



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JAINÉ FEIJÃO DE LIMA

**Desenvolvimento de uma Metodologia de Despacho de Energia Elétrica de um Sistema
de Geração Fotovoltaica com Armazenamento de Energia Híbrido para Sistemas**

Isolados

DM 19/2025

UFPA / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-PA
2025



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JAINÉ FEIJÃO DE LIMA

**Desenvolvimento de uma Metodologia de Despacho de Energia Elétrica de um Sistema
de Geração Fotovoltaica com Armazenamento de Energia Híbrido para Sistemas**

Isolados

DM 19/2025

Dissertação submetida à banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof^o. Dr. Thiago Mota Soares

Coorientadora: Prof^a. Dr^a. Maria Emília de Lima Tostes

UFPA / PPGEE

Campus Universitário do Guamá

Belém-PA

2025

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com
ISBD Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

F297d Feijão De Lima, Jaine.

Desenvolvimento de uma Metodologia de Despacho de Energia Elétrica de um Sistema de Geração Fotovoltaica com Armazenamento de Energia Híbrido para Sistemas Isolados / Jaine Feijão De Lima. — 2025.

112 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Thiago Mota Soares Coorientação: Prof^a. Dra. Maria Emília de Lima Tostes Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,

Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2025.

1. microrredes isoladas. 2. despacho ótimo de energia. 3. geração fotovoltaica. 4. armazenamento híbrido de energia. 5. otimização computacional. I. Título.

CDD 621.3191



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA DE DESPACHO DE ENERGIA
ELÉTRICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA HÍBRIDO PARA SISTEMAS ISOLADOS”**

AUTORA: JAINE FEIJÃO DE LIMA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA APROVADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 16/07/2025

BANCA EXAMINADORA:

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Thiago Mota Soares

(Orientador – PPGEE/ITEC/UFPA)

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes

(Coorientadora – PPGEE/ITEC/UFPA)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra

(Avaliador Interno – PPGEE/ITEC/UFPA)

Prof. Dr. Allan Rodrigo Arrifano Manito

(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/ITEC/UFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Diego Lisboa Cardoso

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

A realização desta dissertação marca o encerramento de uma importante etapa acadêmica e representa uma conquista construída com dedicação, apoio e aprendizado ao longo da jornada. Agradeço, primeiramente, a Deus, por me conceder força, saúde e serenidade ao longo de toda esta jornada.

À minha filha Jasmine, fonte inesgotável de amor e motivação, que, mesmo tão pequena, foi fonte de inspiração e motivação constante. Ao meu marido Áthila, por sua presença constante, apoio incondicional e parceria em cada passo dessa trajetória.

Agradeço também à minha mãe Joelma, pela dedicação, carinho e exemplo de determinação; à minha irmã Janaina, pelo incentivo constante e todo suporte durante esse período; e aos meus avós, que desde cedo acreditaram no valor da educação e plantaram em mim o desejo de crescer por meio do conhecimento. Estendo minha gratidão a toda a minha família, que esteve comigo em pensamento, palavras e gestos em cada etapa desta conquista.

Ao meu orientador Thiago, pela orientação técnica, apoio e confiança ao longo da pesquisa. Aos docentes e colegas do Ceamazon, pelo ambiente de aprendizado e troca de experiências ao longo da trajetória acadêmica.

À Norte Energia S.A. e à Universidade Federal do Pará pela oportunidade de desenvolver esta pesquisa como parte do projeto de P&D nº PD-07427-0522/2022, intitulado “*Sistema de Geração de Energia para Atendimento de Demandas de Pequeno Porte Integrados com Geração Fotovoltaica*”. A parceria foi essencial para o desenvolvimento técnico e científico deste trabalho.

À banca examinadora, composta por Emília Tostes, Allan Manito e Ubiratan Bezerra, agradeço pela leitura atenta, pelas contribuições valiosas e pelo respeito com que acolheram este trabalho.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desta dissertação, deixo aqui o meu sincero e profundo agradecimento.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.”

José de Alencar

RESUMO

A busca por soluções sustentáveis para o fornecimento de energia em regiões isoladas tem se tornado um desafio crescente, especialmente diante da necessidade de reduzir a dependência de combustíveis fósseis e ampliar o uso de fontes renováveis. Nesse contexto, este trabalho propõe uma metodologia de despacho ótimo de energia elétrica para sistemas isolados, considerando a operação conjunta de geração a diesel, sistema fotovoltaico e armazenamento híbrido composto por baterias de íon-lítio e supercapacitores. A estratégia visa otimizar o uso dos recursos energéticos disponíveis, promovendo uma operação mais eficiente, confiável e ambientalmente responsável, com foco na redução do uso de combustíveis fósseis. A modelagem do sistema foi baseada na rede IEEE 33 barras, adaptada para representar as características de microrredes isoladas. Foram utilizados perfis horários de carga e geração solar, representando o comportamento típico de sistemas residenciais em regiões remotas. A formulação matemática do problema de otimização foi desenvolvida na linguagem *Python*, com o uso integrado das bibliotecas *Pyomo* e *pandapower*, além do apoio da ferramenta *OpenDSS* para análise e validação elétrica complementar. A metodologia proposta contempla diferentes cenários operacionais, com funções de custo específicas atribuídas a cada recurso, além da verificação das restrições técnicas da rede, como limites de tensão e capacidade de corrente nas linhas. A abordagem foi avaliada por meio de simulações iterativas, integrando o modelo de otimização ao ambiente de simulação elétrica, com vistas a garantir coerência entre o despacho energético e o comportamento físico da rede. Os resultados demonstraram significativa redução no custo de operação e nas emissões de carbono, com maior aproveitamento da energia renovável e atuação estratégica dos sistemas de armazenamento.

Palavras-chave: microrredes isoladas; despacho ótimo de energia; geração fotovoltaica; armazenamento híbrido de energia; otimização computacional.

ABSTRACT

The pursuit of sustainable energy solutions for isolated regions has become an increasing challenge, especially due to the need to reduce dependence on fossil fuels and expand the use of renewable sources. In this context, this work proposes an optimal energy dispatch methodology for isolated systems, considering the joint operation of diesel generation, photovoltaic systems, and hybrid energy storage composed of lithium-ion batteries and supercapacitors. The strategy aims to optimize the use of available energy resources, promoting a more efficient, reliable, and environmentally responsible operation, with a focus on reducing fossil fuel consumption. The system modeling was based on the IEEE 33-bus network, adapted to represent the characteristics of isolated microgrids. Hourly load and solar generation profiles were used to simulate the typical behavior of residential systems in remote areas. The mathematical formulation of the optimization problem was developed in Python, integrating the Pyomo and pandapower libraries, along with the OpenDSS tool for complementary electrical analysis and validation. The proposed methodology considers different operational scenarios, with specific cost functions assigned to each resource, as well as the verification of technical constraints of the network, such as voltage limits and current capacity of the lines. The approach was evaluated through iterative simulations, integrating the optimization model with the electrical simulation environment to ensure consistency between the energy dispatch and the physical behavior of the network. The results demonstrated a significant reduction in operating costs and carbon emissions, with greater use of renewable energy and strategic operation of the storage systems.

Keywords: isolated microgrids; optimal energy dispatch; photovoltaic generation; hybrid energy storage; computational optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Transição dos sistemas elétricos.	24
Figura 2.2 – Irradiação média global.....	26
Figura 2.3 – Funcionamento dos sistemas Off-Grid.....	27
Figura 2.4 – Funcionamento dos sistemas Grid-Tie.....	28
Figura 2.5 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	31
Figura 2.6 – Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula de silício de 156 mm x 156 mm, sob condições padrão de ensaio.	32
Figura 2.7 – Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp.	33
Figura 2.8 – Relação entre a densidade de potência e de energia para sistemas de armazenamento de energia.	35
Figura 2.9 – Princípio de carga e descarga das baterias de íons de lítio.	36
Figura 2.10 – Princípio de funcionamento de um supercapacitor para o armazenamento de energia.	38
Figura 3.1 – Equivalente de Thévenin interligado a um bloco de carga.	40
Figura 3.2 – Circuito esquemático do modelo PI para uma linha trifásica com neutro.	43
Figura 3.3 – Diagrama esquemático do modelo do sistema fotovoltaico implementado no software OpenDSS.	44
Figura 3.4 – Modelo de um elemento de armazenamento de energia no OpenDSS.	45
Figura 4.1 – Processo iterativo de otimização e simulação elétrica.	64
Figura 5.1 – Topologia da rede utilizada.....	67
Figura 5.2 – Curva de carga adotada.	70
Figura 5.3 – Curvas de despacho ótimo (Cenário 1).	73
Figura 5.4 – Curvas do estado de carga (Cenário 1).	74
Figura 5.5 – Variação tridimensional das tensões nas barras ao longo do dia (Cenário 1).	75
Figura 5.6 – Variação tridimensional do carregamento das linhas ao longo do dia (Cenário 1).	76
Figura 5.7 – Participação percentual de cada recurso (Cenário 1).	78
Figura 5.8 - Comparativo de emissões com e sem REDs (Cenário 1).	82
Figura 5.9 - Curvas de despacho ótimo (Cenário 2).....	83
Figura 5.10 – Curvas do estado de carga (Cenário 2).	86
Figura 5.11 – Variação tridimensional das tensões nas barras ao longo do dia (Cenário 2).	87

Figura 5.12 – Variação tridimensional do carregamento das linhas ao longo do dia (Cenário 2).	88
Figura 5.13 – Participação percentual de cada recurso (Cenário 2).	90
Figura 5.14 - Comparativo de emissões com e sem REDs (Cenário 2).	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Parâmetros elétricos das linhas da rede IEEE 33 barras	69
Tabela 5.2 – Dados das Cargas e Tensões das Barras.	71
Tabela 5.3 – Funções custos (Cenário 1).....	73
Tabela 5.4 – Energia entregue por cada recurso (Cenário 1).	77
Tabela 5.5 – Custo operacional e economia com a estratégia otimizada (Cenário 1).....	79
Tabela 5.6 – Processo Iterativo de Otimização (Cenário 1).....	80
Tabela 5.7 – Estimativa de Emissão de CO ₂ com Gerador Diesel Isolado e com Suporte de Recursos Renováveis (Cenário 1).....	81
Tabela 5.8 – Funções custos (Cenário 2).....	83
Tabela 5.9 – Energia entregue por cada recurso (Cenário 2).	89
Tabela 5.10 – Custo operacional e economia com a estratégia otimizada (Cenário 2).....	91
Tabela 5.11 – Processo Iterativo de Otimização (Cenário 2).....	92
Tabela 5.12 – Estimativa de Emissão de CO ₂ com Gerador Diesel Isolado e com Suporte de Recursos Renováveis (Cenário 2).....	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
REDS	Recursos Energéticos Distribuídos
GD	Geração Distribuída
VE	Veículos Elétricos
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
PNE	Plano Nacional de Energia
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
DE	Despacho Econômico
FCO	Fluxo de Carga Ótimo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
COM	<i>Component Object Model</i>
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>

SUMÁRIO

1	Introdução	16
1.1	Contextualização do Problema	16
1.2	Estado da Arte	17
1.3	Objetivos	20
1.3.1	Objetivo Geral	20
1.3.2	Objetivo Específico	21
1.4	Estrutura da Dissertação	21
2	Recursos Energéticos Distribuídos (REDS)	23
2.1	Introdução	23
2.2	Definição e Tipos de REDS	23
2.3	Sistemas Fotovoltaicos	25
2.3.1	Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	27
2.3.1.1	Sistemas Isolados (Off-Grid)	27
2.3.1.2	Sistemas Conectados à Rede (Grid-Tie)	28
2.3.2	Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos	28
2.3.2.1	Painel Fotovoltaico	29
2.3.2.1.1	Células Fotovoltaicas	30
2.3.2.1.2	Características Elétricas dos Painéis Fotovoltaicos	32
2.3.2.2	Controladores de Carga	34
2.4	Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica	34
2.4.1	Baterias de Íon Lítio	36
2.4.2	Supercapacitores	37
2.5	Conclusão	38
3	Modelagem Elétrica da Rede	39
3.1	Introdução	39
3.2	Modelagem do Gerador Diesel	40
3.3	Modelagem da Carga	41

