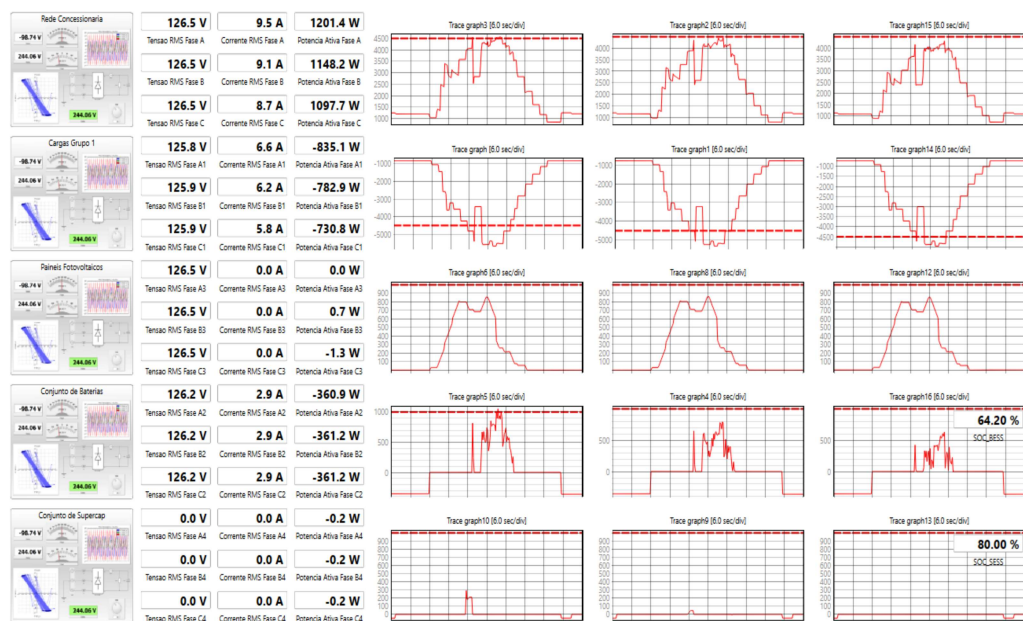
Figura 7 – *C Function*: Controle Dinâmico das Cargas.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

representar um mês de alta incidência solar, junho com incidência moderada e setembro que apresentou baixa incidência solar.

Figura 8 – Interface Exemplo de Perfil de Carga no HIL SCADA.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Além do perfil solar, macros em *Python* foram desenvolvidas para registrar em arquivos

do tipo CSV os dados gerados pelas *C Functions* do *Schematic Editor*, sendo uma macro destinada para dados econômicos, com por exemplo, potência importada da rede e energia ultrapassada, enquanto outra macro, registra dados técnicos como *SoC*, potências e indicadores de controle interno dos armazenadores. Os arquivos de dados econômicos (custos) são utilizados para comparação econômica e estatística entre os cenários. Os arquivos de dados técnicos validam a atuação do BESS e SESS nas abordagens, Exata e Otimizada.

Nos experimentos, considerou-se um horizonte de tempo de 20 dias consecutivos de operação (D+020), onde D+000 indica o início da simulação e D+020 corresponde ao vigésimo dia completo de simulação representando o ponto em comum para obtenção dos indicadores acumulados, como por exemplo, custo total da rede. Cada cenário considera, o limite contratado, a penalidade de energia acima do limite, nível de geração solar, participação do BESS e SESS, e descrição do método Exato ou Otimizado. A Tabela 9 apresenta as características dos cenários avaliados.

A nomenclatura dos cenários foi construída por blocos concatenados, para que cada código possa ser lido como um identificador, por exemplo O00_P2_L6000_GL, onde O00 indica o cenário-base numerado, P2 indica que o custo da energia excedente acima do limite contratado é multiplicado por 2, L6000 representa o limite contratado de 6000 W por fase, e GL indica a presença apenas de rede (G) e cargas (L). Seguindo a mesma lógica, P4, P6, P8 e P10 representam fatores multiplicativos de 4, 6, 8 e 10 sobre essa penalidade, e PGL, PBGL e PBSGL indicam, respectivamente, as combinações PV+GRID+LOAD, PV+BESS+GRID+LOAD e PV+BESS+SESS+GRID+LOAD. Por fim, o sufixo _DE é adicionado ao final, como em PBSGL_DE, para sinalizar que a mesma configuração física foi considerada para a abordagem Otimizada que foi baseada no algoritmo *Differential Evolution*.

Tabela 9 – Características dos Cenários.

Código	Descrição
Oxx	Código sequencial da alternativa operacional, por exemplo O51
P2, P4, P6, P8 e P10	Penalidade aplicada a energia consumida acima do limite contratado
L4000, L4500, L5000, L6000	Limite contratado de potência por fase, e medidos em Watts.
h, m, s	Níveis de geração solar em, alta, média e baixa
GL, PGL, PBGL, PBSGL, PBSGL_DE	Configurações da microrrede, onde cada letra da sigla representa a participação de um conjunto de equipamentos. P-Solar, B-BESS, S-SESS, G-GRID, L-LOAD e DE (método de otimização).

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Para os casos com armazenadores, a contribuição individual de BESS e SESS foi avaliada por métricas de energia descarregada e recarregada, tempo de atuação, variação de estado de carga e potência de pico. Assim, a comparação entre cenários não se limita à presença dos

equipamentos, mas também à intensidade com que cada recurso participou do atendimento da demanda e do controle de pico.

O cenário O00_P2_L6000_GL, é utilizado como cenário de referência para comparação, onde P2 representa o cenário base de simulação física, sobre o qual são posteriormente reprocessadas as penalidades econômicas equivalentes a P4, P6, P8 e P10. Limite contratado de 6000 W por fase (L6000) ou de 18000 W no total para as três fases, e participação apenas da rede (G) e das cargas (L). O limite contratado de 18000 W não é infringido pela demanda das cargas e portanto, não há penalidade pela ultrapassagem de potência contratada. Desta forma, o cenário O00_P2_L6000_GL é usado como referência, porque não possui um sistema fotovoltaico e também não possui armazenadores de energia o que permite comparar os efeitos de cada componente na microrrede.

O cenário identificado com a letra maiúscula P indica a presença do sistema solar, e são precedidos por uma letra minúscula h, m ou s, que representam, a intensidade e nível de irradiação (hP-alta, mP-média e sP-baixa). As configurações de cenários que possuem a letra B, incluem as baterias, que possuem o foco no controle de pico e podem manter parcialmente a demanda das cargas por períodos maiores do que os supercapacitores, que são indicados pela letra S. Por fim, a alternativa PBSGL representa a versão do método Exato e que foi comparada com o método Otimizado. As penalidades relacionadas a infração da potência contratada, não alteram a estrutura física da microrrede, mas modificam o impacto econômico em relação a energia extra consumida. Com isso, é possível avaliar a sensibilidade dos cenários quanto a variação da penalização que estão expostas. Não há um valor fixo de penalização nacional, cada concessionária de energia define suas próprias regras de negócio. O que se observa é que vários países aplicam penalizações elevadas sobre a ultrapassagem de potência contratada.

Nos experimentos, busca-se responder algumas questões principais sobre esta microrrede: (i) quais cenários são mais promissoras em relação as condições econômicas, como o custo total de operação; (ii) quais cenários possuem maior estabilidade técnica em relação ao tempo acima do limite contratado, variação do *SoC* do BESS e do controle de pico; e (iii) se o método Otimizado apresenta vantagens econômicas e técnicas, em relação ao método Exato.

Na Tabela 10, apresenta-se a lista de bases utilizadas nos experimentos, adotando-se a seguinte convenção de siglas para os cenários: PV representa sistema fotovoltaico; BESS representa o conjunto de baterias; SESS representa o conjunto de supercapacitores; GRID representa a conexão com a rede concessionária; LOAD representa as cargas; DE representa a abordagem de otimização por *Differential Evolution*; e P2 a P10 representam fatores multiplicativos crescentes aplicados ao custo associado à ultrapassagem do limite contratado.

Os dados são gerados por simulação HIL, em que o perfil de carga foi obtido a partir de dados reais dos equipamentos do laboratório nPEE com horário de acionamento e permanência em funcionamento estimado para cada equipamento, para o perfil fotovoltaico uso-se dados reais de irradiação e temperatura, para a localidade de Joinville, extraídos da plataforma OpenWeatherMap, e os dados operacionais de potência, *state of charge* e de custo de operação que foram

registrados nos logs do *HIL SCADA*. Dessa forma, o ambiente de simulação combina modelagem computacional com dados reais de operação e clima, o que torna os cenários representativos da microrrede estudada.

Tabela 10 – Matriz de Cenários Simulados.

Códigos	Penalidades	Limite contratado	Condição solar	PV	BESS	SESS	Rede	Cargas	DE
O00, O01, O02 e O03	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500, L5000 e L6000	–	–	–	–	G	L	–
O04, O05, O06	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	h (alto)	P	–	–	G	L	–
O07, O08, O09	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	m (média)	P	–	–	G	L	–
O10, O11, O12	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	s (baixo)	P	–	–	G	L	–
O13, O14, O15	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	h (alto)	P	B	–	G	L	–
O16, O17, O18	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	m (média)	P	B	–	G	L	–
O19, O20, O21	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	s (baixo)	P	B	–	G	L	–
O31, O32, O33	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	h (alto)	P	B	S	G	L	–
O34, O35, O36	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	m (média)	P	B	S	G	L	–
O37, O38, O39	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	s (baixo)	P	B	S	G	L	–
O41, O44, O48	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	h (alto)	P	B	S	G	L	DE
O42, O45, O49	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	m (média)	P	B	S	G	L	DE
O40, O47, O51	P2, P4, P6, P8 e P10	L4000, L4500 e L5000	s (baixo)	P	B	S	G	L	DE

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

5.1.1 Detalhes dos Experimentos com a abordagem Determinística

A abordagem Determinística, nos experimentos é considerada como referência econômica e técnica, pois, foi através dela que aspectos importantes foram desenvolvidos para atender os desafios que o ambiente do HIL exigiu, como por exemplo, a aplicação de filtros, definição de variáveis de acúmulo de erro entre execuções para antecipar correções, e o uso da média móvel exponencial para identificar e atuar sobre eventos de demanda superior ao limite contratado, minimizando a atuação em transitórios na microrrede.

As decisões estão associadas as variáveis operacionais dos equipamentos que são avaliadas a cada instante de execução do sistema proposto. Destacam-se, as potências da rede concessionária, do sistema fotovoltaico, do carregamento e descarregamento do BESS e do SESS, além do estado de carga (*SoC*) dos armazenadores.

A média móvel exponencial sobre a potência da rede é comparada com o limite contratado a cada execução do sistema. Quando este valor da média móvel ultrapassa este limite, são acionados os ESS para atuar no controle de pico e balanço de potência da microrrede. Estes indicadores não substituem a Equação 66 da função objetivo do método Exato apresentado no Capítulo 4, apenas complementam a abordagem uma vez que a função objetivo avalia constantemente a opção de menor custo de energia disponível. O preço da energia é dinâmico, varia ao longo do dia e apresenta diferenciação entre os horários fora de ponta, intermediário e de ponta. A informação do preço dinâmico juntamente com os custos tarifários é importante, pois, confirma o deslocamento de carregamento para fora do horário de pico e a utilização dos ESS em períodos mais vantajosos.

Nos experimentos, a função objetivo é avaliada em conjunto com as métricas técnicas, pois, uma solução de menor custo pode resultar em um maior pico e importação de energia, ou maior tempo acima do limite contratado. A primeira restrição é o balanço de potência descrito no Capítulo 4 na Equação 65, avaliado a cada execução do sistema, em que a soma das fontes disponíveis deve ser sempre equivalente a demanda das cargas e carregamento dos ESS. A segunda restrição está relacionada a faixa de operação dos ESS, com limite inferior de 40% para o BESS e 20% para o SESS, e limite superior de 80% para ambos, impedindo ações de carregamento acima de 80% e uso além do limite inferior mencionado.

A terceira restrição está relacionada a características físicas e de segurança de operação dos conversores de energia. Não pode haver simultaneidade de ações como, carregamento e descarregamento dos ESS. Além do tempo físico necessário dos conversores para responderem às situações de troca de atuação, os controles aplicados devem ser coerentes com a realidade operacional, para isto, foi desenvolvido uma rampa de subida com *step* máximo de 1200 W, e um *step* de descida de 2400 W, obrigando a passagem pelo estado estacionário de 0 W. Por fim, a quarta restrição é quanto ao limite de potência dos equipamentos, por exemplo, o limite de potência de importação da rede concessionária com penalizações de ultrapassagem, e os limites operacionais de cada recurso.

Cada cenário avaliado representa uma combinação de recursos, parâmetros e configurações não mutáveis durante a execução, como por exemplo, o limite contratado e penalidades de consumo de energia excedente. O procedimento visa comparar as configurações e suas contribuições, em relação às avaliações econômica e técnica, além de proporcionar uma base de referência para comparação com a abordagem Otimizada desenvolvida baseado no DE. Conforme descrito na Tabela 10, diferentes configurações da microrrede foram testadas, a fim de verificar a contribuição individual de cada uma delas e estabelecer comparações entre, limites contratados, penalidades, variação da condição solar e diferença entre as abordagens, Exata e Otimizada. A partir da extração dos dados expostos pelas *probes* do *Schematic Editor* do *Typhoon HIL*, os dados são estruturados em dois arquivos de extensão .CSV, um agrupa dados de custo, e outro, as variáveis técnicas.

5.1.2 Detalhes dos Experimentos com a Abordagem Otimizada

Esta subseção destina-se a descrever os detalhes dos experimentos com a abordagem Otimizada, baseado no algoritmo bioinspirado *Differential Evolution*. A configuração de base dos cenários, incluem, o conversor da rede (G), as cargas (L), o sistema fotovoltaico (P), o conjunto de baterias (B) e os supercapacitor (S). Avalia-se o comportamento em condições solares distintas, diferentes limites contratados e penalidades. Todas as variações analisadas estão descritas na Tabela 10.

Diferente do método Exato que possui regras fixas para a busca do menor custo da energia para a microrrede, o algoritmo de otimização realiza o ajuste de potência dos ESS, avaliando múltiplos cenários em tempo de execução do sistema. As variáveis de inicialização foram ajustadas conforme descritas Tabela 6. Esses parâmetros representam a configuração de inicialização do DE utilizada em todos os cenários otimizados desta seção. Fatores de mutação e recombinação foram definidos de acordo com a estratégia clássica de (Das; Suganthan, 2011), e adaptados para responder aos limites discretos de potência dos armazenadores.

Tabela 11 – Parâmetros de inicialização do algoritmo DE nos experimentos otimizados.

Parâmetro	Valor	Descrição
Tamanho da população	10 indivíduos	Número de soluções candidatas avaliadas a cada geração do algoritmo.
Número de gerações	20	Quantidade de iterações evolutivas executadas em cada rodada de otimização.
Fator de mutação (F)	0,7	Controla a perturbação aplicada nas soluções na etapa de mutação.
Taxa de recombinação (Cr)	0,9	Define a variabilidade entre o vetor candidato e o vetor mutante.
Inicialização das variáveis	Conforme Tabela 6	Respeita limites discretos de potência e restrições operacionais dos armazenadores.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A função objetivo, descrita na Equação 82, considera o custo de energia de cada fonte participante para balancear a potência da microrrede, descrita na Equação 65. Assim, combinações são testadas para que o controlador verifique quais potências equilibram o balanço de energia, ao mesmo tempo que minimizam o custo instantâneo de operação. Na sequência, são verificados as restrições e penalizações descritas nas Equações de 72 até 81, e que estão associados os requisitos técnicos da aplicação, como por exemplo, limite de contrato, limites operacionais de potência e SoC .

Caso algum requisito não seja satisfeito, os comandos do controlador são zerados para preservar a integridade dos equipamentos, como mecanismo de segurança. Independente dos requisitos serem satisfeitos ou não, os comandos do controlador passam por uma rampa linear que suaviza as alterações de potência dos armazenadores com limites de subida e descida. A priorização de atuação é definida como restrição (Equação 81) da função objetivo (Equação 82),

com a atuação inicial do SESS, em relação a velocidade de resposta do BESS e sustentação do sistema com a utilização do BESS.

5.2 RESULTADOS E ANÁLISE OPERACIONAL QUALITATIVA DE UM DIA SIMULADO DOS COMPONENTES DA MICRORREDE E COMPARAÇÃO ENTRE AS ABORDAGENS PROPOSTAS

Nesta seção, as principais variáveis elétricas da microrrede são utilizadas para analisar, ao longo de um dia simulado, o comportamento das cargas, do PAC, do PV, do BESS e do SESS nas abordagens Determinística e Otimizada. Neste capítulo, a análise operacional dos resultados obtidos, de sinais como potência das cargas por fase, potência medida no PAC, geração fotovoltaica, potências de carga e descarga dos armazenadores e seus respectivos estados de carga (*SoC*), visa observar como esses sinais variam ao longo do dia permitindo interpretar a dinâmica operacional da microrrede e comparar, em condições equivalentes, a resposta das abordagens Determinística e Otimizada.

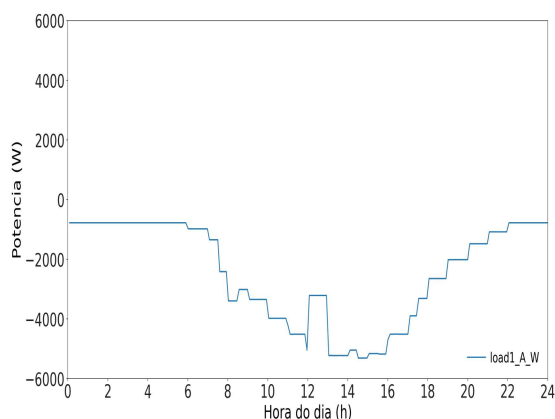
Nos experimentos desta seção, avaliou-se os cenários: **O31** e **O41**, apenas para análise detalhada do sistema e exemplificam o funcionamento. Estes dois cenários possuem a mesma configuração com limite contratado de 4000 W por fase, ou 12000 W no total, com condição de irradiância alta (h), presença do PV, do BESS, do SESS, da rede concessionária e cargas. Nesta análise qualitativa, as figuras apresentam a fase A para facilitar a leitura dos eventos de controle, mas, os experimentos foram executados sobre a microrrede trifásica completa, e os dados utilizados nas métricas quantitativas e nas consolidações estatísticas posteriores consideram as três fases do sistema, seja por avaliação por fase, seja por indicadores agregados auditados do comportamento global da microrrede. Os demais cenários são avaliados na análise quantitativa e estatística apresentada na seção 5.3.

Por convenção de sinais, a demanda é representada por sinais negativos, enquanto as fontes são representadas pelo sinal positivo, e a todo instante é realizada uma avaliação de custo da energia necessária para manter a microrrede e quais fontes possuem o menor custo para atuar. Também foi escolhido arbitrariamente o dia 14 de janeiro de 2025 destes experimentos para discussão dos resultados desta seção. O perfil das cargas foi determinado através do levantamento da potência dos equipamentos disponíveis laboratório nPEE, e determinado o horário de funcionamento e permanência dos equipamentos ao longo de um dia.

Nas Figuras 9 e 10, apresenta-se o mesmo perfil de cargas para a fase A, representando os cenários **O31** e **O41**, respectivamente. Nessa codificação, os cenários O31 e O41 possuem a mesma configuração física, o mesmo perfil de carga, a mesma condição solar e o mesmo limite contratado, diferenciando-se apenas pela abordagem de controle adotada, sendo O31 associado ao método Exato e O41 ao método Otimizado. Desta forma, validou-se a comparação entre os cenários, porque o perfil de cargas, o perfil solar, o limite contratado de potência são os mesmos, a diferença concentra-se no método de controle.

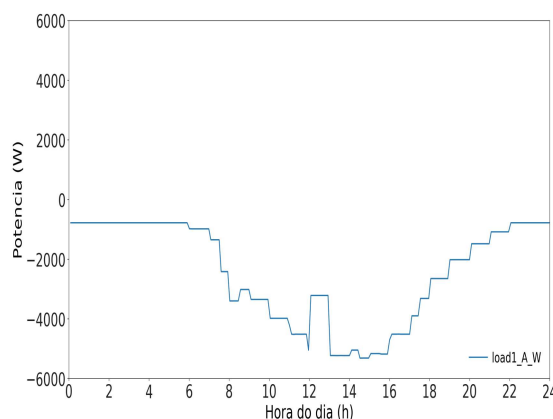
Nas Figuras 9 e 10, a simulação inicia às 0h, com potência das cargas em aproximadamente 900 W, indicado por valores negativos no gráfico para representar o consumo de energia, estabelecidos na convenção de sinais citados nesta seção, que é mantido até próximo das 6h da manhã. As cargas fixas correspondem à parcela mínima e contínua da demanda da fase, associada a equipamentos que permanecem energizados, como servidores, roteadores e dispositivos de infraestrutura do laboratório. Após as 7h, mais cargas são conectadas, e este valor é crescente até às 12h, atingindo o valor de aproximadamente 5000 W na fase A.

Figura 9 – Demanda-O31+L4000.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 10 – Demanda-O41+L4000+DE.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

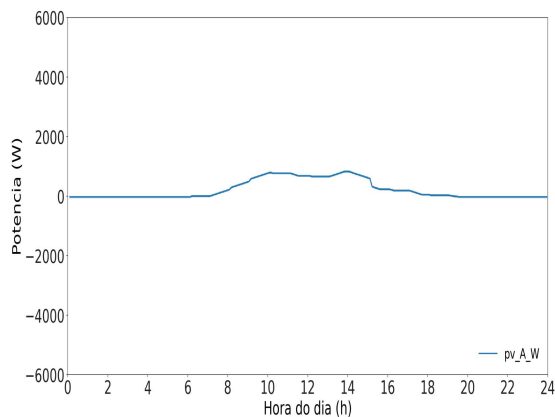
Não há atuação direta dos controladores sobre o perfil de cargas, os controles se baseiam nos armazenadores e o reflexo é observado nos medidores do conversor da rede alterando a importação de energia. Por volta 10h o valor da demanda da fase A atinge o limite contratado de 4000 W. Entre o meio-dia e as 13h, ocorre uma redução da potência devido ao horário de almoço, porém, após as 13h pode ser observado que, grande quantidade de equipamentos são conectados, em grande parte ar-condicionados, resultando em uma potência superior a 5500 W entre as 14h e as 16h. Por fim, entre as 16h e as 18h o valor da demanda reduz para patamares inferiores a 4000 W, até chegar em 900 W das cargas fixas, isso após as 22.

Os dados extraídos da plataforma OpenWeatherMap (OpenWeather. . . , 2026) permitiram a definição de um perfil solar. Neste perfil, tem-se os dados de irradiância e temperatura para a determinação da potência solar, com base nos parâmetros do painel fotovoltaico instalado no campus do laboratório nPEE. Por exemplo, a potência nominal ativa e aparente. As Figuras 11 e 12, apresentam os resultados referente ao mesmo dia de execução, especificamente, o dia 14 de janeiro de 2025, que apresentou alta irradiância.