3.4	Modelagem das Linhas	42
3.5	Modelagem do Sistema Fotovoltaico	43
3.6	Modelagem do Sistema de Armazenamento	45
3.7	Modelagem Computacional Integrada: OpenDSS, Python e pandapower ..	47
3.8	Conclusão	48
4	Formulação Matemática e Estratégia de Otimização	50
4.1	Introdução	50
4.2	Despacho Econômico	51
4.2.1.1	Formulação Clássica	51
4.2.1.2	Formulação Básica	52
4.2.1.3	Formulação com Restrições de Rede	54
4.3	Fluxo de Carga Ótimo	55
4.4	Formulação Matemática do Despacho Ótimo de Energia	56
4.4.1	Modelagem das Funções de Custo	59
4.5	Metodologia de Otimização	62
4.6	Conclusão	64
5	Resultados e Discussões	66
5.1	Introdução	66
5.2	Descrição do Sistema Elétrico	66
5.2.1	Estrutura da Rede	67
5.2.2	Parâmetros Elétricos da Rede	69
5.2.3	Perfil de Carga da Rede	70
5.3	Análise dos Resultados	71
5.3.1	Cenário 1 – Funções de Custo Linear (Bateria) e Quadrática (Supercapacitor)	72
5.3.1.1	Curvas de Despacho e Estado de Carga (SoC)	73
5.3.1.2	Validações Elétricas: Tensões e Carregamento	75
5.3.1.3	Análise Energética	77
5.3.1.4	Análise Econômica	78

5.3.1.5	Perdas Elétricas e Convergência do Modelo	80
5.3.1.6	Créditos de Carbono	81
5.3.2	Cenário 2 – Bateria Quadrática e Supercapacitor Exponencial	82
5.3.2.1	Curvas de Despacho e Estado de Carga (SoC)	83
5.3.2.2	Validações Elétricas: Tensões e Carregamento	87
5.3.2.3	Análise Energética	89
5.3.2.4	Análise Econômica	91
5.3.2.5	Perdas Elétricas e Convergência do Modelo	92
5.3.2.6	Créditos de Carbono	93
5.3.3	Discussão Geral dos Resultados	94
5.4	Conclusão	96
6	Considerações Finais	98

TRABALHOS FUTUROS

.....100

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS102

APÊNDICE A – RESULTADOS ELÉTRICO DETALHADOS DA REDE110

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do Problema

Anualmente, observa-se uma ascensão da presença de fontes alternativas na matriz energética global. Tal avanço é impulsionado pela urgência de tornar a produção de energia elétrica mais sustentável, em consonância com metas estabelecidas em acordos internacionais, refletindo uma preocupação ambiental e econômica crescente.

No Brasil não é diferente, uma vez que a partir do ano de 2004 começaram a surgir incentivos relacionados a produção de energia por meio da utilização dos recursos naturais, com o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Mais tarde, com a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, estabeleceu-se as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (Aneel, 2012), o que também estabeleceu o sistema de compensação de energia elétrica a ser empregado. Essas iniciativas foram cruciais para a regulamentação da geração descentralizada de energia no país, a qual passou a ter maior aderência nos anos subsequentes.

Nesse contexto, os avanços observados ao longo do tempo foram importantes para a implantação de tecnologias voltadas para sistemas isolados, pois conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2019), o Brasil ainda comporta muitas áreas isoladas concentradas na Região Norte, já que grande parte do seu território é formado por áreas de difícil acesso, o que restringe o transporte de energia pela rede convencional. O Instituto de Humanitas Unisinos (2022) cita que, de acordo com estimativas do Ministério de Minas e Energia, cerca de 425 mil famílias ainda não têm acesso à energia elétrica. Assim, a conexão com a rede elétrica convencional em áreas consideradas remotas ainda é muito limitada, o que leva muitos consumidores a gerarem sua própria energia, na maioria das vezes utilizando geradores a diesel, uma alternativa poluente e pouco acessível do ponto de vista econômico. Nesse sentido, há a necessidade de fontes de geração mais limpas e baratas que sejam capazes de suprir a demanda local.

A integração das fontes renováveis de energia apresenta muitos desafios a serem superados. Elas modificam a matriz energética atual que é caracterizada pelo fluxo de energia unidirecional, tornando-a descentralizada (multidirecional), uma vez que a energia pode fluir em diversas direções, tanto da rede para os consumidores locais quanto dos consumidores locais para a rede, ocasionando desequilíbrio entre o que é gerado e consumido. Nesse cenário, a

segurança e a qualidade operacional do sistema podem ser diretamente impactadas e, como afirma Angelim (2018), os REDs possuem incertezas relacionadas ao seu desempenho, necessitando de gerenciamento adequado.

Vista a isso, os sistemas de armazenamento de energia desempenham um papel crucial na transição para uma matriz energética mais sustentável e eficiente. Eles permitem integrar e aproveitar ao máximo a energia produzida por fontes renováveis, ao armazená-la para uso posterior, compensando sua natureza intermitente. Além disso, esses sistemas ajudam a estabilizar a rede elétrica, fornecendo energia durante picos de demanda e períodos de flutuação na geração. Isso não só contribui para a confiabilidade do fornecimento de energia, mas também reduz a necessidade de usar fontes de energia menos limpas para atender à demanda de pico. Com a capacidade de gerir a carga de forma mais eficiente e oferecer uma fonte de energia de reserva em situações de emergência, os sistemas de armazenamento promovem resiliência e segurança no sistema elétrico, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, as emissões de carbono.

Diante desse cenário, diversas iniciativas têm sido desenvolvidas com o intuito de promover soluções energéticas mais eficientes e sustentáveis para regiões remotas. Este trabalho está inserido nesse esforço e integra o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) PD-07427-0522/2022, financiado pela Norte Energia S.A. em parceria com a Universidade Federal do Pará (UFPA). Intitulado “Sistema de Geração de Energia para Atendimento de Demandas de Pequeno Porte Integrados com Geração Fotovoltaica”, o projeto visa atender comunidades isoladas por meio de uma microrrede composta por geração fotovoltaica, sistemas de armazenamento com baterias e supercapacitores, além de um sistema inteligente de gerenciamento para aquisição, supervisão e controle (SCADA). A presente dissertação contribui para esse objetivo ao propor uma estratégia otimizada de despacho de energia elétrica com foco na eficiência e sustentabilidade em sistemas isolados.

1.2 Estado da Arte

O setor elétrico atual enfrenta diversos desafios para manter o fornecimento de energia elétrica de forma eficiente e confiável, com garantias econômicas e ambientais. Com isso, é perceptível o avanço em estudos relacionados a novas tecnologias voltadas tanto para os sistemas de geração como para o próprio controle e gerenciamento da energia gerada. Dentre

os avanços observados, destaca-se o expressivo aumento de fontes de geração alternativas, um dos sistemas que englobam os recursos energéticos distribuídos (REDs).

Diante disso, a implementação de sistemas de geração fotovoltaica em combinação com armazenamento de energia tem sido uma área de interesse crescente, especialmente em sistemas isolados, onde a infraestrutura de energia convencional é limitada. Nesse contexto, estratégias de despacho de energia são essenciais para garantir a eficiência operacional, a confiabilidade do sistema e a maximização do uso de energia renovável.

Em Queiroz *et al* (2023), apesar das técnicas avançadas de fabricação terem conseguido diminuir parcialmente o custo de produção, as células solares altamente eficientes ainda demandam investimentos substanciais em infraestrutura e materiais. Adicionalmente, é indispensável lidar com os custos ambientais vinculados à produção, como o consumo elevado de energia e a geração de resíduos químicos. Além disso, em Mota (2020), problemas de perda térmica e recombinação de portadores também limitam a eficiência das células solares de silício.

Nesse cenário, Fernandes *et al* (2023) em consonância com uma revisão do trabalho de Leal (2021), afirmam que novos estudos apontam que o nível de eficiência das células solares pode ir além do que se imagina, isso se deve a estudos relacionados a combinação de materiais como silício negro e perovskitas. Além disso, segundo EDP (2024), a perovskita, formada por óxido de cálcio e titânio, caracteriza-se por ser mais leve e flexível em comparação com o silício, tornando bem mais eficiente o processo de conversão solar e potencial reduzindo os custos de implementação.

De acordo com Krishan & Suhag (2019), os sistemas de armazenamento estão sendo integrados às fontes renováveis de energia, de modo a absorver ou despachar potência à medida que há picos ou vales de geração renovável, respectivamente. Logo, esses sistemas em conjunto com sistemas fotovoltaicos desempenham um papel crucial na maximização da eficiência e utilização da energia solar. Assim, tecnologias como baterias e supercapacitores são alguns exemplos do que vem sendo empregados nesses sistemas.

Para Munzke *et al* (2017), as tecnologias de armazenamento de energia, além de reduzirem os custos em horários de pico e melhorarem a qualidade de energia, são como elementos chaves para um futuro sustentável no fornecimento de energia através da geração distribuída.

Diariamente, os sistemas de armazenamento que utilizam baterias vêm aumentando expressivamente. Apesar de haver diferentes tecnologias competindo entre si, e diversas delas com perspectiva de queda de preço futuro, as apostas da maioria das instituições de pesquisa do setor recaem sobre a tecnologia de íon-lítio (EPE, 2019). De acordo com Agência Internacional de Energia (2020), mundialmente, observou-se um crescimento de 60% da capacidade instalada de baterias de íon-lítio entre os anos de 2012 e 2018. Esse aumento deve-se ao barateamento dos materiais e a elevada vida útil.

Os supercapacitores, assim como as baterias de íon-lítio, estão entre as tecnologias de armazenamento que mais vem ganhando espaço. Em Darkwa *et al* (2019), para produzir um supercapacitor com propriedades otimizadas é necessário que ele possua um intervalo de potencial elevado entre o catodo e o anodo, pois isso irá proporcionar uma maior densidade de energia. Para isso, há uma enorme necessidade de manter esses sistemas operando de forma otimizada, logo, Yin *et al* (2020) e Kumar *et al* (2021) explicam que vem sendo empregados na fabricação desses sistemas materiais nanoestruturados à base de carbono, polímeros condutores e óxidos metálicos.

Independentemente do tipo de armazenamento empregado em uma rede, para garantir que sua operação ocorra de forma adequada, é necessário um controle confiável do nível de carga e descarga do sistema para reduzir os custos de operação e, simultaneamente, segundo Fathima & Palanisamy (2015), atender aos requisitos dessa rede, caracterizando um problema de otimização.

Para Pinto (2020), problemas de otimização buscam determinar valores extremos, máximos e/ou mínimos, de uma função, assim, a função otimizada é dita como Função Objetivo que pode apresentar ou não restrições.

No processo de otimização manter os custos baixos e suprir a demanda de energia exigida é indispensável. Esse processo é conhecido como despacho econômico, que é uma área voltada para minimizar os custos de produção de energia, mantendo, ao mesmo tempo, a confiabilidade do sistema. Nos últimos anos, diversas abordagens e estudos têm sido desenvolvidos para aprimorar esse processo.