Nas Figuras 11 e 12 dos cenários **O31** e **O41**, é possível observar que a produção cresce entre 8h e 11h, onde ocorre o primeiro momento de máxima potência, 900 W por fase. No horário de meio-dia, inicia-se uma redução da potência, que perdura até as 14h, onde ocorre outro aumento da geração solar que é precedido de queda até as 18 horas. Como apresentado anteriormente nesta seção, o perfil solar é o mesmo para os dois cenários, e os controles não

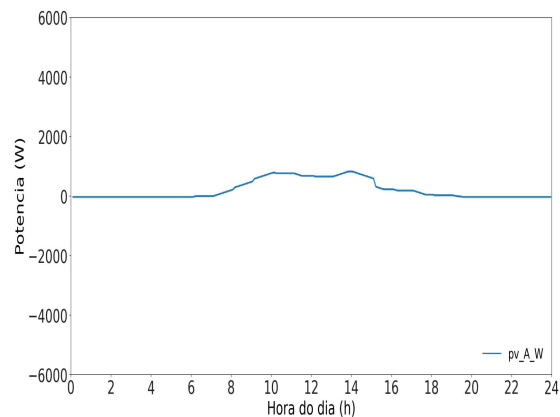
possuem atuação sobre o inversor solar, logo, não altera a potência relacionada a geração de energia solar.

Figura 11 – Perfil Solar-O31+L4000.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 12 – Perfil Solar-O41+L4000+DE.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

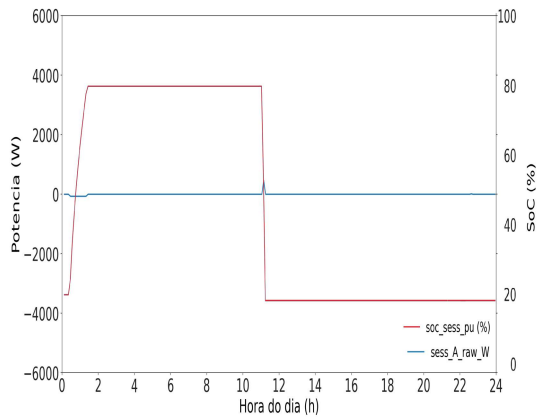
Pode-se observar nas Figuras, 13 e 14, a potência e o *SoC* do supercapacitor ao longo do dia, que inicia descarregado, e atinge o carregamento de 80%, que mantido até aproximadamente as 11h, quando ocorre o primeiro evento de controle de pico. Neste evento, o supercapacitor utiliza toda sua energia durante alguns minutos, descarregando-o até 20%. É possível observar que em ambos os métodos, Exato e de Otimização, o SESS atua antes do BESS como primeiro recurso de controle, pois, o sistema do SESS possui menor tempo de resposta e custo em relação ao BESS.

Esse comportamento está alinhado com a função esperada do supercapacitor no sistema: atender prioritariamente transitórios e variações rápidas de potência, sendo posteriormente recarregado para recuperar sua capacidade de resposta em eventos seguintes. No entanto, sua capacidade nominal de 4,712 Ah é muito inferior em relação ao BESS, que possui 90 Ah. Além disso, possuem tecnologia de armazenamento distintas, que faz com que o SESS esgote sua energia rapidamente, e não consiga suportar a demanda por longos períodos de tempo.

As situações que exigiram o uso dos supercapacitores dentro deste experimento foram limitadas, devido ao perfil de cargas real do laboratório, que implica em um demanda acima do limite contratado por um longo periodo de tempo. Desta forma, não esgota a energia disponível do supercapacitor, então, optou-se por modelar o sistema para utilizar os recursos disponíveis de menor custo. Para que se possa medir igualmente o impacto econômico das baterias e dos supercapacitores no custo da energia consumida pela microrrede.

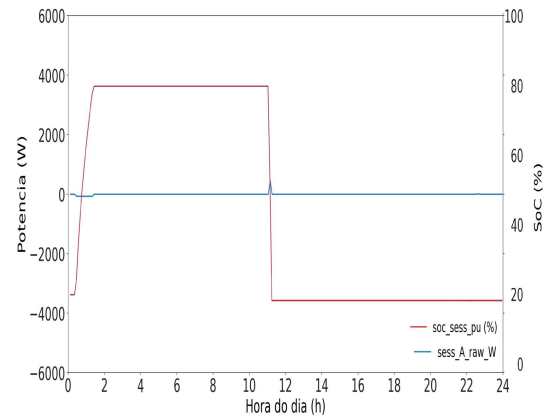
Já para o conjunto de baterias, a simulação inicia com valor de *SoC* em 52%, com o início do carregamento a 1h, cuja potência é definida através da energia necessária para atingir 80% do *SoC* até no máximo às 7h. Desta forma, evita-se a sobrecarga do sistema, e disponibiliza a atuação dos armazenadores para eventos de controle de pico, a fim de contribuir para o prolongamento da vida útil dos equipamentos. Nas Figuras 15 e 16, verifica-se que entre as 11h e meio-dia, o evento

Figura 13 – Supercapacitores-O31+L4000.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

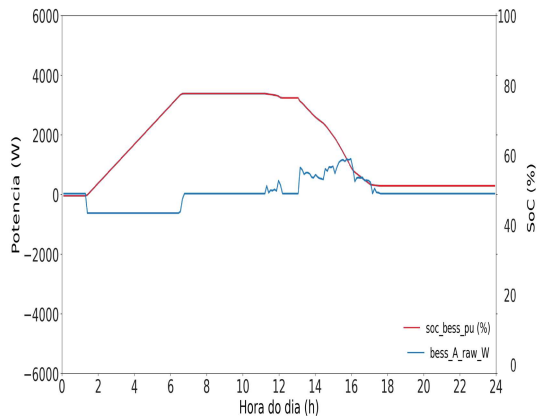
Figura 14 – Supercapacitores-O41+L4000+DE.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

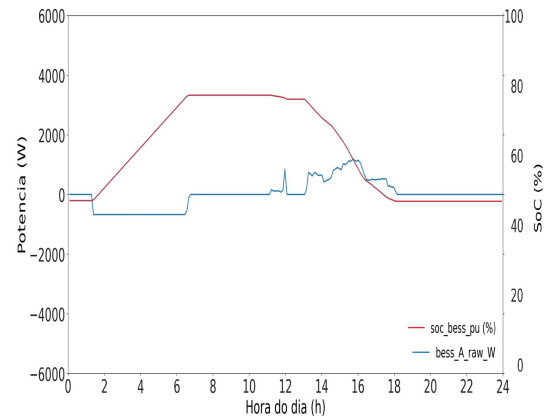
de controle de pico é detectado pelas leituras de potência do medidor da rede concessionária, sendo necessário o uso do BESS, que por sua vez atua após o uso dos supercapacitores. Entre meio-dia e 13h não há evento de controle de pico, constatado pela estabilidade do valor da potência e do *SoC*.

Figura 15 – Baterias-O31+L4000.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 16 – Baterias-O41+L4000+DE.



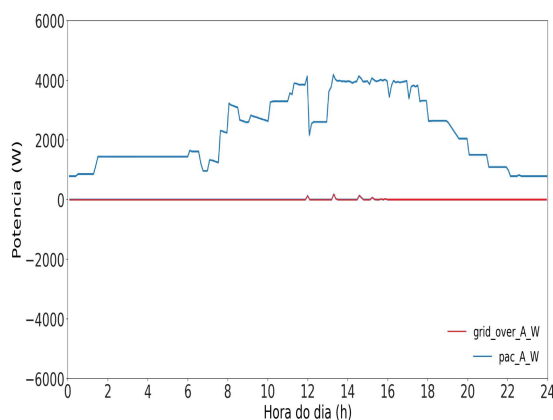
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Nos dois experimentos, Figuras, 15 e 16, após as 13h, ocorre outro evento de controle de pico prolongado, que dura até próximo das 18h. Este comportamento, reduz o *SoC* para próximo de 50%. O acionamento do BESS provê o excedente e equilibra o balanço de potência (descrito na Equação 65), com a restrição do limite contratado de 4000 W. Conforme a simulação, o *SoC* do BESS é mantido até o próximo carregamento, e que ocorre na madrugada do próximo dia. O carregamento no período noturno, entre às 23h e às 06h da manhã do dia seguinte, representa o horário de menor custo de energia, com pouca demanda e grande margem em relação ao limite contratado.

Por fim, avalia-se o conversor da rede (*back-to-back*) que possui um comportamento mais dinâmico, pois, ele é o resultado do somatório das cargas e fontes no sistema, calculado na Equação 65 (Capítulo 4). O conversor trabalha livremente para suprir a demanda da microrrede. Nas Figuras, 17 e 18, apresenta-se a potência da rede na fase A, ao longo de um dia.

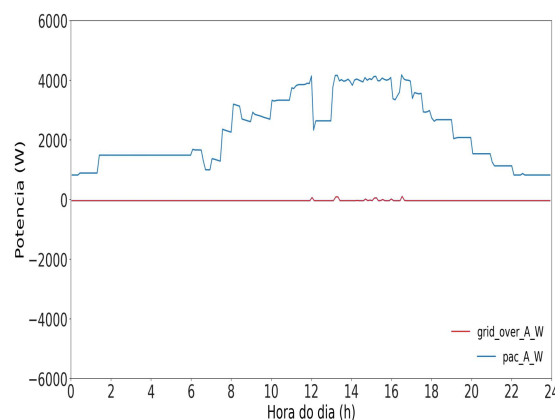
Na Figura 17, constata-se o consumo de energia extra, além do limite contratado de 4000 W estabelecido no cenário O31_P2_L4000_hPBSGL. Nesse contexto, a variável *grid_over_A_W* representa o excedente instantâneo de potência da fase A acima do limite contratado, enquanto os indicadores consolidados de ultrapassagem utilizam também versões filtradas por média móvel e energia acumulada excedente. Assim, sempre que a curva associada a *grid_over_A_W* apresenta um pico positivo, isso indica que a potência instantânea medida no PAC da fase A ultrapassou o limite contratado naquele instante, quanto maior o pico, maior é o excedente instantâneo observado acima desse limite.

Figura 17 – Rede-O31+L4000.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 18 – Rede-O41+L4000+DE.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Nas Figuras 17 e 18 relacionadas ao PAC para os métodos exato e bio-inspirado, a potência no início da simulação equivale as cargas fixas do sistema de 900 W, que logo são alteradas, representado o carregamento do SESS até próximo das 2h, o carregamento do BESS inicia até as 7h. Entre as 7h e as 9h há um aumento da demanda do sistema, mas diferentemente do perfil de cargas que continua crescendo até o meio-dia, a geração solar passa a contribuir para o sistema da microrrede.

Conforme descrito nos resultados das Figuras, 13 e 14, dos supercapacitores, aproximadamente às 11h ocorre o primeiro evento de controle de pico que necessita da atuação de ambos armazenadores. O ápice ocorre ao meio-dia, confirmado nas Figuras, 15 e 16 referentes as baterias, e pelas Figuras, 9 e 10, referentes as cargas. O evento que ocorre ao meio-dia, consome energia acima do limite contratado de 4000 W por fase, e é indicado na linha inferior dos gráficos da Figura 17 e da Figura 18. Os resultados indicam que o SESS atua como recurso de resposta rápida, com participação concentrada nos transitórios de potência e menor energia total processada do que o BESS, o que é coerente com sua função de suporte de curta duração.

Após as 13h, nos resultados apresentados nas Figuras 17 e 18, um novo evento de controle de pico ocorre até próximo as 18h. Note que a correção do balanço de potência ocorre antes mesmo que o valor de contrato seja atingido, isso se deve ao efeito de histerese aplicado nos controles para antecipação de ações deste tipo, em contrapartida, o uso do BESS aumenta.

As 13h, e entre as 14h e as 16h também ocorrem excesso de energia acima do limite, contabilizado aproximadamente 0,15 kWh por dia. Nos cenários com uso do BESS, não foram observadas penalizações quando o valor do limite contratado está alinhado com a capacidade do sistema de armazenamento, ou seja, quando o BESS pode assumir toda demanda excedente do limite contratado, sem superestimar a geração solar. Embora os gráficos estejam apresentados separadamente para facilitar a leitura de cada variável, a interpretação conjunta entre carga, PAC, BESS e SESS permite identificar com clareza em quais instantes cada recurso contribui para conter a ultrapassagem do limite contratado. A opção por manter os gráficos separados buscou preservar a legibilidade das escalas e destacar o comportamento individual de cada grandeza, desta forma, deve-se observar durante a leitura o aumento da demanda, o surgimento do excedente no PAC, a resposta inicial do SESS nos transitórios e a continuidade dos eventos de atuação do BESS para sustentação do controle.

5.3 ANÁLISE ECONÔMICA E ESTATÍSTICA DOS CENÁRIOS SIMULADOS

Nos experimentos desta seção, as métricas adotadas avaliam o desempenho econômico e técnico como, o custo total do período, o custo por penalidade de potência acima do limite e a atuação dos armazenadores. Desta forma, a avaliação não fica estritamente baseada no critério econômico de menor custo total, sem considerar benefício tangíveis, como por exemplo, controle de pico e redução de potência acima do limite. Vale destacar que essas métricas não introduzem um novo objetivo de pesquisa, com foco em: gerenciar a microrrede de modo a reduzir o custo operacional, limitar a ultrapassagem de potência contratada e coordenar o uso de PV, BESS e SESS dentro de restrições técnicas. Assim, o custo total, pico de potência, tempo acima do limite, energia excedente e variação de *SoC* devem ser interpretados como critérios complementares da avaliação e que estão alinhados com o mesmos objetivos gerais do trabalho.

Logs de execução gerados para todas as fases da microrrede (Fases A, B e C) expostos por probes no *Typhoon HIL Schematic* para o *Typhoon HIL SCADA* foram utilizados. Os *logs* são consolidados em arquivos do tipo *Comma Separated Values* (CSV), sendo, um arquivo para dados econômicos e outro para técnicos. Sobre as métricas econômicas, a mais importante é o custo total (*C_total_grid*), referente, ao uso da energia da rede, o conversor do ponto de acoplamento, o sistema fotovoltaico, e aos sistemas armazenadores (conversores de energia). O período de 20 dias foi simulado, considerando, o custo do kWh produzido, em função da expectativa de vida útil de cada equipamento.

A métrica, custo total, mede a quantidade de energia importada (*E_import_grid*). Um indicador que mede o ganho, em relação a dependência da rede concessionária. A métrica,

energia acima do limite contratado (E_{over_grid}), mede a quantidade de energia acima do limite contratado, utilizada para avaliar o controle de pico e os benefícios do uso dos armazenadores em detrimento dos demais cenários, por exemplo, com o uso do PV apenas.

O tempo acima do contrato (t_{over_contr}), é utilizado para verificar a persistência da ultrapassagem de potência, e a eficácia dos controles. Para as métricas de controle pico, o pico instantâneo de potência do medidor PAC ($peak_total_grid$), é utilizado para comparar a resposta dos controles entre os cenários avaliados. Métricas de uso dos armazenadores foram consideradas para avaliar o ganho das abordagens Exata e Otimizada, em relação a variação do *SoC* dos ESS (d_soc_pct), pois, maior uso do recurso pode não refletir em maior economia, já que o custo do investimento dos equipamentos também é levando em conta.

Métricas de ranqueamento auxiliam na comparação, combinando as métricas descritas nesta seção. O intervalo de confiança de 95% foi utilizada para validar a precisão dos resultados. A análise de variância (ANOVA), e testes comparativos entre grupos, por exemplo, testes *t/Welch* e *Tukey* foram utilizados para validar se há diferença estatísticas significativa nos resultados. Na Tabela 12, são descritas as métricas de desempenho utilizadas nestes experimentos.

Tabela 12 – Métricas de Desempenho dos Cenários Simulados.

Dimensão de análise	Métrica	Interpretação nos experimentos
Desempenho econômico	C_{total_grid}	Representa o custo total de operação dos cenários, considerando a energia importada da rede, penalidades por ultrapassagem do limite contratado e custo pelo uso das fontes despacháveis.
Dependência da rede concessionária	E_{import_grid}	Mede a quantidade de energia importada da rede concessionária, possibilitando avaliar a redução do consumo externo com o uso do PV e ESS.
Ultrapassagem do limite contratado	E_{over_grid}	Mede a energia consumida acima do limite contratado, sendo utilizada para avaliar o impacto das penalidades.
Controle de pico	$peak_total_grid$	Representa o maior pico instantâneo de potência registrado no PAC, possibilitando comparar a capacidade dos cenários em atenuar pico de consumo.
Tempo de ultrapassagem	t_{over_contr}	Indica o tempo acumulado em que a potência da rede permaneceu acima do limite contratado.
Atuação dos armazenadores	d_soc_pct	Mede a participação do BESS e do SESS nos eventos de controle e no balanço de potência.
Resposta operacional do armazenadores	Comandos de potência por fase	Indica os comandos de carga e descarga em cada fase para verificar se a atuação está condizente com os limites operacionais definidos para BESS e SESS.
Comparação estatística entre grupos	IC95, ANOVA, teste <i>t/Welch</i> e <i>Tukey</i>	Avalia a significância estatística das diferenças observadas entre grupos de cenários, considerando o custo, a energia importada, a energia acima do limite, o tempo de ultrapassagem e o pico de potência.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O conjunto de dados oriundos da microrrede, foi organizado em grupos, com o objetivo de avaliar o comportamento dos equipamentos com maior precisão.

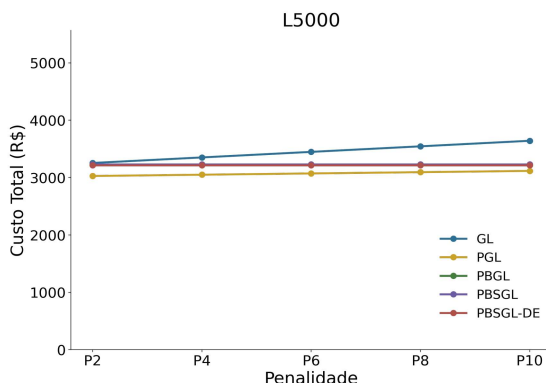
Os grupos selecionados foram: (i) somente rede e demanda (*only_GL*); (ii) com a inclusão dos painéis solares (PV representando $Grid + Load + PV$); (iii) com a inclusão do BESS ($Grid + Load + PV + BESS$); (iv) com a inclusão do SESS ($Grid + Load + PV + BESS + SESS$); e por

fim, (v) com a utilização do algoritmo Otimizado (com *DE* representando, *Grid + Load + PV + BESS + SESS + DE*). A Tabela 13, apresenta resultados com os cenários ranqueados por custo total, onde na linha 1, o grupo O05IO08IO11 representam cenários com a mesma configuração de equipamentos e limites de contrato, mas com diferentes condições solares para consolidar a comparação estatística. O cenário de referência (O00_P2_L6000_GL), não possui PV e nenhum ESS. As penalidades P2, P4, P6, P8 e P10 correspondem aos fatores multiplicativos de 2, 4, 6, 8 e 10 vezes, respectivamente, aplicados ao custo associado à energia excedente acima do limite contratado. No processamento dos resultados, esse custo é recalculado a partir da energia excedente integrada acima do limite contratado e multiplicada pelo fator de penalização correspondente a cada cenário.

Sobre o recálculo das situações de ultrapassagem de energia, a alteração do fator multiplicativo da penalidade não impacta nos parâmetros técnicos de custo geral, como por exemplo, da energia da rede e limite contratado, preço pelo uso dos conversores e armazenadores. Nas Figuras 19, apresenta-se os custos médio dos cenários por limite contratado em diferentes penalidade, onde pode-se observar na Figura 19 que para o correto alinhamento do limite contratado com a configuração dos cenários que obtiveram o menor custo total, a penalidade aumenta o custo total de soluções sem o uso de armazenadores de energia, enquanto, cenários que possuem ESS possuem estabilidade no custo total.

O custo final não é tratado isoladamente neste trabalho, sendo o resultado econômico observado para cada cenário corresponde a forma como a estratégia de controle distribui o uso dos recursos da microrrede ao longo do tempo. Quando o despacho de BESS e SESS consegue reduzir picos, diminuir o tempo acima do limite contratado e conter a energia excedente no PAC, tende-se a observar maior estabilidade de custo, quando a atuação dos armazenadores é insuficiente, com resposta tardia ou excessiva, o custo também apresenta esse comportamento. A análise dos algoritmos é interpretada pelas métricas operacionais e econômicas, tal que o custo seja entendido como consequência do desempenho de controle e não como uma única métrica de qualidade da solução.

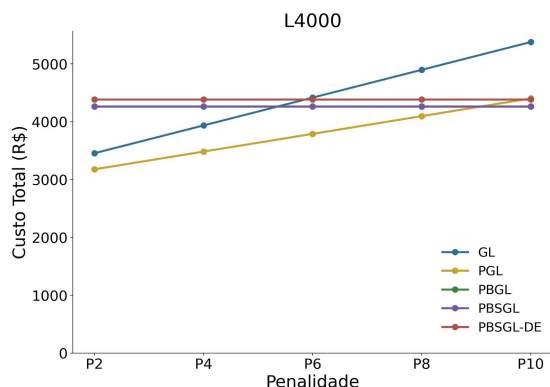
Figura 19 – Custo Total + L5000.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

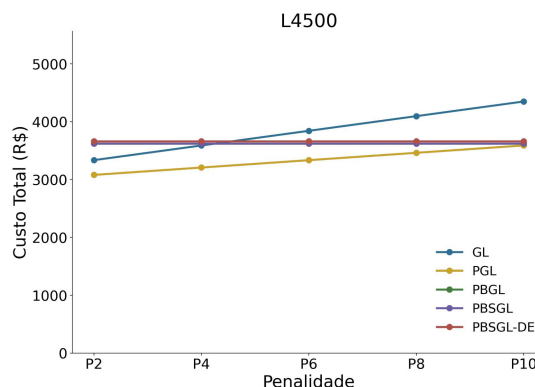
Nas figuras 20 e 21, observa-se que para um uso excessivo dos armazenadores de energia, o custo médio dos cenários aumenta, devido ao custo pelo uso da energia processada pelos equipamentos. Isto reforça, o correto alinhamento entre a configuração disponível e o limite que deve ser contratado de demanda.

Figura 20 – Custo Total + L4000.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 21 – Custo Total + L4500.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Nos resultados, observou-se que os grupos com limite de contrato maior, por exemplo, L6000 e L5000 são melhor ranqueados em relação ao custo total, como consequência, possuem menor custo em R\$/kWh, menor tempo de exposição acima do limite, e maior frequência. Grupos que contém o sistema fotovoltaico (PV) apresentaram os menores custos, mesmo com a inclusão de penalidades em relação ao limite contratado. No entanto, o grupo 004|007|010 indicado na linha 4 da Tabela 13, apresentou um tempo muito alto, acima do limite, representando uma incerteza para o grupo. Este comportamento pode ter ocorrido devido ao limite contratado baixo, com PV e ausência de armazenadores de energia. O PV não garante disponibilidade de energia de maior demanda, e as condições climáticas são uma incerteza inerente a geração renovável. Desta forma sem os ESS, não se pode garantir o valor de potência contratada, tempo acima do limite ou compensar a escassez de energia em momentos de baixa geração solar.