Os algoritmos genéticos têm sido amplamente utilizados para resolver o problema do despacho econômico de energia. Em Li *et al.* (2020), é demonstrado a eficácia de algoritmos

genéticos para otimizar o despacho de energia considerando múltiplos objetivos, como minimização de custos e emissões.

Em Wang *et al.* (2021), o problema da otimização é abordado por meio de uma função multiobjetivo, assim a é realizado uma otimização simultânea de custo e emissões de carbono, levando em consideração a complexidade das restrições operacionais do sistema elétrico.

Estudos recentes, como o de Zhang *et al.* (2023), exploram o uso de redes neurais profundas para prever a demanda de energia e otimizar o despacho em tempo real, levando em consideração variáveis dinâmicas do sistema.

Devido à natureza incerta de algumas variáveis, como a demanda de energia e a disponibilidade de recursos renováveis, a otimização estocástica tem se destacado como uma área ativa de pesquisa. Pesquisas como a de Wu *et al.* (2022) propõem modelos de otimização estocástica robusta para lidar com a incerteza e aumentar a confiabilidade do despacho econômico.

Em Chen *et al.* (2020) é realizado uma abordagem de estratégias de despacho que integram eficientemente a geração renovável, considerando sua variabilidade e incerteza.

Embora diversos estudos avancem na integração de fontes renováveis e armazenamento, muitos ainda tratam esses elementos de forma isolada, sem considerar a operação coordenada entre geradores, baterias e supercapacitores, nem as restrições elétricas reais da rede, como limites de tensão e corrente. Além disso, são raros os trabalhos que validam os resultados da otimização com simulações elétricas detalhadas. Diante dessas lacunas, este trabalho propõe uma abordagem integrada de despacho ótimo de energia para microrredes isoladas, unindo modelagem precisa, otimização computacional e validação técnica do comportamento do sistema.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como principal objetivo propor e desenvolver uma estratégia de despacho ótimo de energia elétrica para um sistema isolado baseado em geração fotovoltaica, complementado por banco de baterias de íon-lítio e supercapacitores como tecnologias de armazenamento. O objetivo central é determinar o fluxo de carga ótimo ao longo do tempo,

garantindo que o sistema opere de forma técnica e economicamente viável, respeitando as restrições operacionais da rede e minimizando os custos de operação.

1.3.2 Objetivo Específico

Especificamente, os objetivos esperados ao longo da realização do presente trabalho incluem:

- Modelar uma microrrede isolada baseada na topologia da rede IEEE 33 barras, incorporando gerador diesel, sistema fotovoltaico, banco de baterias e de supercapacitores;
- Implementar diferentes funções de custo para os elementos de geração e armazenamento, incluindo modelagens linear, quadrática e exponencial, com base em características operacionais e de degradação dos dispositivos;
- Formular e resolver o problema de despacho ótimo de energia, assegurando o equilíbrio entre geração, armazenamento, perdas e demanda ao longo de 24 horas;
- Otimizar o uso dos recursos energéticos com vistas à redução dos custos operacionais, priorizando fontes renováveis e sistemas de armazenamento em detrimento da geração a diesel;
- Avaliar o comportamento dos recursos energéticos (geração, armazenamento e carga) sob os diferentes cenários de modelagem de custo, observando o impacto sobre o estado de carga (SoC), perfil de despacho e uso do gerador térmico;
- Validar a qualidade da solução por meio da análise de convergência do modelo, perdas elétricas, tensões nodais e carregamento das linhas da rede;
- Estimar os benefícios ambientais da estratégia otimizada por meio do cálculo das emissões de CO₂ evitadas em comparação à operação exclusiva com geração a diesel;

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos de modo a apresentar a fundamentação teórica e os resultados do estudo realizado, a qual se inicia com este capítulo introdutório que contextualiza a relevância do tema, apresenta o estado da arte e descreve os objetivos e a estruturação do trabalho.

O capítulo 2 faz uma abordagem acerca dos fundamentos dos recursos energéticos distribuídos (REDs), apresentando sua definição e principais categorias, com ênfase nos

sistemas fotovoltaicos e nas tecnologias de armazenamento de energia elétrica, como baterias de íon-lítio e supercapacitores. Esse capítulo estabelece a base conceitual necessária para o desenvolvimento do estudo.

O capítulo 3 trata da modelagem elétrica da rede, descrevendo detalhadamente a construção do sistema elétrico estudado, incluindo o gerador diesel, as cargas, as linhas de distribuição e os recursos de geração e armazenamento. Apresenta também a integração entre os ambientes de simulação *OpenDSS*, *Python* e *pandapower*, destacando a metodologia adotada para representar com fidelidade as condições operacionais do sistema.

O capítulo 4 discute a formulação matemática e a estratégia de otimização aplicada ao problema de despacho ótimo de energia. São abordadas as bases do despacho econômico, a formulação do fluxo de carga ótimo e o detalhamento das funções de custo adotadas para os recursos energéticos. Também são descritos os métodos de resolução empregados e as restrições consideradas no modelo.

Por fim, o capítulo 5 apresenta e analisa os resultados obtidos com a aplicação do modelo proposto. Os resultados são organizados em dois cenários distintos, comparando diferentes funções de custo para os sistemas de armazenamento. A seção inclui análises de desempenho energético, econômico e ambiental, validação elétrica da rede e uma discussão comparativa entre os cenários simulados, seguida das conclusões gerais do estudo.

2 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDS)

2.1 Introdução

A necessidade de mudança em direção a uma matriz energética mais eficiente com mínimas emissões de carbono está estimulando a adoção e disseminação de novas tecnologias no setor elétrico. Essa transição vem sendo constantemente impulsionada pela redução dos custos de tecnologias digitais e de energias renováveis, impulsionando a busca por soluções sustentáveis e inovadoras (Câmara *et al*, 2015).

Nesse contexto, os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) são elementos-chave nos sistemas energéticos modernos, caracterizados por sua descentralização e diversidade. Eles representam uma variedade de fontes de energia, armazenamento e tecnologias de gestão de carga, localizados em proximidade aos locais de consumo, tornando-se, portanto, mais visíveis na rede de distribuição.

Por ser gerada próxima aos consumidores finais, a energia proveniente das REDs atua diretamente na redução das perdas de transmissão e distribuição, contribuindo para uma maior confiabilidade do sistema, já que problemas em uma área específica não afetarão necessariamente todo o sistema elétrico. Logo, esses sistemas possibilitam uma maior autonomia ao consumidor, seja ela na geração ou até mesmo na gestão do seu próprio consumo (Leocádio, 2020).

Dessa forma, o atual capítulo inicia-se por meio desta introdução e no tópico seguinte apresenta a definição e os tipos de REDs. No tópico 2.3 será abordado sobre os sistemas fotovoltaicos, detalhando desde seu conceito até seu funcionamento. Para finalizar, o tópico 2.4 aborda sobre os sistemas de armazenamento de energia, o qual explana sobre as baterias de íon lítio e os supercapacitores.

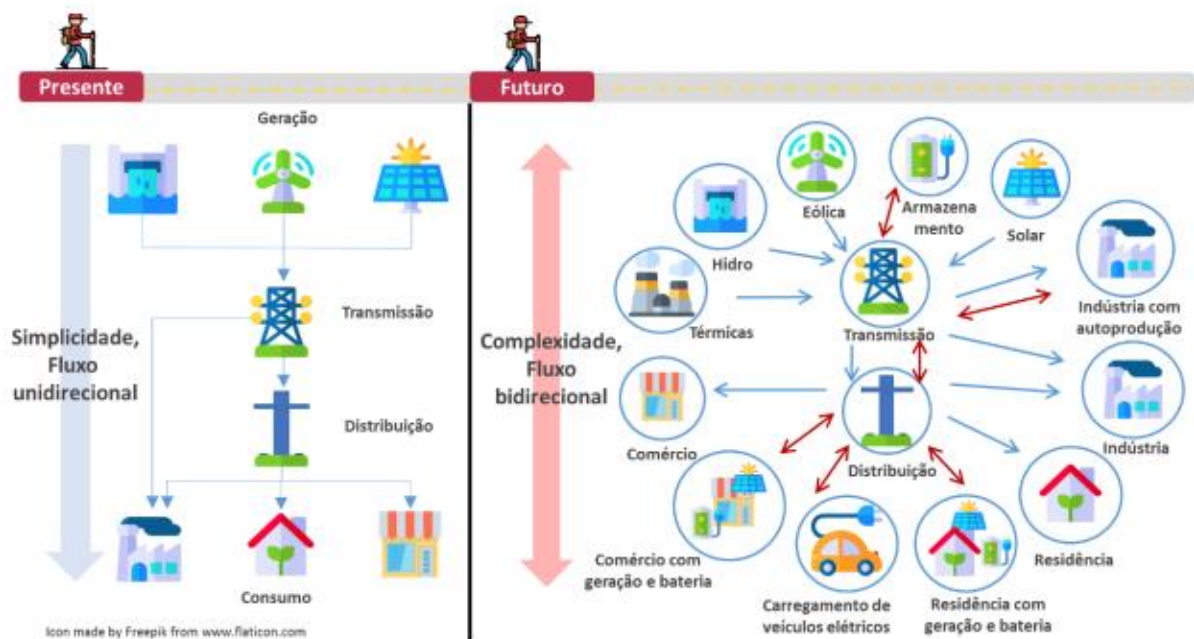
2.2 Definição e Tipos de REDS

Segundo Tolmasquim *et al* (2020), os REDs são definidos como dispositivos de geração e/ou armazenamento de energia localizados nas instalações de um consumidor ou no sistema de distribuição. Tais dispositivos possuem a capacidade de injetar energia na rede sob certas condições, além de serem responsáveis pela produção total ou parcial da energia que é demandada no local em que está inserida.

Nessa premissa, os REDs referem-se a uma variedade de tecnologias e fontes de energia localizadas próximas aos locais de consumo. Esses recursos geralmente são caracterizados por sua natureza descentralizada e diversificada, fornecendo energia de forma mais flexível, resiliente e eficiente em comparação com os modelos tradicionais centralizados de geração e distribuição de energia. Isso, por sua vez, proporciona uma interferência maior do consumidor na forma como a energia é gerada e até mesmo consumida.

À vista disso, nos últimos anos, tem-se observado um crescimento no número de investimentos em REDs, levando a transição de um modelo centralizado para um modelo mais distribuído. Tal atitude tende a desencadear uma alteração nos fluxos de energia, aumentando de forma significativa a complexidade dos sistemas elétricos (EPE, 2018). A figura 2.1 apresenta um comparativo desses modelos.

Figura 2.1 – Transição dos sistemas elétricos.



Fonte: (Nyiso, 2017).

A implantação de REDs enfrenta uma série de desafios multifacetados que exigem abordagens estratégicas e colaborativas para garantir sua efetiva integração e operação no sistema elétrico (Leocádio, 2020). Um dos principais desafios é a necessidade de integrar esses REDs à rede elétrica existente de forma eficiente e confiável. Isso envolve a implementação de tecnologias e estratégias que garantam a estabilidade do sistema, mantendo a qualidade da energia fornecida e minimizando impactos adversos, como oscilações de frequência e tensão.

Com base nisso, questões regulatórias desempenham um papel crucial para a implementação dos REDs, visto que estes passaram a dominar a forma como a energia é gerada, distribuída e consumida (Li *et al*, 2019). Regulamentações relacionadas a tarifas de energia, interconexão à rede, compensação de energia excedente e propriedade de dados precisam ser revisadas e atualizadas constantemente para acomodar de forma adequada os avanços tecnológicos e incentivar o crescimento dos REDs.