Na Tabela 13, observa-se a estabilidade do custo total das soluções baseadas no controle com armazenadores de energia em relação a diferentes penalidades para a energia consumida acima do limite contratado. Isto confirma que os ESS proporcionam maior previsibilidade do custo total. Nas Figuras 22 até 26, apresenta-se a distribuição dos cenários considerando o valor médio do PV para todas as penalidades. Observa-se que na Figura 24 o valor da configuração, rede e demanda (GL), possui um valor médio de custo superior aos demais grupos, e em todos os limites de potência contratada (L4500 e L5000), conforme apresentado no Anexo A e no Anexo B. A parcela de custo associada ao PV varia entre os cenários porque ela depende da energia fotovoltaica efetivamente aproveitada, da condição solar e do quanto essa geração reduz importação da rede e uso dos armazenadores.

Em algumas dessas distribuições há sobreposição visual entre grupos com custos muito próximos. Por isso, a interpretação quantitativa deve ser feita em conjunto com a Tabela 13, que

Tabela 13 – Resultados dos Grupos Ranqueados por Custo.

#	Grupo	Penalidade	Limite	Configuração com PV Médio	Custo Total (R\$)	Custo Total (R\$/kWh)	Tempo acima do limite (h)
1	O05 O08 O11	P2	L6000	PGL	3015,34	0,86	0,00
2	O06 O09 O12	P2	L5000	PGL	3027,87	0,86	1,10
3	O05 O08 O11	P2	L4500	PGL	3079,25	0,88	6,62
4	O04 O07 O10	P2	L4000	PGL	3176,29	0,91	17,95
5	O00 - Referência	P2	L6000	GL	3203,84	0,91	0,00
6	O48 O49 O51	P2	L5000	PBSGL_DE	3216,56	0,92	0,02
7	O15 O18 O21	P2	L5000	PBGL	3223,28	0,92	1,22
8	O33 O36 O39	P2	L5000	PBSGL	3232,11	0,92	1,65
9	O05 O08 O11	P4	L6000	PGL	3015,34	0,86	0,00
10	O06 O09 O12	P4	L5000	PGL	3051,82	0,87	1,10
11	O00 - Referência	P4	L6000	GL	3203,84	0,91	0,00
12	O05 O08 O11	P4	L4500	PGL	3209,14	0,92	6,62
13	O48 O49 O51	P4	L5000	PBSGL_DE	3216,91	0,92	0,02
14	O15 O18 O21	P4	L5000	PBGL	3249,65	0,92	1,22
15	O05 O08 O11	P6	L6000	PGL	3015,34	0,86	0,00
16	O06 O09 O12	P6	L5000	PGL	3075,76	0,88	1,10
17	O00 - Referência	P6	L6000	GL	3203,84	0,91	0,00
18	O48 O49 O51	P6	L5000	PBSGL_DE	3217,27	0,92	0,02
19	O15 O18 O21	P6	L5000	PBGL	3276,63	0,93	1,22
20	O33 O36 O39	P6	L5000	PBSGL	3303,96	0,94	1,65
21	O05 O08 O11	P8	L6000	PGL	3015,34	0,86	0,00
22	O06 O09 O12	P8	L5000	PGL	3099,70	0,88	1,10
23	O00 - Referência	P8	L6000	GL	3203,84	0,91	0,00
24	O48 O49 O51	P8	L5000	PBSGL_DE	3217,62	0,92	0,02
25	O15 O18 O21	P8	L5000	PBGL	3303,30	0,94	1,22
26	O33 O36 O39	P8	L5000	PBSGL	3339,88	0,95	1,65
27	O05 O08 O11	P10	L6000	PGL	3015,34	0,86	0,00
28	O06 O09 O12	P10	L5000	PGL	3123,65	0,89	1,10
29	O00 - Referência	P10	L6000	GL	3203,84	0,91	0,00
30	O48 O49 O51	P10	L5000	PBSGL_DE	3217,97	0,92	0,02
31	O15 O18 O21	P10	L5000	PBGL	3329,97	0,95	1,22
32	O33 O36 O39	P10	L5000	PBSGL	3375,80	0,96	1,65

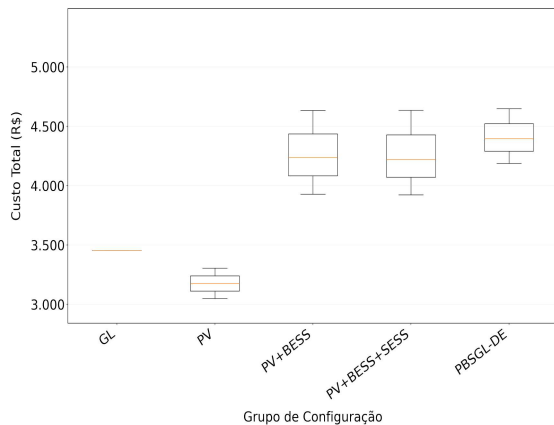
(*) Avaliação em relação ao cenário de referência de O00-P2-L6000.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

preserva os valores médios absolutos e facilita a comparação entre cenários.

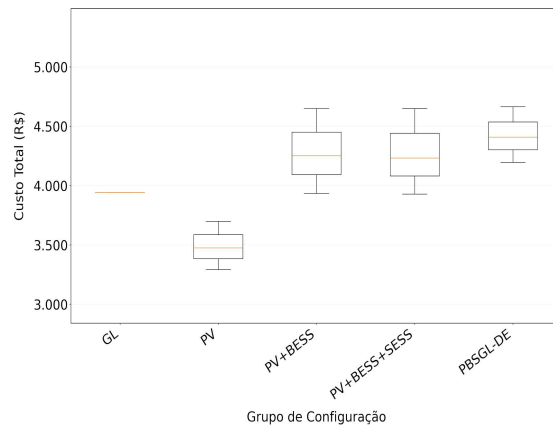
A análise estatística foi construída com base nas métricas descritas na Tabela 12 e penalidades. Para isto, calculou-se, média, desvio padrão, e valores de mínimos e máximos, com intervalo de confiança de 95%. Além da verificação do número de amostras de cada grupo de equipamento. Com base nos dados da análise estatística, realizou-se os cálculos do teste *t/Welch*, que em associação com *p-value* < 0,05, indicaram diferença estatística significativa entre os grupos analisados. Na Tabela 14 são resumidos os resultados que apresentaram diferenças

Figura 22 – PV Médio + L4000 + P2.



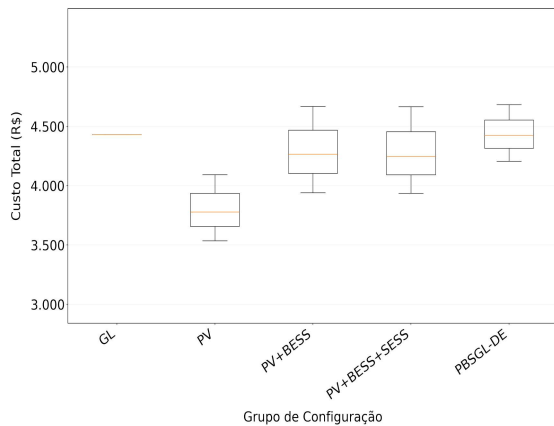
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 23 – PV Médio + L4000 + P4.



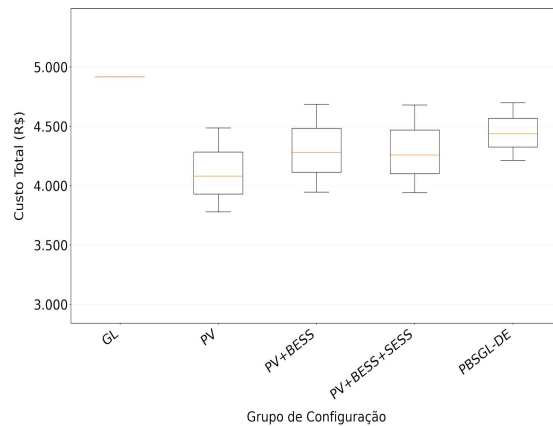
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 24 – PV Médio + L4000 + P6.



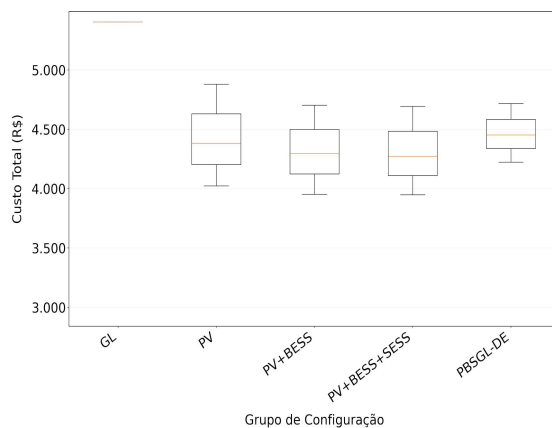
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 25 – PV Médio + L4000 + P8.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 26 – PV Médio + L4000 + P10.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

significativas entre os grupos. Todas as demais combinações de configurações e métricas foram classificados como, não significativo.

Tabela 14 – Resultados: Diferença Estatisticamente Significativa entre os Grupos.

#	Penalidade	Limite	Comparação	Métrica	Dif.	t-test	p-value
1	P2	L6000	referência vs PV	<i>C_total_grid (*)</i>	-232,79	4,738	0,025
2	P2	L6000	referência vs PV	<i>E_import_grid</i>	-188,50	3,412	0,022
3	P2	L4000	PV vs PV+BESS	<i>C_total_grid (*)</i>	1090,28	-5,017	0,023
4	P2	L4000	PV vs PV+BESS	<i>E_over_grid</i>	-206,77	6,858	0,020
5	P2	L4000	PV vs PV+BESS	<i>t_over_contr</i>	-17,23	6,858	0,020
6	P2	L4000	PV vs PV+BESS	<i>C_total_grid</i>	-31,56	5,017	0,023
7	P2	L4000	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-12,04	3,901	0,018
8	P2	L4500	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-13,82	3,898	0,018
9	P4	L4000	PV vs PV+BESS	<i>C_total_grid (*)</i>	789,82	-3,312	0,042
10	P4	L4000	PV vs PV+BESS	<i>E_over_grid</i>	-206,77	6,858	0,020
11	P4	L4000	PV vs PV+BESS	<i>t_over_contr</i>	-17,23	6,858	0,020
12	P4	L4000	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-12,04	3,901	0,018
13	P4	L4500	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-13,82	3,898	0,018
14	P6	L4000	PV vs PV+BESS	<i>E_over_grid</i>	-206,77	6,858	0,020
15	P6	L4000	PV vs PV+BESS	<i>t_over_contr</i>	-17,23	6,858	0,020
16	P6	L4000	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-12,04	3,901	0,018
17	P6	L4500	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-13,82	3,898	0,018
18	P8	L4000	PV vs PV+BESS	<i>E_over_grid</i>	-206,77	6,858	0,020
19	P8	L4000	PV vs PV+BESS	<i>t_over_contr</i>	-17,23	6,858	0,020
20	P8	L4000	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-12,04	3,901	0,018
21	P8	L4500	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-13,82	3,898	0,018
22	P10	L4000	PV vs PV+BESS	<i>E_over_grid</i>	-206,77	6,858	0,020
23	P10	L4000	PV vs PV+BESS	<i>t_over_contr</i>	-17,23	6,858	0,020
24	P10	L4000	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-12,04	3,901	0,018
25	P10	L4500	PV+BESS+SESS vs DE	<i>peak_total_grid</i>	-13,82	3,898	0,018

(*) Avaliação em relação ao cenário de referência de O00-P2-L6000.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

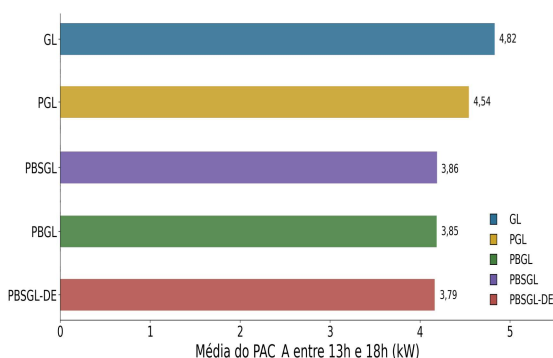
Na linha 1, da Tabela 14, observa-se que para a penalidade P2 há diferença entre o grupo de referência L6000, composto por rede e cargas com o uso do sistema fotovoltaico, em relação a métrica de custo total. Isto significa que o uso do sistema fotovoltaico possui impacto na redução do custo total da microrrede. Nas linhas #3 e #10, pode-se observar que o mesmo não ocorre na comparação PV vs PV+BESS, indicando aumento do custo total. Vale destacar que neste trabalho é feito uma avaliação de custo que envolve o custo de investimento dos equipamentos, e que esta avaliação difere de uma abordagem que possua foco exclusivamente no valor da fatura mensal.