Conforme elencados pela EPE (2018), existem cinco tipos de REDs, os quais contemplam: a geração distribuída (GD), que se refere à geração de energia elétrica – renovável ou não – em pequena escala, frequentemente próxima ao local de consumo; os sistemas de armazenamento de energia, que são sistemas que transformam eletricidade em uma forma física de armazenamento (Tolmasquim *et al*, 2020); os veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, que utilizam, respectivamente, motores elétricos para propulsão, alimentados por baterias recarregáveis, e uma rede de estações que oferecem diferentes níveis de velocidade de carregamento; a eficiência energética, que é a capacidade de otimização do uso de energia para realizar uma atividade ou fornecer um serviço específico (Nonato, 2024); e o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), que consiste em ações de planejamento, implementação e monitoramento do uso da energia elétrica pelo lado do consumidor (Zortea *et al*, 2017).

No entanto, o presente trabalho irá abordar apenas alguns dos tipos de REDs, nesse caso, os sistemas fotovoltaicos (que são uma das formas de GD) e os sistemas de armazenamento de energia elétrica.

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) são tecnologias que convertem a luz solar em eletricidade de forma direta, utilizando células fotovoltaicas semicondutoras. Essa conversão é obtida por meio do efeito fotovoltaico, um fenômeno observado pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839. Ele relatou a presença de uma diferença de potencial em estruturas semicondutoras quando expostas à luz solar, marcando assim o início do estudo científico sobre a conversão direta de luz solar em eletricidade.

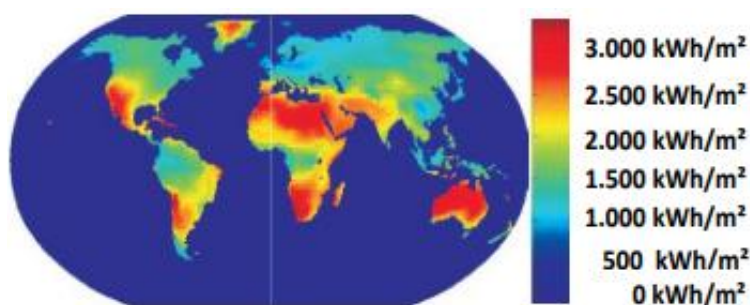
Tal descoberta desencadeou no desenvolvimento das primeiras células fotovoltaicas de silício nas décadas seguintes. Sua aplicação inicial ocorreu na exploração espacial durante as décadas de 1950 e 1960, impulsionada pela necessidade de energia em satélites e sondas. Já a partir das décadas de 1970 e 1980, essa tecnologia começou a ser explorada comercialmente,

para suprir a demanda de energia em locais remotos. Entretanto, no século XXI, devido a avanços tecnológicos e incentivos políticos, foi quando ocorreu uma rápida expansão da indústria fotovoltaica, que passou a ser inseridas tanto em sistemas de geração centralizada como distribuídos, tornando-a uma das fontes de energia renovável de crescimento mais rápido até os dias atuais (Leocádio, 2020).

Segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2024), a energia solar fotovoltaica é dominante na expansão da capacidade de produção de fontes renováveis, apontando que só no ano de 2023 essa forma de geração teve um crescimento de 345,5 GW no cenário mundial, evidenciando ser uma das fontes de geração com maiores investimentos em tecnologia e eficiência.

No Brasil não é diferente, já que de acordo com o Ministério de Minas e Energia (Brasil, 2020), o Plano Nacional de Energia – PNE 2050 prevê que 18% dos domicílios no ano de 2050 contarão com geração fotovoltaica (13% do consumo residencial), uma proporção significativa se comparada as formas de geração centralizadas já existentes. Um dos fatores que contribui para esse crescimento é o alto grau de incidência solar nas regiões brasileiras, só a Região Nordeste possui os maiores índices de irradiação solar global, apresentando menos variabilidade se comparada com as demais regiões geográficas (Gesel, 2016). A figura 2.2 ilustra um mapa que destaca a irradiação média anual nas regiões mundiais.

Figura 2.2 – Irradiação média global.



Fonte: (Gesel, 2016)

Ao observar a imagem anterior, percebe-se que, em algumas regiões, a irradiação média anual do Brasil chega a ultrapassar 2.000 kWh/m² por ano, estando muito acima da média europeia.

2.3.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos emergiram como uma solução viável e sustentável para a geração de eletricidade, impulsionando a transição global para fontes de energia mais limpas e renováveis. Esses sistemas, por sua vez, oferecem uma gama diversificada de aplicações e funcionalidades, adequadas para diversas necessidades e cenários.

Entre os tipos mais comuns de sistemas fotovoltaicos, destacam-se os sistemas isolados, conhecidos como *Off-Grid*, e os sistemas conectados à rede, denominados *Grid-Tie*.

2.3.1.1 Sistemas Isolados (*Off-Grid*)

Os sistemas fotovoltaicos isolados (*Off-Grid*) operam independentemente da rede elétrica. Estes, por sua vez, abastecem diretamente os aparelhos que utilizarão a energia e são geralmente construídos com um propósito local e específico (NeoSolar, 2024). Logo, são frequentemente utilizados em áreas remotas ou em locais onde a conexão com a rede elétrica é inviável ou economicamente desafiadora.

Esses sistemas são projetados para gerar, armazenar e fornecer eletricidade de forma autônoma, mesmo em regiões sem acesso à infraestrutura elétrica convencional. Com a energia solar capturada pelos painéis fotovoltaicos e armazenada em baterias, os sistemas isolados garantem um suprimento confiável de eletricidade, mesmo durante períodos de pouca ou nenhuma luz solar. O esquema da figura 2.3 ilustra o funcionamento desses sistemas.

Figura 2.3 – Funcionamento dos sistemas Off-Grid.



Fonte: (NeoSolar, 2023).

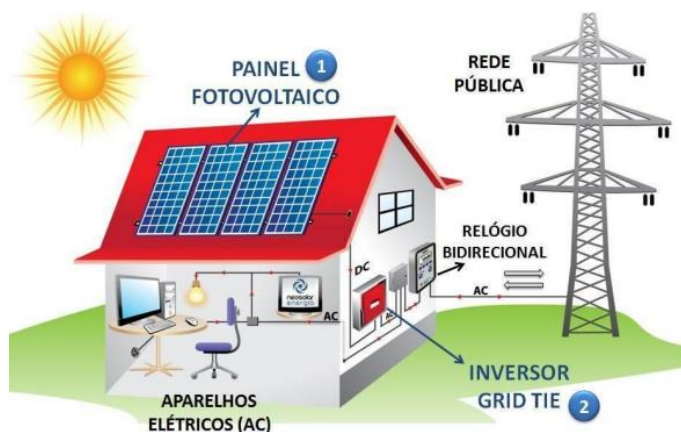
2.3.1.2 Sistemas Conectados à Rede (*Grid-Tie*)

Para Pinho & Galdino (2014), os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*Grid-Tie*) caracterizam-se por estarem integrados à rede elétrica que abastece a população. Com isso, qualquer consumidor conectado ao sistema de distribuição pode utilizar da energia que foi gerada por esses sistemas, garantido a utilização de tudo que foi produzido, seja localmente ou em qualquer outro ponto da rede.

Nos sistemas *Grid-Tie* quando há alta produção solar, em que a produção de energia foi maior que o consumo, o excedente de eletricidade é enviado para a rede, muitas vezes gerando créditos de energia que podem ser utilizados posteriormente. Além disso, em comparação com os sistemas *Off-Grid*, os *Grid-Tie* não necessitam de baterias e nem controladores de carga para operar, precisando apenas dos painéis fotovoltaicos e de inversores.

Esses sistemas são amplamente adotados em áreas urbanas e comerciais, aproveitando a infraestrutura existente da rede elétrica e proporcionando uma fonte de energia limpa e renovável. A figura 2.4 apresenta o esquema desse tipo de sistema.

Figura 2.4 – Funcionamento dos sistemas Grid-Tie.



Fonte: (NeoSolar, 2023).

2.3.2 Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos

Conforme foi explanado anteriormente, os sistemas fotovoltaicos isolados necessitam de baterias (ou outro sistema de armazenamento de energia) e controladores de carga para o seu funcionamento, já os sistemas conectados à rede, como não precisam armazenar energia, operam apenas com painéis fotovoltaicos e inversores.

Dessa forma, como o presente trabalho apresenta uma metodologia de despacho de energia elétrica para sistemas isolados, somente o painel fotovoltaico e os controladores de carga serão abordados nesse tópico, enquanto os sistemas de armazenamento serão apresentados no tópico seguinte.

2.3.2.1 Painel Fotovoltaico

O painel (ou módulo) fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em série e/ou paralelo para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática de energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células (Pinho & Galdino, 2014). Um aspecto crítico na fabricação desses painéis é o número de células conectadas e seu arranjo, que são determinados pela tensão de utilização e pela corrente elétrica desejada. Este arranjo pode ser em série, aumentando a tensão do sistema, ou em paralelo, aumentando a corrente elétrica.

Durante o processo de fabricação do módulo fotovoltaico, é necessário reunir cuidadosamente as células solares. A seleção criteriosa das células e seu arranjo são fundamentais para garantir o desempenho ótimo do painel. No entanto, segundo Barata (2017), a incompatibilidade nas características elétricas das células pode levar ao efeito de *mismatch*, onde células de menor corrente podem limitar o desempenho do conjunto. Isso resulta em módulos de baixa qualidade, reduzindo a eficiência do painel fotovoltaico. Portanto, minimizar essas diferenças é crucial para garantir a máxima eficiência e desempenho do sistema de energia solar.

Os painéis fotovoltaicos são elementos com muita diversidade em tipos, tamanhos, potências, cores e características que permitem uma ampla gama de aplicações e escolhas para os consumidores. Para o Instituto Solar (2019), uma das formas comuns de classificá-los é com base no material da célula utilizada em sua fabricação, podendo ser monocristalina, policristalina ou de filme fino (amorfo), cada uma com características elétricas específicas que impactam diretamente no desempenho e no custo do painel.

Além disso, os painéis podem ser classificados de acordo com o material de encapsulamento, a tecnologia de encapsulamento, o substrato, a estrutura de armação ou funções específicas de construção (Barata, 2017). Os materiais de encapsulamento, como vidro, plástico ou compostos, protegem as células solares e os componentes internos contra danos ambientais. A tecnologia de encapsulamento, que pode incluir o uso de encapsulamento a

vácuo, também desempenha um papel importante na durabilidade do painel. O substrato, seja de vidro, metal ou plástico, serve como base para montagem das células solares. Adicionalmente, as estruturas de armação, feitas de alumínio ou outros materiais, fornecem suporte e proteção.

Por fim, alguns painéis são projetados para funções específicas, como flexibilidade para aplicações em telhados curvos ou integração arquitetônica. Com uma variedade tão extensa de opções, a escolha do tipo de painel fotovoltaico mais adequado depende de diversos fatores, incluindo o local de instalação, o orçamento disponível e os objetivos de desempenho do sistema de energia solar.

2.3.2.1.1 Células Fotovoltaicas

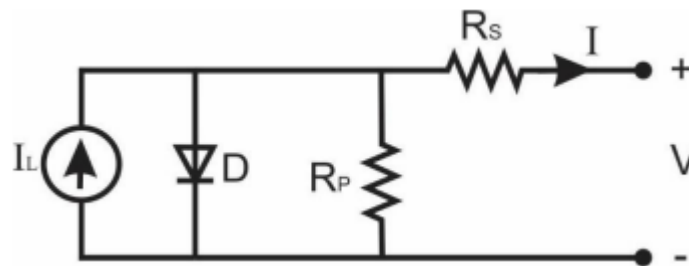
A célula fotovoltaica é a unidade fundamental que compõe um painel fotovoltaico. Ela é responsável por converter de forma direta a luz solar em eletricidade através do fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico. Quando a luz solar incide sobre a célula, os fótons presentes na luz transferem sua energia para os elétrons dentro do material semicondutor da célula, gerando assim uma corrente elétrica.