Assim, a análise apresentada neste capítulo deve ser interpretada como custo total do sistema estudado, e não apenas como custo faturado pela concessionária. Para o caso de uma abordagem com foco na fatura mensal, sem considerar o valor do investimento dos equipamentos,

verificou-se que o PV vs PV+BESS também apresentaria diferença estatística significativa na redução do valor da fatura de energia.

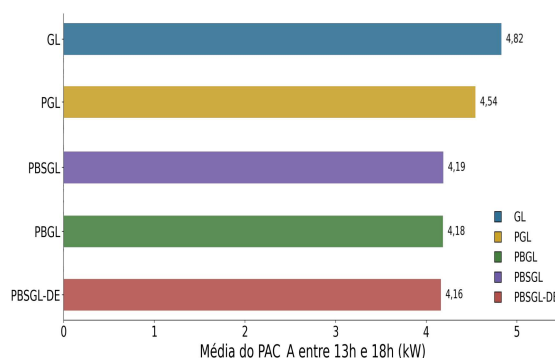
O PV+BESS possui diferença estatística significativa em relação ao controle pico, e tempo acima do limite, em relação ao cenário com PV e ao cenário GL. Para a comparação entre os grupos PV+BESS+SESS e DE, o método otimizado apresentou diferença significativa em relação ao controle de pico, quando comparado com PV+BESS+SESS nas faixas L4000 e L4500. Na Figura 27 e na Figura 28, destaca-se os resultados das médias do pico de potência no PAC, auditadas no intervalo entre 13h e 18h a partir das séries de controle utilizadas na análise econômica, horários de consumo das cargas, com a penalidade $P2$ para os limites de $L4000$ e $L4500$. Um comportamento similar foi observado para os demais níveis de penalidades.

Figura 27 – Média da Potência de Pico no PAC por Fase + L4000 + $P2$.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 28 – Média da Potência de Pico no PAC por Fase + L4500 + $P2$.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

O foco da aplicação não é apenas limitar o pico de energia, mas controlar a média de energia consumida em um intervalo de tempo discreto. Assim, observa-se nas Figuras 27 e 28, que os valores de pico máximo são superiores ao limite informado. Quando comparados com os valores de tempo acima do limite, das linhas #1, #2, #5, #6, #7 e #8 da Tabela 13, é possível notar que, durante a simulação o valor não ultrapassou 1,65 hora, ou em média para os grupos, 0,67 hora. Isto mostra que quando os limites estão bem ajustados para a configuração da microrrede, com ou sem armazenadores, o impacto no custo total é mínimo.

Em contrapartida, quando o limite contratado é menor, exige maior frequência de atuação dos armazenadores. Isto expõe a microrrede a condições de risco de aumento dos custos, assim como, expõe os controles a maior severidade operacional. Limites menores, como L4000, aumentam os custos em relação ao grupo de referência, enquanto, limites maiores apresentam maior estabilidade do custo total. Apesar do algoritmo Otimizado ter um custo menor e maior estabilidade em relação as penalidades, não há diferença estatística significativa entre as abordagens Exata e Otimizada que comprove sua superioridade. O controle de pico foi a única métrica que apresentou uma diferença entre as duas abordagens, apesar de pequena.

5.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, apresentou-se uma análise de desempenho com as métricas relevantes para o problema, o ambiente de simulação, a configuração inicial da microrrede e os parâmetros de configuração utilizados na abordagem Determinística e na abordagem Otimizada. A configuração do ambiente de simulação foi baseada nas características técnicas e físicas dos equipamentos presentes no laboratório Núcleo de Pesquisa de Energia Elétrica (nPÉE) do departamento de Engenharia Elétrica, da Universidade do Estado de Santa Catarina (Udesc).

O perfil de cargas é baseado nos equipamentos instalados no nPÉE, e o perfil solar com dados de irradiância e temperatura foram extraídos da plataforma OpenWeather. O ambiente de simulação de *hardware-in-the-loop* foi desenvolvido no *software* da *Typhoon HIL* para testar a execução das abordagens desenvolvidas, com os limites de atuação do sistema. Apresentou-se um estudo de caso que simula a operação do sistema para exemplificar o funcionamento da solução proposta, evidenciando as condições de operação com uso das Equações 66 e 82 das funções objetivos e correção de potência, em relação ao balanço de potência apresentado na Equação 65.

No estudo de caso, são detalhados as condições de operação e os valores de acionamento de eventos, bem como as condições de operação do sistema em relação à identificação dos eventos que ocasionaram instabilidade, e à necessidade de correta alteração das potências dos equipamentos. Observou-se, respostas coerentes do sistema para a correção das potências em função do menor custo operacional instantâneo e a atuação por parte dos armazenadores. A abordagem Determinística para a configuração, P2+L5000+PV+BESS+SESS obteve um custo operacional médio de R\$ 3232, enquanto para a abordagem Otimizada, o custo operacional médio é de R\$ 3216. A diferença absoluta entre os valores é pequena, o que reforça a interpretação de equivalência estatística entre as abordagens para esse cenário, ainda que a abordagem Otimizada apresente leve vantagem numérica.

A diferença de custo final entre as duas abordagens não se mostrou diferença estatisticamente significativa nas análises realizadas, não sustentando uma superioridade do método baseado em *Differential Evolution*. O uso do DE como alternativa de comparação metodológica e como estratégia de despacho é válido, porque apresentou um comportamento consistente sob as mesmas restrições técnicas e apresentou diferença estatisticamente significativa quanto ao controle de pico, sugerindo que outras técnicas de otimização também podem ser investigadas em trabalhos futuros.

Os resultados de ambas as abordagens foram considerados equivalentes, não havendo diferença estatística significativa entre os grupos analisados. Vale ressaltar que esta avaliação considerou o custo de investimento dos equipamentos para o cálculo do custo do kWh durante a vida útil. Nos eventos de controle de pico, o sistema atuou em 100% dos casos, quando o estado de carga dos armazenadores estava disponível. E não foram observadas inconsistências de atuação, como por exemplo, durante um evento de controle de pico os armazenadores deixarem

de atuar para poupar energia, o que reforça a decisão de um controle alinhado entre recursos operacionais da microrrede e com o limite de potência contratada.

O tempo acima do limite, por consequência a penalização econômica associada à energia excedente integrada acima do limite contratado, impactam pouco no custo total da microrrede. Na linha #4 da Tabela 13, o grupo 004|007|010 com penalidade P2 e limite L4000, a penalidade ainda aparece entre os melhores resultados, mesmo com 17,95 horas acima do limite de potência contratada, mas com o aumento das penalidades deixa de ser vantajoso, e não tem valor superior sobre os grupos que utilizam os armazenadores, e possuem custo pela energia fornecida.

As Figuras 22 até 26 sobre o controle de pico confirmam a informação, e apresentam os valores médios dos custos dos grupos sobre diferentes penalidades. Como resultado, grupos que não possuem armazenadores estão mais suscetíveis ao risco de elevação dos preços por penalidades. Como evidências estatísticas, foram encontradas diferenças entre: o custo total, com o uso do sistema fotovoltaico em relação ao cenário de referência; ao tempo acima do limite e energia excedente com o uso de armazenadores e; controle de pico em relação aos métodos Exato e Otimizado.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, apresentou-se como principal contribuição, implementação de duas abordagens através dos métodos Exato e de Otimização para o gerenciamento de uma microrrede, com base no controle dos conversores de energia dos armazenadores do tipo BESS e SESS, controlando a potência dos conversores para realizar o balanço de energia, por meio do uso das abordagens Exata e Otimizada baseada no algoritmo *Differential Evolution* (DE), com a criação de uma modelagem que minimiza o custo de operação da microrrede, considerando as fontes de energia disponíveis com restrições operacionais.

A proposta considerou a atuação conjunta de dois conversores bidirecionais que une o banco de baterias e os supercapacitores à microrrede, um sistema fotovoltaico com um inversor que corrige os parâmetros da energia renovável produzida para o padrão da microrrede, a conexão com a rede concessionária por meio de um conversor bidirecional que é o ponto de acoplamento com a microrrede e as cargas conectadas, respeitando as restrições operacionais do sistema. A modelagem proposta incluiu diferentes tipos de penalizações, como o controle de pico e os termos de *State of Charge* que protegem os armazenadores, restrições de operações para representar as capacidades operacionais dos equipamentos e a coordenação de operação das fontes despacháveis para garantir a coerência dos métodos propostos. Em suma, a abordagem proposta integra:

- A implementação de um controle centralizado baseado no método Exato;
- A implementação de um controle centralizado baseado no uso do algoritmo DE para o controle de estados dos equipamentos;
- A utilização do parâmetro de potência dos barramentos para atuação da abordagem Otimizada desenvolvida;
- A aplicação da atuação individualizada por barramento;
- O gerenciamento, sem o conhecimento prévio sobre as cargas que podem ser ligadas ou desligadas independentemente;
- O controle dos armazenadores de energia do tipo baterias e supercapacitores, que atuam para o equilíbrio de energia, quando o custo de oportunidade é favorável para o fornecimento de energia a microrrede;
- O controle com ajuste fino de potência dos conversores de energia, considerando equipamentos instalados no laboratório de Núcleo de Potência e Energia Elétrica da Universidade do Estado de Santa Catarina;

Foi realizada uma revisão de literatura que comparou diferentes trabalhos relacionados ao gerenciamento de microrredes, destacando, o controle de potência, aplicação de heurísticas, o

controle de conversores para o balanço de potência e melhorias nos parâmetros de qualidade de energia, o uso de métodos preditivos para o gerenciamento de energia, e a aplicabilidade das soluções quanto ao modo de operação das microrredes, considerando os modos conectado à rede concessionária e ilhado.

Constatou-se, que muitos trabalham focam na resolução de problemas específicos, como a melhoria da qualidade de energia, o controle de tensão, potência e frequência ou controles preditivos. A abordagem de Pinto et al. (2022) foi uma referência essencial para este trabalho, devido ao foco na base econômica, e da proposição de um sistema descentralizado com incentivos financeiros para a atuação dos participantes da microrrede baseado nos parâmetros elétricos de energia. A solução apresentada nesta dissertação, se diferencia dos trabalhos da literatura, pois apresenta o gerenciamento dos armazenadores sem o conhecimento prévio das cargas conectadas à microrrede, atua com base no valor dinâmico do preço da energia, com uso de média móvel exponencial, filtros, modelagem baseada em custo efetivo considerando também o custo de investimento dos equipamentos da microrrede.

Experimentos computacionais foram realizados no software *Typhoon HIL*. Os resultados foram eficazes para a resolução do problema de controle de pico e gerenciamento de potência da microrrede, com base no custo da energia da energia e oportunidade de atuação para minimizar o custo de operação, possibilitando observar a atuação do sistema em diferentes condições operacionais, como em eventos de escassez de energia da geração solar em níveis diferentes de limites de contrato de demanda. As abordagens, Exata e otimizada, foram eficientes em encontrar soluções viáveis, minimizando o custo operacional considerando as penalidades para manter a estabilidade do sistema, e o balanço de potência dos barramentos, por meio do ajuste de potência dos conversores do conjunto de baterias e dos supercapacitores.

Como benefício desta estratégia que combina o controle de potência e otimização de custo, tem-se uma solução robusta voltada ao controle de microrredes, com objetivo de encontrar os menores custos computacionais e financeiros, com avaliação do custo instantâneo a cada execução. Ainda como contribuição desta dissertação, citam-se duas publicações de artigos científicos:

- SANTOS, L. C.; KNISS, J.; QUISPE, J. B. B.; FIORESE, A. Gerenciamento e Otimização de Operação de Equipamentos de Uma Microrrede. In: 2025 16th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2025, São Sebastião. 2025 16th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2025. p. 2279-2286.
- Artigo aceito no SEMISH, "Gerenciamento de Operação de uma Microrrede de Energia Baseado no Custo da Energia Elétrica", 53º Seminário Integrado de Software e Hardware, Gramado, RS, de 20 a 23 de julho de 2026.

Destaca-se, que a solução apresentada possui diversas oportunidades de pesquisa para trabalhos futuros.

6.1 PERSPECTIVAS DE TRABALHOS FUTUROS

Conforme apresentado no Capítulo 5, não houve diferença estatística significativa entre os métodos, Exato e Otimizada em relação a redução de custo operacional. Contudo, constatou-se que soluções bio-inspiradas podem aprimorar a qualidade técnica dos controles, por serem capazes de testar inúmeras soluções ao mesmo tempo, com uma busca refinada para encontrar o melhor candidato a redução de custo a cada execução do sistema. Sugere-se a comparação da abordagem Otimizada com base algoritmo evolutivo DE, com outras meta-heurísticas relevantes para o problema.

Muitos parâmetros de inicialização são fixos, como o *STEP* de atuação por execução, P_{target} e variáveis de histerese, logo, quando o controle ficou exposto a condições mais severas, como por exemplo ao limite contratado de 4000 W em relação ao limite de 5000 W, picos de ultrapassagem instantâneos maiores foram observados. Apesar dos controles corrigirem com a potência média para o intervalo proposto de 10 minutos, isto mostra que o controle possui menos robustez a condições mais severas e que precisam ser mais bem compreendidas.

Sugestões para pesquisas futuras de médio e longo prazo incluem:

1. **Implementação na microrrede real:** implementar a solução proposta na microrrede do nPEE.
2. **Ampliar escopo para controle de potência reativa:** implementar o sistema controlar a potência reativa.
3. **Ajuste de parâmetros dinamicamente:** implementar configurações dinâmicas para os controles, de acordo com as condições do sistema.
4. **Aplicar métodos preditivos:** implementação de mecanismos para a previsão e resposta à demanda, controle de potência, bem como a previsão de geração de energia, para um gerenciamento mais refinado do conjunto de baterias e supercapacitores.
5. **Testar condições de incertezas maiores:** aplicar parâmetros de irradiância e temperatura a cada segundo, pode contribuir para a robustez da solução, haja visto, a natureza do problema e a necessidade de tomada de ação rápida.
6. **Aprimorar a qualidade de energia:** explorar soluções para o uso do conjunto de baterias para a regulação de frequência.
7. **Detecção do modo ilhado:** ampliar os parâmetros do sistema para a detecção e atuação rápida do modo ilhado.

REFERÊNCIAS

- ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/detalhe_nbr.asp?nbr=32852. Disponível em: https://www.gedweb.com.br/aplicacao/usuario/asp/detalhe_nbr.asp?nbr=32852. Citado na página 45.
- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Reliability, economic and environmental analysis of a microgrid system in the presence of renewable energy resources. **Applied Energy**, v. 236, p. 1089–1110, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918318671>. Acesso em: 20 fev. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 14, 19 e 21.
- AGHAMOLKI, Hossein Ghassempour; MIAO, Zhixin; FAN, Lingling. A hardware-in-the-loop scada testbed. In: **2015 North American Power Symposium (NAPS)**. [s.n.], 2015. p. 1–6. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7335093>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.
- AHMED, M. M.; SOO, W. L. Customized scada system for low voltage distribution automation system. In: **2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific**. [s.n.], 2009. p. 1–4. ISSN: 2160-8644. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5357001>. Citado na página 32.
- AL-DABBAGH, Rawaa Dawoud et al. Algorithmic design issues in adaptive differential evolution schemes: Review and taxonomy. **Swarm and Evolutionary Computation**, v. 43, p. 284–311, 2018. ISSN 2210-6502. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210650217305837>. Acesso em: 18 mar. 2025. Citado 5 vezes nas páginas 25, 26, 27, 28 e 29.
- AL-ISMAIL, F. S. Dc microgrid planning, operation, and control: A comprehensive review. **IEEE Access**, v. 9, p. 36154–36172, 2021. Disponível em: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85103792519&doi=10.1109%2fACCESS.2021.3062840&partnerID=40&md5=6e6688e02bb7588b3c93cc7d095ff756>. Acesso em: 26 fev. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- ALSHEHRI, Jaber; KHALID, Muhammad. Power quality improvement in microgrids under critical disturbances using an intelligent decoupled control strategy based on battery energy storage system. **IEEE Access**, v. 7, p. 147314–147326, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8862829>. Acesso em: 18 jun. 2025. Citado 6 vezes nas páginas 14, 15, 35, 36, 40 e 41.
- ARAFAT, M.Y.; HOSSAIN, M.J.; ALAM, Md Morshed. Machine learning scopes on microgrid predictive maintenance: Potential frameworks, challenges, and prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 190, p. 114088, 2024. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123009462>. Acesso em: 20 fev. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 15.
- BARIK, A.K.; DAS, D.C. Integrated resource planning in sustainable energy-based distributed microgrids. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 48, p. 101622, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101622>. Acesso em: 17 jun. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 41.

CHAKRABORTY, Uday K. **Advances in Differential Evolution**. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008. v. 143. (Studies in Computational Intelligence, v. 143). ISBN 978-3-540-68827-3. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-540-68830-3>. Acesso em: 18 mar. 2025. Citado na página 28.

CIENFUEGOS, César et al. Comparative analysis of battery energy storage systems' operation strategies for peak shaving in industries with or without installed photovoltaic capacity. **Renewable Energy Focus**, v. 49, p. 100574, 2024. Citado na página 36.

DAS, Swagatam; SUGANTHAN, Ponnuthurai Nagaratnam. Differential evolution: A survey of the state-of-the-art. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 15, n. 1, p. 4–31, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5601760/>. Acesso em: 5 mar. 2025. Citado 10 vezes nas páginas 14, 22, 23, 24, 25, 28, 30, 31, 65 e 84.

ELÉTRICA, Agência Nacional de Energia. **Aumento da oferta de geração em 2024 será de 10.1 GW, prevê ANEEL**. 2024. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aumento-da-oferta-de-geracao-em-2024-sera-de-10-1-gw-preve-aneel-1>. Acesso em: 20 fev. 2025. Citado na página 14.

ELÉTRICA, Agência Nacional de Energia. **Matriz Elétrica Brasileira alcança 200 GW**. 2024. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-alcanca-200-gw>. Acesso em: 20 fev. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 19.

FEOKTISTOV, V.; JANAQI, S. Generalization of the strategies in differential evolution. In: **18th International Parallel and Distributed Processing Symposium, 2004. Proceedings**. [s.n.], 2004. p. 165—. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez74.periodicos.capes.gov.br/document/1303160>. Acesso em: 5 mar. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

FERAHTIA, Seydali et al. Optimal techno-economic energy management strategy for building's microgrids based bald eagle search optimization algorithm. **Applied Energy**, v. 306, Part B, p. 118069, 2022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921013568>. Acesso em: 11 maio 2025. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 41.

FUCHS, Leonardo et al. Operação Ótima de uma microgrid conectada à rede elétrica utilizando controle preditivo e modelo de previsão baseado em redes neurais para peak shaving [not available in english]. In: **2021 14th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**. [s.n.], 2021. p. 439–446. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez74.periodicos.capes.gov.br/document/9529885>. Acesso em: 8 abr. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 41.

GAUSHELL, D.J.; DARLINGTON, H.T. Supervisory control and data acquisition. **Proceedings of the IEEE**, v. 75, n. 12, p. 1645–1658, dez. 1987. ISSN 1558-2256. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1458199>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

GHOSH, Arnob et al. An improved differential evolution algorithm with fitness-based adaptation of the control parameters. **Information Sciences**, v. 181, n. 18, p. 3749–3765, 2011. ISSN 0020-0255. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0020025511001381>. Acesso em: 18 mar. 2025. Citado na página 27.

HIGGINS, Neil et al. Distributed power system automation with iec 61850, iec 61499, and intelligent control. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C**

(**Applications and Reviews**), v. 41, n. 1, p. 81–92, jan. 2011. ISSN 1558-2442. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5447785>. Citado na página 33.

HIL., Typhoon. **Typhoon HIL Documentation**. 2026. Disponível em: <https://www.typhoon-hil.com/documentation/>. Citado 3 vezes nas páginas 35, 46 e 77.

IEEE. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces - redline. **IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) - Redline**, Estados Unidos, p. 1–227, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez74.periodicos.capes.gov.br/document/8365917>. Acesso em: 14 maio 2025. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.

LISTED, No Author. Integrated communication protocols for substation automation: Hil validation of iec 61850, ieee c37.118 and iec 60870-5-104. In: **2024 IEEE Conference Publication**. [s.n.], 2024. p. 1–6. Conference Paper. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11272325>. Citado na página 33.

MOLDOVAN, Dan; AYYANAR, Raja. DNP3 Implementation in a High DER Penetration Distribution System. In: **2024 IEEE Kansas Power and Energy Conference (KPEC)**. [s.n.], 2024. p. 1–5. ISSN: 2997-7460. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10676137>. Citado na página 33.

MOSA, Magdi A.; ALI, A. A. Energy management system of low voltage dc microgrid using mixed-integer nonlinear programming and a global optimization technique. **Electric Power Systems Research**, v. 192, p. 106971, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620307690>. Acesso em: 10 maio 2025. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 41.

NENGROO, Sarvar Hussain et al. An optimized methodology for a hybrid photo-voltaic and energy storage system connected to a low-voltage grid. **Electronics**, v. 8, n. 2, p. 176, 2019. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2079-9292/8/2/176>. Acesso em: 25 fev. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 38, 40 e 41.

OpenWeather APIs for Weather, Energy, and Environment. 2026. Disponível em: https://openweathermap.org/payload/api/media/file/clouds_bg.jpg. Acesso em: 25 mar. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 86.

PINTO, L.F.R. et al. Contributions to power management in ac microgrids based on concepts of microeconomics theory. **Energies**, v. 15, p. 3890, 2022. Disponível em: <https://www.mdpi.com/journal/energies>. Acesso em: 9 abr. 2025. Citado 6 vezes nas páginas 35, 40, 41, 42, 48 e 101.

Resonac Corporation. **Profile**. 2026. Former Hitachi Chemical Co., Ltd. Disponível em: <https://www.resonac.com/corporate/outline.html>. Citado na página 54.

SHAFIULLAH, Md et al. Review of recent developments in microgrid energy management strategies. **Sustainability**, v. 14, n. 22, p. 14794, 2022. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/22/14794>. Acesso em: 5 mar. 2025. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 22.

SHAN, Yinghao et al. Model predictive control of bidirectional dc–dc converters and ac/dc interlinking converters—a new control method for pv-wind-battery microgrids. **IEEE**

Transactions on Sustainable Energy, v. 10, n. 4, p. 1823–1833, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez74.periodicos.capes.gov.br/document/8478371>. Acesso em: 07 maio 2025. Citado 4 vezes nas páginas 36, 37, 40 e 41.