Nessa perspectiva, o efeito fotovoltaico ocorre quando a célula é exposta a radiação solar e o aproveitamento desse efeito é consolidado por meio do campo elétrico da junção p-n e de um circuito elétrico externo (Zilles, 2012). A vista disso, pode aparecer uma tensão de circuito aberto (V_{OC}), que surge nos terminais da célula quando esta não está conectada a uma carga externa. Essa tensão é uma medida da diferença de potencial elétrico entre os terminais da célula quando nenhum fluxo de corrente está ocorrendo.

No entanto, conforme afirma Barata (2017), quando uma carga externa é conectada à célula, ocorre uma circulação de corrente no circuito formado entre a carga e a célula. Nesse momento, a célula começa a fornecer energia elétrica à carga, gerando uma corrente elétrica no processo. Esse comportamento permite representar a célula fotovoltaica por meio de seus parâmetros elétricos de saída, que incluem tanto a tensão quanto a corrente fornecida pela célula. Tais parâmetros são influenciados por uma série de fatores que afetam a entrada de energia na célula, como a intensidade da luz solar, a temperatura ambiente, a angulação dos raios solares e a qualidade da célula, que são todos determinantes na eficiência e desempenho da célula fotovoltaica.

Considerando I_L a fonte de corrente proveniente do efeito fotovoltaico, I e V , nessa ordem, a corrente e tensão de saída, D o diodo de junção das camadas P e N (pois a célula fotovoltaica é geralmente fabricada de silício, um material semiconductor que possui as camadas P e N) e R_p e R_s , respectivamente, as resistências devido as perdas provenientes das correntes de fuga e das quedas de tensão no interior das células (devido perdas por efeito Joule e a resistência interna do próprio material, isto é, o silício), a figura 2.5 ilustra o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

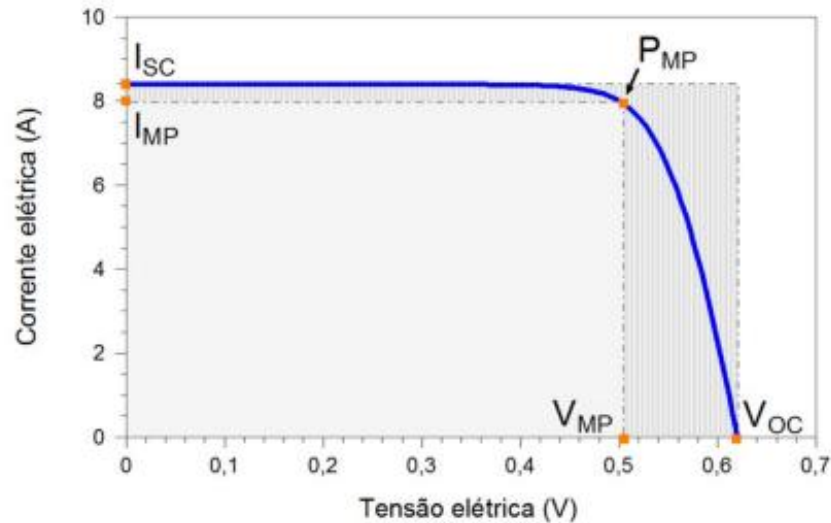
Figura 2.5 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (Pinho & Galdino, 2014).

As células fotovoltaicas possuem características elétricas fundamentais que determinam seu desempenho. Como já mencionado, a tensão de circuito aberto (V_{OC}) representa a máxima tensão nos terminais da célula quando não há fluxo de corrente. Já a corrente de curto-circuito (I_{SC}) é a máxima corrente que flui quando os terminais são diretamente conectados, sem carga externa. O ponto de máxima potência (P_{MP}) é onde a célula opera com a combinação ideal de tensão e corrente para maximizar a potência de saída e está relacionada com o produto da tensão (V_{MP}) e da corrente (I_{MP}) no ponto de máxima potência (Barata, 2017). O gráfico da figura 2.6 apresenta a curva I-V, que é característica das células fotovoltaicas.

Figura 2.6 – Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula de silício de 156 mm x 156 mm, sob condições padrão de ensaio.



Fonte: (Pinho & Galdino, 2014).

A curva característica I-V mostra a relação entre corrente e tensão da célula, útil para entender seu comportamento em diferentes condições. Além disso, o coeficiente de temperatura indica como a potência de saída varia com a temperatura ambiente. Essas características são cruciais para o projeto e otimização de sistemas fotovoltaicos, pois são influenciadas por diversos fatores, como intensidade da luz solar, temperatura e qualidade da célula.

2.3.2.1.2 Características Elétricas dos Painéis Fotovoltaicos

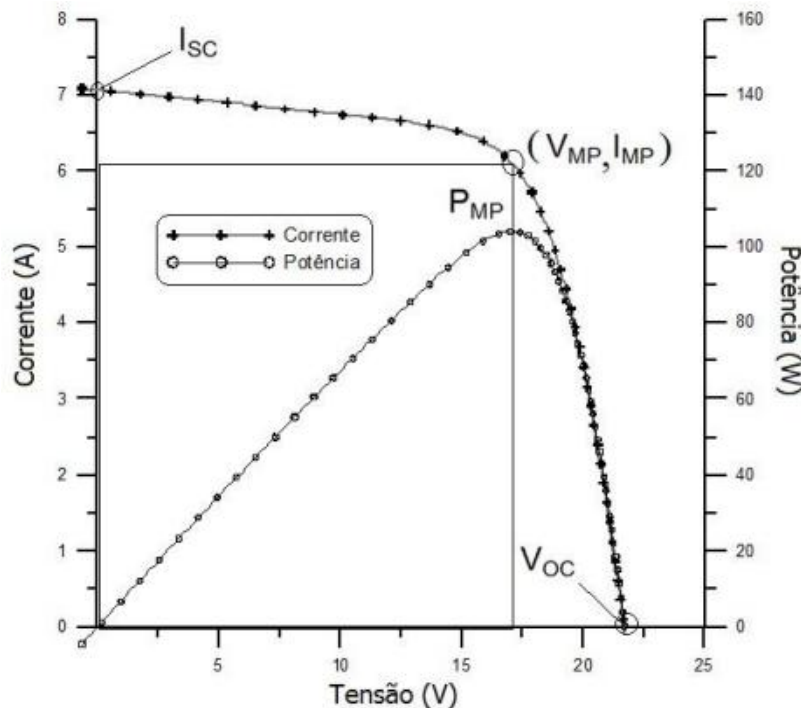
Assim como a maioria dos equipamentos elétricos, as principais características elétricas de um módulo fotovoltaico são a tensão, a corrente e a potência nominal. No entanto, se tratando dos módulos, essa potência é identificada como potência de pico (W_p). Nesse sentido, vale destacar que a potência de pico é considerada nas condições padrão de ensaio, ou seja, com uma irradiância solar de 1000 W/m² sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura da célula de 25 °C (Souza, 2017).

Pinho & Galdino (2014), afirmam que se pode medir em um módulo fotovoltaico a tensão de circuito aberto (V_{OC}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}) da mesma forma como para as células fotovoltaicas. No entanto, só esses parâmetros não são suficientes para descrever a potência real do módulo. Logo, para retratar de forma completa as características elétricas dos módulos deve-se utilizar a curva I-V, que é semelhante a das células fotovoltaicas, se diferenciando apenas nos valores de corrente e tensão que são maiores.

De acordo com Barata (2017), durante o ensaio em condições padrão de teste, uma fonte de tensão variável é utilizada para realizar uma varredura sobre o módulo. Esta varredura é realizada desde uma tensão negativa de poucos volts até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo. Nesse processo de varredura, são registrados pares de dados de tensão e corrente em diferentes pontos da curva. Esses dados são então utilizados para construir a curva característica I-V, que mostra a relação entre a corrente elétrica gerada pelo módulo e a tensão nos seus terminais. Cada ponto na curva I-V representa uma condição de operação específica do módulo fotovoltaico.

Além da curva característica I-V, outra curva importante é a curva de potência em função da tensão, conhecida como curva P-V. Essa curva permite identificar o ponto de operação que proporciona o máximo valor de potência gerada pelo módulo. Esse ponto é chamado de ponto de máximo valor de potência (P_{MPP}) e é caracterizado pelos valores de tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). A curva da figura 2.7 expõe as curvas I-V e P-V para um painel fotovoltaico de 100 Wp de potência nominal.

Figura 2.7 – Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp.



Fonte: (Pinho & Galdino, 2014).

2.3.2.2 Controladores de Carga

Os controladores de carga são componentes essenciais para os sistemas fotovoltaicos isolados, uma vez que eles são responsáveis por proteger as baterias (ou outra forma de armazenamento) contra variações de carga. Para que haja maior eficiência nos sistemas, os controladores devem ser projetados de acordo com a necessidade de cada tipo de armazenamento específico, já que pode haver incompatibilidade entre um e outro.

O principal problema inerente a estes sistemas é a possibilidade de submeter a bateria a sobrecargas e descargas excessivas. Isso se deve a geração dos módulos variar significativamente com a temperatura ambiente, o que pode facilmente resultar em sobrecargas, ou no efeito inverso, subcarga, danificando o banco de baterias. Uma sobrecarga também irá ocorrer se houver uma falha no equipamento alimentado (Pinho & Galdino, 2014).

Os diversos tipos de controladores apresentam diferenças relacionadas a forma de desconexão do painel fotovoltaico e estratégia de controle adotada, em que esta última é mais utilizada no estado de carga (integração do fluxo de corrente na bateria), na tensão e na densidade do eletrólito da bateria. Já a forma utilizada para desconectar o painel fotovoltaico da bateria quando esta opera a plena carga, o controlador pode ser classificado como paralelo ou série.

Existem dois tipos principais de controladores, os PWM (do inglês *Pulse Width Modulation* ou Modulação por Largura de Pulso), que são controladores capazes de ajustar a largura do pulso do sinal enviado aos painéis solares para regular a quantidade de energia transferida para as baterias e os MPPT (*Maximum Power Point Tracking* ou Rastreamento do Ponto de Potência Máxima), que monitoram continuamente o ponto de potência máxima dos painéis solares e ajustam a tensão de entrada para otimizar a eficiência de carregamento das baterias, tornando-os mais avançados e eficientes.

2.4 Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica

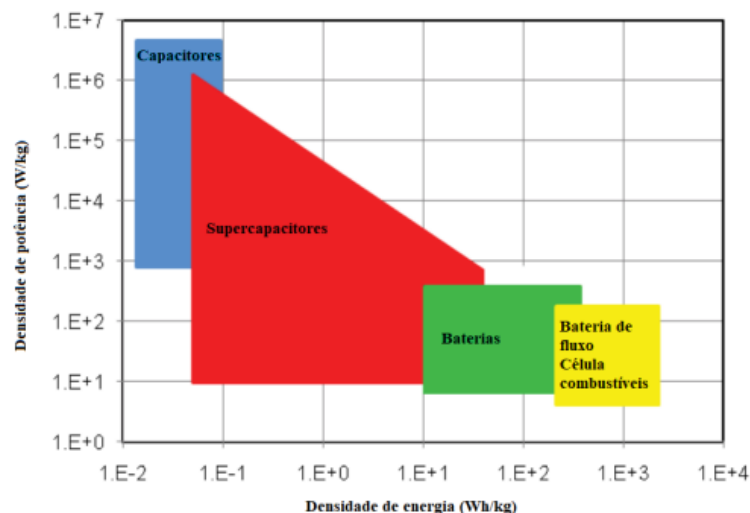
Os sistemas de armazenamento de energia desempenham um papel fundamental em nossa sociedade moderna, impulsionando uma ampla gama de aplicações, desde eletrônicos portáteis até veículos elétricos e fontes de energia renovável. Esses sistemas são de grande importância na estabilização da oferta de energia, ajudando a equilibrar a oferta e a demanda, além de mitigar problemas relacionados à intermitência de fontes renováveis.