SHI, Yuanyuan et al. Using battery storage for peak shaving and frequency regulation: Joint optimization for superlinear gains. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 2882–2894, 2018. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee-org.ez74.periodicos.capes.gov.br/document/8027056>. Acesso em: 8 abr. 2025. Citado 4 vezes nas páginas 14, 39, 40 e 41.

STORN, Rainer; PRICE, Kenneth. Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. **Journal of Global Optimization**, v. 11, n. 4, p. 341–359, 1997. Disponível em: <https://doi.org/10.1023/A:1008202821328>. Acesso em: 17 mar. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 14, 22 e 43.

TAJJOUR, Salwan; CHANDEL, Shyam Singh. A comprehensive review on sustainable energy management systems for optimal operation of future-generation of solar microgrids. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 58, p. 103377, 2023. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138823003703>. Acesso em: 20 fev. 2025. Citado na página 14.

UPADHYAY, Saugat; AHMED, Ibrahim; MIHET-POPA, Lucian. Energy management system for an industrial microgrid using optimization algorithms-based reinforcement learning technique. **Energies**, v. 17, n. 16, p. 3898, 2024. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/16/3898>. Acesso em: 5 mar. 2025. Citado na página 19.

USTUN, Taha Selim; OZANSOY, Cagil; ZAYEGH, Aladin. Simulation of communication infrastructure of a centralized microgrid protection system based on IEC 61850-7-420. In: **2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)**. [s.n.], 2012. p. 492–497. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6486033>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

WANG, Chong et al. Modeling and analysis of a microgrid considering the uncertainty in renewable energy resources, energy storage systems and demand management in electrical retail market. **Journal of Energy Storage**, v. 33, p. 102111, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X20319411>. Acesso em: 09 maio 2025. Citado 3 vezes nas páginas 37, 40 e 41.

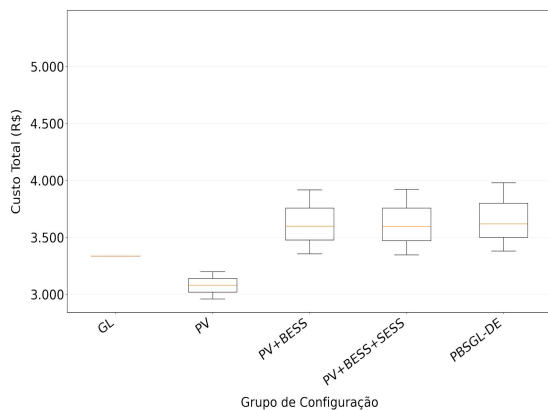
YANG, Qiangda et al. Differential evolution with migration mechanism and information reutilization for global optimization. **Expert Systems with Applications**, v. 238, Part E, p. 122076, 2024. ISSN 0957-4174. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417423025782>. Acesso em: 18 mar. 2025. Citado 3 vezes nas páginas 27, 28 e 31.

YANG, Yinguo et al. System value assessment method of energy storage system for multi-services of power system considering battery degradation. **IET Energy Systems Integration**, v. 5, n. 3, p. 355–364, 2023. Citado na página 35.

ZIA, Muhammad Fahad; ELBOUCHIKHI, Elhoussin; BENBOUZID, Mohamed. Optimal operational planning of scalable dc microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations. **Applied Energy**, v. 237, p. 695–707, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919300406>. Acesso em: 07 maio 2025. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 41.

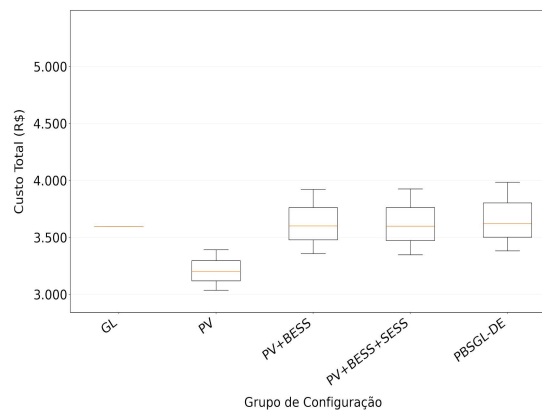
ANEXO A – GRÁFICOS BOXPLOT DOS CUSTOS TOTAIS POR PENALIDADE PARA O LIMITE DE 4500W POR FASE

Figura 29 – PV Médio + L4500 + P2.



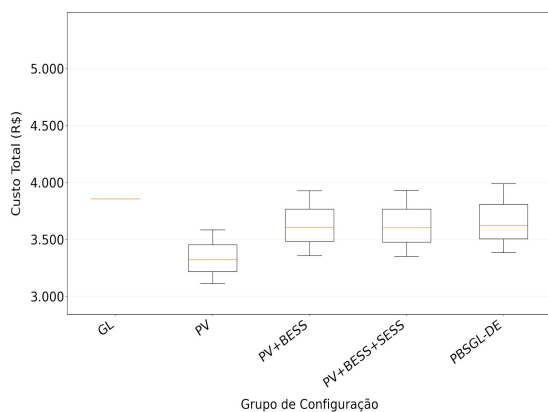
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 30 – PV Médio + L4500 + P4.



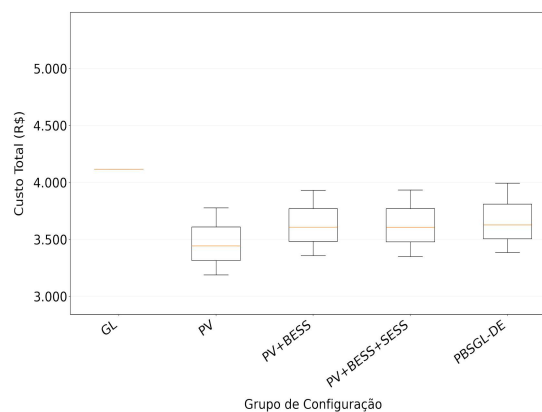
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 31 – PV Médio + L4500 + P6.



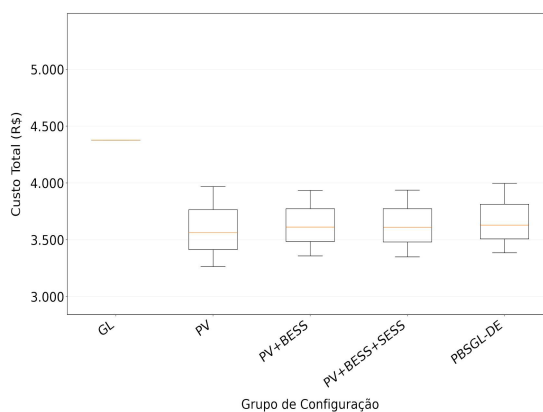
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 32 – PV Médio + L4500 + P8.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

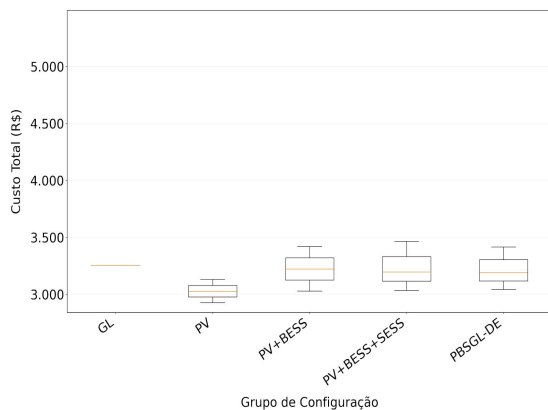
Figura 33 – PV Médio + L4500 + P10.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

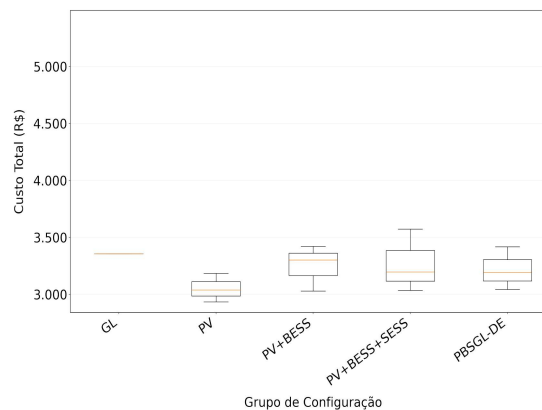
ANEXO B – GRÁFICOS BOXPLOT DOS CUSTOS TOTAIS POR PENALIDADE PARA O LIMITE DE 5000W POR FASE

Figura 34 – PV Médio + L5000 + P2.



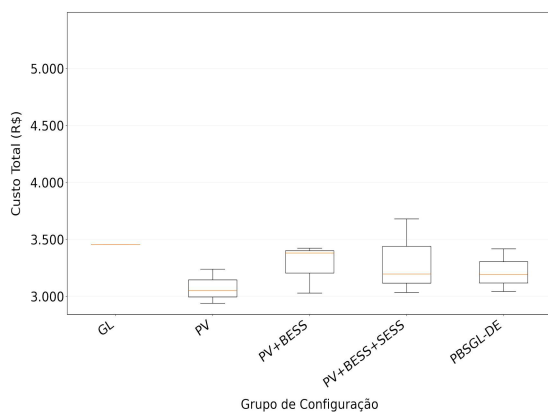
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 35 – PV Médio + L5000 + P4.



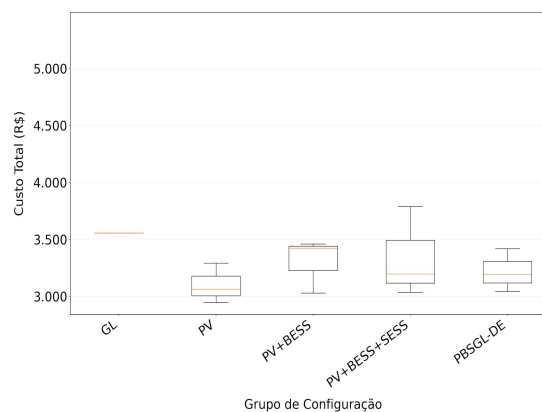
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 36 – PV Médio + L5000 + P6.



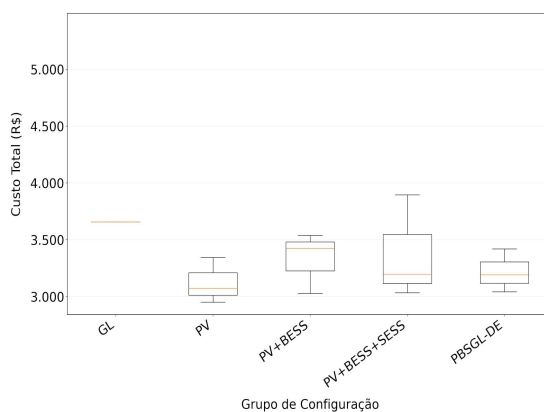
Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 37 – PV Médio + L5000 + P8.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

Figura 38 – PV Médio + L5000 + P10.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2026).

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA – UDESC
BIBLIOTECA UNIVERSITÁRIA
REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL

CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS – CCT

ATESTADO DE VERSÃO FINAL

Eu, Janine Kniess, professor(a) do curso de Mestrado em Computação Aplicada, declaro que esta é a versão final aprovada pela comissão julgadora da dissertação/tese intitulada: **“Gerenciamento e Otimização de uma Microrrede Baseada no Custo da Energia”** de autoria do(a) acadêmico Leonardo Cardoso Santos.

Joinville, 23 de Agosto de 2026.

Assinatura digital do(a) orientador(a):

Documento assinado digitalmente
 **JANINE KNISS**
Data: 24/08/2026 15:58:56-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Janine Kniess