Esses sistemas operam com base no princípio fundamental de armazenar energia em um meio não elétrico, como por exemplo o químico ou hidráulico, para depois realizar a conversão em energia elétrica conforme necessário. Dentro dessa categoria, os métodos de armazenamento que utilizam o meio químico são particularmente importantes e abrangem uma variedade de tecnologias, incluindo capacitores, baterias e células combustíveis (Santos, 2018).

Os sistemas de armazenamento baseados em baterias e células combustíveis oferecem alta densidade de energia, permitindo armazenar grandes quantidades de energia em uma pequena área. As baterias, como as de íon-lítio, têm sido amplamente adotadas devido à sua alta eficiência e ciclo de vida prolongado, enquanto as células combustíveis, como as de hidrogênio, estão ganhando atenção devido à sua capacidade de oferecer uma fonte de energia limpa e sustentável.

Já os sistemas que utilizam capacitores são reconhecidos por sua alta densidade de potência (Santos, 2018), o que significa que são capazes de armazenar e liberar energia rapidamente. Isso os torna ideais para aplicações que exigem uma resposta instantânea. A figura 2.8 apresenta a relação de densidade de energia e densidade de potência para algumas categorias de sistemas de armazenamento de energia.

Figura 2.8 – Relação entre a densidade de potência e de energia para sistemas de armazenamento de energia.



Fonte: Adaptada de Nguyen & Savinell (2010).

Diante disso, serão apresentados os principais tipos de sistemas de armazenamento de energia, com foco em tecnologias como baterias de íon-lítio e supercapacitores, destacando suas características, vantagens e desafios.

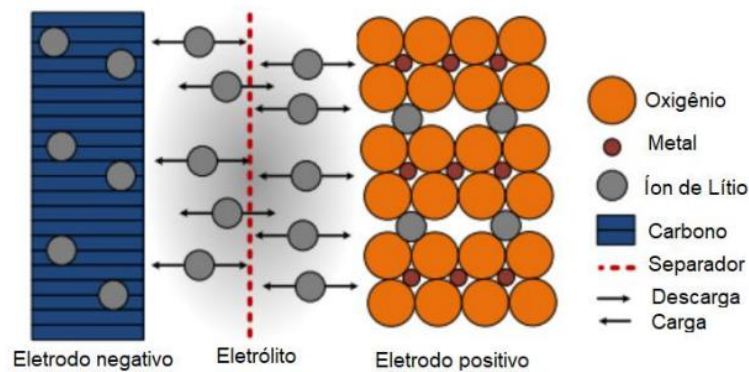
2.4.1 Baterias de Íon Lítio

As baterias de íon-lítio representam uma das tecnologias mais proeminentes e amplamente adotadas para armazenamento de energia elétrica, sendo empregadas desde equipamentos eletrônicos de pequeno porte até sistemas mais complexos, como por exemplo os sistemas de geração de energia elétrica renovável, uma vez que este último necessita manter a disponibilidade de fornecimento de energia, já que depende de fontes alternativas.

A popularidade das baterias de íon-lítio se deve a uma combinação de alta densidade de energia, ou seja, elas podem armazenar uma quantidade significativa de energia em relação ao seu peso e volume, ciclo de vida prolongado, que pode suportar um número significativo de ciclos de carga e descarga antes de precisarem ser substituídas, e baixa taxa de autodescarga, que ajuda a reter sua carga por longos períodos quando não estão em uso.

Essas baterias operam por meio de um processo eletroquímico no qual íons de lítio se deslocam entre um ânodo (eletrodo negativo) e um cátodo (eletrodo positivo) durante os processos de carga e descarga. Com isso, de acordo com Scrosati & Garche (2010), o ânodo e o cátodo estão isolados eletricamente entre si por um separador, que tipicamente é uma membrana polimérica embebida com eletrólito que contém íons de lítio, que permite a passagem desses íons entre os dois eletrodos, sem permitir a passagem de elétrons. Assim, caso uma carga externa seja conectada aos terminais da bateria é formado um caminho para os elétrons, levando a alimentação da carga. A figura 2.9 ilustra o princípio de carga e descarga dessas baterias.

Figura 2.9 – Princípio de carga e descarga das baterias de íons de lítio.



Fonte: Fuchs *et al* (2012).

Para garantir a segurança operacional dessas baterias, são necessários sistemas robustos de prevenção de sobrecarga e sobreaquecimento, além do monitoramento constante da pressão interna e da temperatura. O principal risco associado a essa tecnologia, especialmente em aplicações de grande porte, é o sobreaquecimento. Esse problema pode surgir quando a bateria gera mais calor do que consegue dissipar, o que pode resultar em uma série de consequências graves, como redução de desempenho, vazamentos, explosões ou incêndios. Além disso, as baterias de íon-lítio apresentam limitações em relação à profundidade dos processos de descarga e carga. Para prolongar sua vida útil e garantir seu funcionamento seguro, é recomendável limitar a descarga máxima a cerca de 20% e a carga máxima a cerca de 80% (Alves, 2020). Isso requer a adoção de estratégias operacionais específicas e controles precisos durante o uso dessas baterias.

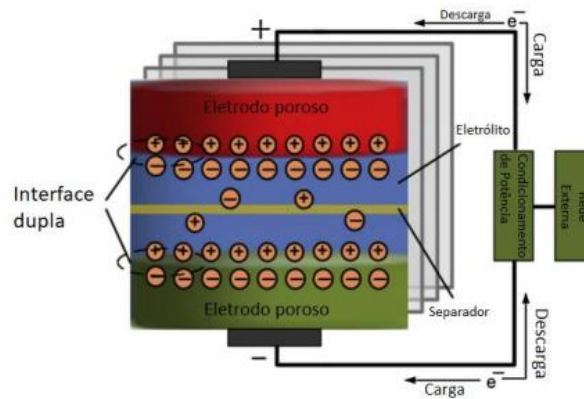
2.4.2 Supercapacitores

Os supercapacitores, são tecnologias de armazenamento de energia que oferecem uma ótima alternativa às baterias tradicionais, haja vista que possuem um tempo de resposta muito mais rápido que os sistemas formados por baterias. Eles são amplamente reconhecidos por sua alta densidade de energia, capacidade de carga e descarga rápida e longa vida útil.

Esses dispositivos são particularmente úteis em situações que requerem rápida carga e descarga de energia, como em sistemas de regeneração de energia em veículos elétricos, e armazenamento de energia em sistemas de energia renovável intermitente, dado que, como afirma Fathima e Palanisamy (2016), são sistemas que possuem alta capacidade de armazenar energia, podendo ser comparável com as baterias. No entanto, sua densidade de energia ainda é menor em comparação com as baterias de íon-lítio, o que os torna menos adequados para aplicações que requerem alta densidade de energia e longa duração.

Ao contrário das baterias convencionais, que armazenam energia por meio de reações químicas, os supercapacitores armazenam energia através da separação de cargas elétricas em uma interface entre um eletrólito e um material eletrodo poroso. Assim, segundo Fuchs *et al* (2012), esses dispositivos são formados duas camadas de filamentos metálicos ou de carbono poroso, separados por um material eletrolítico. Essa energia, por sua vez, é armazenada em um campo elétrico estático entre os eletrodos. Quando ocorre o carregamento ou o descarregamento, os íons se movem de um eletrodo para outro. A figura 2.10 mostra o funcionamento de um supercapacitor aplicado a um sistema de armazenamento de energia.

Figura 2.10 – Princípio de funcionamento de um supercapacitor para o armazenamento de energia.



Fonte: Adaptado de Luo *et al* (2015).

Diante disso, o supercapacitor apresenta-se como uma tecnologia capaz de fornecer uma grande quantidade de energia em um curto período de tempo sem degradar a sua vida útil, tornando-se essencial na redução das intermitências causadas pelos sistemas fotovoltaicos. Além disso, ele é capaz de suprir energia para elevadas demandas da carga (Soares *et al*, 2023).

2.5 Conclusão

O presente capítulo abordou os conceitos e fundamentos indispensáveis para a compreensão dos recursos energéticos distribuídos. Com isso, foram apresentados dois tipos de sistemas essenciais para essa abordagem: os sistemas fotovoltaicos, em que enfatizou-se os seus tipos (conectados na rede e isolados) e seus principais componentes, e os sistemas de armazenamento de energia, com atenção as tecnologias de carregamento via baterias de íon-lítio e de supercapacitores.

Esses conhecimentos constituem a base teórica necessária para a modelagem e análise do sistema elétrico proposto neste trabalho. A compreensão das características operacionais e tecnológicas de cada componente é fundamental para o desenvolvimento de estratégias eficientes de despacho de energia, especialmente em ambientes isolados, nos quais a confiabilidade e o aproveitamento de fontes renováveis são aspectos críticos.

No capítulo seguinte, será apresentada a modelagem elétrica detalhada da rede de distribuição utilizada como estudo de caso. Serão descritos os elementos da rede, bem como a estrutura computacional empregada para simulação e análise do desempenho do sistema.

3 MODELAGEM ELÉTRICA DA REDE

3.1 Introdução

A modelagem dos elementos da rede elétrica é uma etapa essencial em estudos voltados à análise de desempenho, confiabilidade e planejamento técnico de sistemas de distribuição de energia. A correta representação dos componentes físicos — como geradores, cargas, linhas, sistemas fotovoltaicos e unidades de armazenamento — permite simular o comportamento do sistema sob diferentes condições operativas, garantindo que as respostas elétricas estejam de acordo com os fenômenos reais observáveis na rede (Mili *et al*, 2022; Celli *et al*, 2005).

Em especial, em redes de pequeno porte, microrredes autônomas e sistemas isolados, essa modelagem torna-se ainda mais crítica, uma vez que esses sistemas não contam com o suporte de uma rede interligada que forneça redundância energética. Assim, a operação é mais sensível a flutuações de carga, desequilíbrios de geração e instabilidades de tensão, exigindo precisão na representação dos dispositivos internos que compõem a rede (Villanueva *et al*, 2021; Santos *et al*, 2022).

Cada componente possui características técnicas específicas e exerce papéis distintos na estabilidade e no desempenho geral da rede. Os geradores a diesel, por exemplo, são despacháveis e oferecem previsibilidade, mas implicam elevados custos operacionais e emissões ambientais. Já os sistemas fotovoltaicos representam uma fonte renovável e limpa, porém sua intermitência dificulta o controle direto sobre a geração. Para contornar essas limitações, são frequentemente adicionados dispositivos de armazenamento de energia, como baterias e supercapacitores, os quais aumentam a flexibilidade operativa e contribuem para o equilíbrio dinâmico do sistema (Zakeri e Syri, 2015; Monteiro *et al*, 2021).

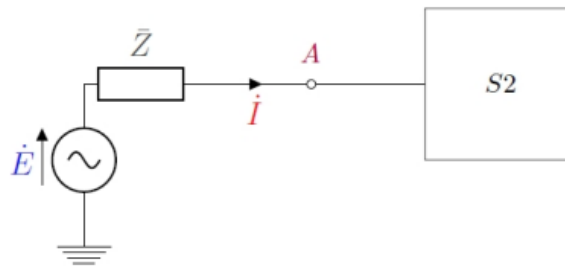
A modelagem elétrica desses componentes foi realizada neste trabalho no ambiente computacional *OpenDSS* (*Open Distribution System Simulator*), ferramenta amplamente utilizada para simulações detalhadas em sistemas de distribuição. O *OpenDSS* permite representar circuitos multifásicos, perfis de carga e geração, controle de tensão, dispositivos de armazenamento, fontes controladas e outros elementos com alto nível de precisão técnica. Sua estrutura baseada em scripts possibilita a inclusão de dados realistas e a verificação do comportamento da rede sob diferentes condições operacionais (Dugan *et al*, 2021).

Neste capítulo, são apresentados os modelos utilizados para representar computacionalmente, no *OpenDSS*, os principais componentes da rede elétrica analisada neste trabalho. A descrição será feita de forma modular, abrangendo geradores, linhas, cargas, fontes renováveis e sistemas de armazenamento. Por fim, apresenta-se a modelagem computacional integrada com suporte à automação via *Python* e comparação de cenários com o *pandapower*, preparando o ambiente necessário para os estudos posteriores.

3.2 Modelagem do Gerador Diesel

Para modelar a conexão de um gerador diesel no *OpenDSS*, geralmente utiliza-se o modelo de fonte controlada de tensão (*Vsource*). Isso porque o gerador diesel é capaz de manter uma tensão específica na saída, independentemente das condições da rede elétrica. Assim, o *Vsource* tem como princípio o equivalente de *Thévenin*, apresentando uma fonte de tensão em série com uma impedância, como ilustra o esquemático da figura 3.1.

Figura 3.1 – Equivalente de *Thévenin* interligado a um bloco de carga.



Fonte: (Radatz & Rocha, 2017).

Nesse cenário, a modelagem do gerador diesel através do elemento *Vsource* pode ser representada por meio das potências ativa (P_g) e reativa (Q_g) geradas por ele. Logo:

$$P_g = V_g \cdot I_g \cdot \cos(\theta_g) \quad (3.25)$$

$$Q_g = V_g \cdot I_g \cdot \text{sen}(\theta_g) \quad (3.26)$$

onde: V_g e I_g são, respectivamente, a tensão e corrente geradas pelo gerador diesel e θ_g é o ângulo de fase entre a tensão e a corrente gerada pelo gerador diesel.

Uma das características proeminentes desse elemento é a sua capacidade de fornecer tensão constante ou variável ao longo do tempo, permitindo a simulação de uma variedade de condições operacionais e estratégias de controle (Zeineldin e El-Saadany, 2011). Além disso,

os usuários têm a flexibilidade de ajustar uma série de parâmetros, incluindo magnitude, fase, frequência e outras características dinâmicas.

Devido a sua capacidade de integração com sistemas de controle, o *Vsource* permite a simulação de estratégias de controle de tensão, frequência e potência em sistemas de distribuição (Elattar e El-Hawary, 2017). Isso é fundamental para avaliar o desempenho e a estabilidade do sistema em diferentes cenários operacionais e sob diversas condições de carga.

Diante disso, como o presente trabalho trata-se de uma minirrede isolada, o *Vsource* foi usado para modelar a rede, o gerador a diesel e o sistema de armazenamento híbrido.

3.3 Modelagem da Carga

O elemento *Load* no *OpenDSS* é utilizado na modelagem das cargas, isto é, da demanda de energia da rede elétrica. Os principais parâmetros utilizados para modelar uma carga incluem potência ativa e reativa, ou potência aparente, fator de potência e tensão nominal da carga. Além disso, uma curva de carga é essencial para representar o comportamento da carga ao longo de um determinado tempo, seja ao longo do dia, mês ou ano (Couto, 2022).

A modelagem da carga varia de acordo com sua natureza de consumo de corrente. Logo, existem quatro tipos principais de carga: potência constante (equação 3.27), a qual a carga consome uma potência fixa, independente da variação da tensão aplicada, mantendo a potência ativa e reativa sempre nominais; corrente constante (equação 3.28), em que a corrente e o fator de potência permanecem constantes; impedância constante (equação 3.29, que a carga mantém uma impedância nominal em relação à tensão e o modelo ZIP (equação 3.30), que se refere a combinação dos três modelos anteriores (Radatz & Rocha, 2018).

$$P = S - jQ \quad (3.27)$$

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right) \quad (3.28)$$

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \quad (3.29)$$

$$P = P_0 \left[\alpha_{zp} \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta_{ip} \left(\frac{V}{V_0} \right) + \gamma_{pp} \right] \quad (3.30)$$

em que: P é a potência ativa, Q a potência reativa, S a potência aparente, V a tensão, V_0 a tensão em regime permanente, P_0 a potência ativa em regime permanente e, α_{zp} , β_{lp} e γ_{pp} são as parcelas da impedância, corrente e potência constantes, respectivamente.

Ao trabalhar com o elemento *Load*, é importante considerar não apenas a magnitude da carga, mas também sua variação ao longo do tempo. Este, por sua vez, pode ser usado em conjunto com outros elementos, como geradores e capacitores, para otimizar o desempenho do sistema elétrico. Isso inclui a análise de perdas de energia, melhoria do fator de potência e redução de sobrecargas em equipamentos.

Dessa forma, o presente trabalho optou por considerar o modelo de potência constante, visto que o objetivo é fazer o controle do despacho de energia, de forma atender a demanda sem prejudicar o desempenho do sistema.

3.4 Modelagem das Linhas

A modelagem das linhas elétricas no *OpenDSS* é realizada por meio do elemento *Line*. Ele é utilizado para representar condutores elétricos ao longo de uma determinada distância. Quando um elemento *Line* é definido, pode-se especificar uma variedade de parâmetros, incluindo resistência, reatância, susceptância, condutância, comprimento, número de fases, entre outros. Esses parâmetros são cruciais para uma representação precisa do comportamento da linha em diferentes condições operacionais.

Nesse sentido, ao modelar uma linha de transmissão em um sistema elétrico, é importante considerar a resistência e a reatância da linha, que afetam a queda de tensão e as perdas de potência ao longo da linha. Além disso, a susceptância e a condutância podem ser relevantes em análises de impedância de curto-circuito e estudos de estabilidade.

De acordo com Radatz & Rocha (2017), a representação matemática de uma linha no *OpenDSS* é através do modelo PI, ou seja, é realizado o cálculo da resistência, reatância e capacitância nodal, levando em consideração os aspectos do condutor. O modelo PI pode ser representado por meio da equação 3.31, que representa a impedância da linha (Z) e, para Saadat *et al* (2004), a expressão 3.32 refere-se a admitância *shunt* (Y_{sh}).

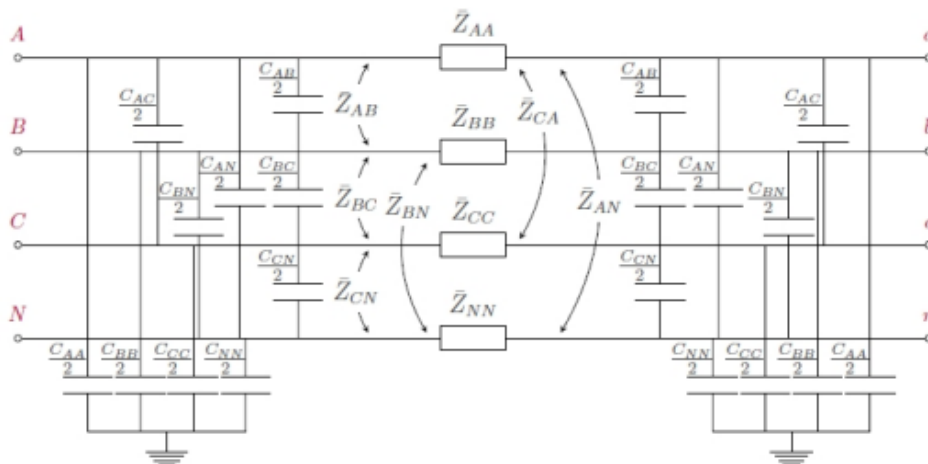
$$Z = R + jX \quad (3.31)$$

$$Y_{sh} = G + jB \quad (3.32)$$

em que: R é a resistência série, X a reatância série, G a condutância *shunt* e B a susceptância *shunt*.

No *OpenDSS* o modelo PI pode apresentar várias disposições de linhas, como linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas com ou sem neutro. A figura 3.2 apresenta o circuito do modelo pi para uma linha trifásica com neutro.

Figura 3.2 – Circuito esquemático do modelo PI para uma linha trifásica com neutro.



Fonte: (Radatz & Rocha, 2017).

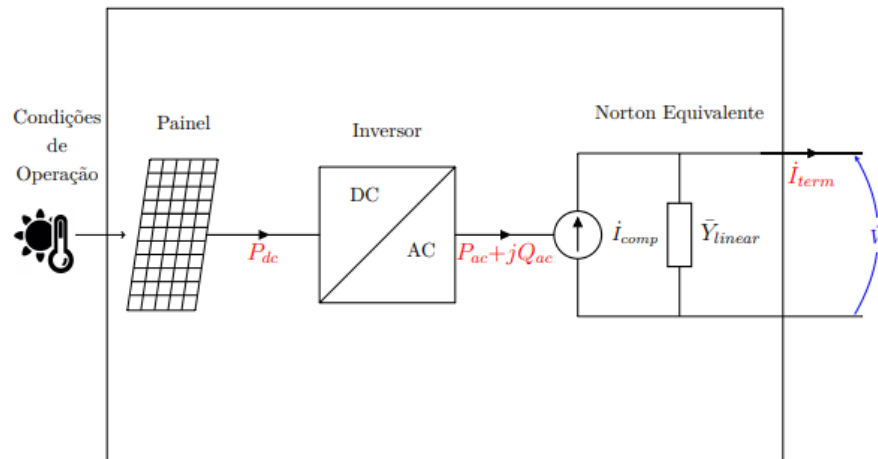
3.5 Modelagem do Sistema Fotovoltaico

A modelagem do sistema fotovoltaico no *OpenDss* é feita através do elemento *PvSystem*. Com ele, é possível representar com precisão a geração de energia solar, incluindo todos os componentes essenciais, como painéis solares e inversores. Assim, através da configuração de parâmetros detalhados, como capacidade do sistema e eficiência dos painéis, pode-se realizar análises de impacto na rede, avaliando como a integração de energia solar afeta a operação e o desempenho do sistema de distribuição.

De acordo com Radatz (2020), o *PvSystem* possui três conjuntos de parâmetros que modelam características dos módulos fotovoltaicos, do inversor e das condições de operação do sistema. Isso inclui detalhes como o ponto de máxima potência dos módulos, eficiência do inversor e variações diárias de irradiação solar e temperatura. Com base nessas informações, o modelo calcula a potência de geração do SFV em cada intervalo de simulação, sendo essencial para análises de desempenho e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Perante o exposto, Souza (2019), explica que o sistema fotovoltaico requer a inserção dos níveis de irradiância solar, temperatura ambiente, ponto de máxima potência, potência ativa e reativa, configuração de conexão e fator de potência, sendo esses três primeiros parâmetros os responsáveis pela quantidade de energia produzida. Além disso, é válido ressaltar que o modelo fotovoltaico utilizado no *OpenDSS* acompanha um conversor CC/CA, o que tem por finalidade permitir o ajuste da operação para que os módulos fotovoltaicos operem continuamente no ponto em que geram a maior quantidade de energia possível, mesmo quando as condições de irradiação solar mudam rapidamente. A figura 3.3 ilustra um diagrama do modelo fotovoltaico.

Figura 3.3 – Diagrama esquemático do modelo do sistema fotovoltaico implementado no software *OpenDSS*.



Fonte: (EPRI, 2023).

Ao observar a figura 3.3, nota-se que o modelo apresenta um equivalente de Norton composto por uma admitância linear – que é representada pelo bloco \bar{Y}_{linear} – e uma fonte de compensação de corrente (\bar{I}_{comp}), que ressalta as características não lineares.

Além disso, de acordo com EPRI (2023), no modelo do SFV no *OpenDSS*, considerando FC_{temp} o fator de correção em relação a temperatura, então o valor da potência ativa de saída do painel (P_{painel}) para o ponto de máxima potência (P_{mpp}), pode ser representado através da equação 3.33.

$$P_{painel} = P_{mpp} \cdot Irradiância \cdot FC_{temp} \quad (3.33)$$

No entanto, EPRI (2023) explica que por trabalhar com intervalo de tempo é necessário multiplicar a irradiância base pela irradiância no instante de tempo. Assim:

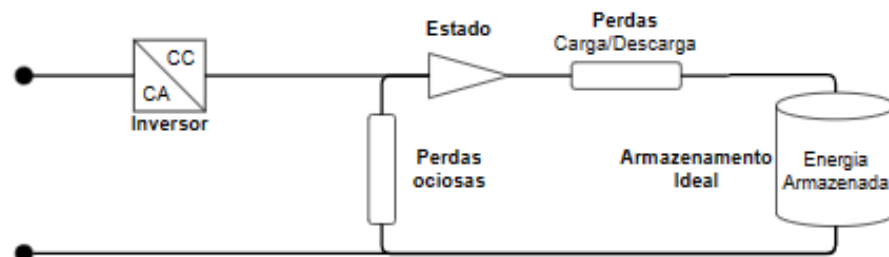
$$P_{\text{painel}}(t) = P_{\text{mpp}} \cdot \text{Irradiância}(t) \cdot FC_{\text{temp}}(t) \quad (3.34)$$

onde: (P_{painel}), $\text{Irradiância}(t)$ e $FC_{\text{temp}}(t)$, respectivamente, referem-se a potência ativa de saída do painel, irradiância e fator de correção em relação a temperatura, todos em um intervalo de tempo.

3.6 Modelagem do Sistema de Armazenamento

O *OpenDSS* utiliza o elemento *storage* para representar os sistemas de armazenamento. Assim, durante o seu carregamento esse elemento atua como uma carga de potência constante, por outro lado, no descarregamento ele atua como um gerador. A figura 3.4 apresenta esse modelo no *OpenDSS*.

Figura 3.4 – Modelo de um elemento de armazenamento de energia no *OpenDSS*.



Fonte: (Couto, 2022).

Ao observar o esquemático do sistema, nota-se que ele apresenta algumas características. A primeira é a presença de dois tipos de perdas, uma por inatividade (perdas ociosas) – relacionadas aos elementos internos da bateria, como controladores – e, perdas por carga e descarga, que afetam a eficiência da conversão de energia elétrica em energia química e vice-versa. A outra característica é o componente estado, o qual tem a função de fazer o controle de operação do sistema, isto é, ele indica se está em modo de carga, descarga ou ilhamento (Souza, 2019).

Quando o sistema entra em estado de carregamento é necessário que a quantidade de energia armazenada seja inferior a capacidade de armazenamento EPRI (2019). Assim, o cálculo das perdas é realizado de acordo com o fluxo de potência, em que, nesse caso, a corrente flui no sentido da rede para o sistema de armazenamento. Além disso, as perdas provenientes

da conversão CA para CC ($P_{perdas,inv}$) e as perdas por carregamento ($P_{perdas,car}$) são expressas por meio das equações 3.35 e 3.36, respectivamente.

$$P_{perdas,inv}(t) = P_{entrada}(t) \cdot (1 - \eta_{inv}(t)) \quad (3.35)$$

$$P_{perdas,car}(t) = (P_{entrada}(t) \cdot \eta_{inv}(t) - P_{idl}) \cdot (1 - \eta_{car}) \quad (3.36)$$

onde: $P_{entrada}$ é a potência de entrada, η_{inv} é o rendimento do inversor, P_{idl} representa as perdas por auto-depleção e η_{car} é o rendimento do sistema de armazenamento durante o carregamento.

Nesse contexto, como a potência que alimenta o sistema ($P_{car}(t)$) é determinada pela diferença entre a potência gerada pelo sistema e as perdas, então:

$$P_{car}(t) = (P_{entrada}(t) \cdot \eta_{inv}(t) - P_{idl}) \cdot \eta_{car} \quad (3.37)$$

Segundo Scariott (2021), para trabalhar com intervalos de tempo é essencial somar a carga inicial do dispositivo com a carga acumulada durante o processo de carregamento, como define a equação 3.38.

$$E(t + \Delta t) = E(t) + P_{car}(t) \cdot \Delta t \quad (3.38)$$

Já quando o sistema entra em estado de descarga, observa-se que a energia armazenada supera a capacidade de energia conservada em reserva. Diante disso, as equações 3.39 a 3.42 são válidas para o sistema em estado de descarregamento.

$$P_{perdas,inv}(t) = P_{saída}(t) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{inv}(t)} - 1 \right) \quad (3.39)$$

$$P_{perdas,car}(t) = \frac{P_{saída}(t)}{\eta_{inv}(t)} + P_{idl} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{car}} - 1 \right) \quad (3.40)$$

$$P_{car}(t) = \frac{P_{saída}(t)}{\eta_{inv}(t) \cdot \eta_{car}} + \frac{P_{idl}(t)}{\eta_{car}} \quad (3.41)$$

$$E(t + \Delta t) = E(t) - P_{car}(t) \cdot \Delta t \quad (3.42)$$

Como já mencionado, por meio da interface COM do *OpenDSS* é possível integrar informações e controles com outros softwares. Nesse sentido, é válido mencionar que o elemento *Storage* não possui a capacidade para trabalhar em redes isoladas, o que afeta

diretamente o desenvolvimento deste trabalho. No entanto, utilizando o *software Python*, torna-se possível realizar a substituição para o elemento *Vsource*, o qual pode substituir o *Storage* no momento que for necessário deixar apenas o sistema de armazenamento como fonte de energia para suprir a demanda da rede.

3.7 Modelagem Computacional Integrada: *OpenDSS*, *Python* e *Pandapower*

A análise detalhada da operação da minirrede modelada requer a utilização de ferramentas computacionais capazes de representar com fidelidade os aspectos elétricos do sistema, bem como permitir sua integração com algoritmos de otimização. Nesse contexto, adotou-se uma abordagem híbrida baseada no uso do *OpenDSS* como plataforma de simulação elétrica e do *Python* como ambiente de programação e controle, integrando também a biblioteca *pandapower* para validações cruzadas e análise de cenários adicionais.

O *OpenDSS* (Open Distribution System Simulator), conforme descrito na Seção 3.4, é um simulador robusto desenvolvido pelo Electric Power Research Institute (EPRI) com foco na análise de redes de distribuição, permitindo modelar equipamentos como transformadores, linhas, cargas, fontes renováveis e dispositivos de armazenamento com elevado grau de precisão (Dugan, McDermott e Santo, 2021). Para permitir sua comunicação com o ambiente *Python*, foi utilizada a biblioteca *py_dss_interface*, que oferece acesso direto aos comandos do *OpenDSS* via interface COM (*Component Object Model*), possibilitando o carregamento dos arquivos, o controle das simulações e a extração automática dos resultados, como tensões por barra, correntes nas linhas, perdas e demais variáveis operacionais.

Essa integração é essencial para validar as soluções obtidas pelos algoritmos de otimização desenvolvidos em *Python*, como aqueles baseados na biblioteca *Pyomo* (Wächter e Biegler, 2006) ou em Algoritmos Genéticos. A cada iteração da otimização, os valores despachados de potência para os recursos presentes na rede são injetados no modelo elétrico via *py_dss_interface*, e a simulação é executada para verificar se os limites elétricos do sistema são respeitados, como tensões nas barras e corrente nas linhas, por exemplo.

Em paralelo, a biblioteca *pandapower* foi utilizada para complementar a modelagem em *Python* com estrutura orientada a objetos, simplificando o desenvolvimento e a validação de diferentes cenários da rede elétrica. O *pandapower* é uma ferramenta *open-source* desenvolvida em *Python* por Thurner *et al.* (2018), baseada em *pandas* e *numpy*, e voltada para a modelagem e análise de sistemas elétricos de potência. Ele permite a construção programável de redes

elétricas e sua análise por meio de fluxo de carga, cálculo de perdas, perfil de tensão e visualização de resultados com facilidade. Seu uso foi especialmente útil para simulações rápidas e para a implementação de versões preliminares do despacho ótimo.

Essa abordagem permite usufruir das vantagens específicas de cada ambiente: enquanto o *OpenDSS* oferece uma representação mais detalhada e consolidada do comportamento elétrico da rede, o *pandapower* proporciona maior flexibilidade de programação e integração com bibliotecas de otimização. Além disso, a validação cruzada entre os dois ambientes confere maior robustez aos resultados obtidos.

Dessa forma, a integração entre *OpenDSS*, *Python* e *pandapower* forma a base computacional do presente trabalho, permitindo modelar a rede elétrica de 33 barras, despachar os recursos de maneira ótima, e validar a viabilidade técnica das soluções com base em parâmetros elétricos e econômicos.

3.8 Conclusão

Neste capítulo, foi apresentada a modelagem elétrica dos principais componentes que integram a rede de distribuição isolada considerada neste estudo. A modelagem foi realizada no ambiente computacional *OpenDSS*, reconhecido por sua flexibilidade na representação de sistemas de distribuição e por permitir a simulação detalhada de circuitos trifásicos, dispositivos de controle e elementos de armazenamento.

Foram descritos os modelos adotados para o gerador a diesel, as cargas distribuídas, as linhas de distribuição, o sistema fotovoltaico e os dispositivos de armazenamento, incluindo o banco de baterias de íon-lítio e o banco de supercapacitores. Cada componente foi representado com base em seus parâmetros elétricos e características operacionais, considerando dados técnicos típicos. Essa abordagem buscou assegurar que o modelo refletisse condições realistas de operação, servindo como base confiável para a formulação e solução do problema de despacho ótimo de energia.

A etapa final do capítulo apresentou a estrutura computacional utilizada para integração da modelagem com os ambientes *Python* e *pandapower*, viabilizando análises automatizadas, controle por meio de scripts e posterior acoplamento com os métodos de otimização. Essa arquitetura computacional híbrida será explorada no próximo capítulo para a formulação do

problema de otimização, a definição das funções de custo e restrições operacionais, e a avaliação do desempenho do sistema sob diferentes estratégias de despacho energético.

Com isso, estabelece-se uma base técnica robusta que permitirá, a partir do próximo capítulo, a formalização matemática do problema de despacho ótimo, considerando os limites físicos da rede, os custos associados a cada fonte de energia e as possibilidades de atuação dos sistemas de armazenamento.

4 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA E ESTRATÉGIA DE OTIMIZAÇÃO

4.1 Introdução

A operação eficiente de sistemas elétricos isolados, especialmente em regiões remotas sem conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN), representa um desafio significativo do ponto de vista técnico, econômico e ambiental. Nessas localidades, a geração de energia ocorre de forma local e limitada, frequentemente com uso de geradores a diesel, cujos custos operacionais e impactos ambientais são elevados. A integração de fontes renováveis e de sistemas de armazenamento tem se mostrado uma alternativa viável para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e aumentar a autonomia energética, mas essa integração exige estratégias de controle mais sofisticadas, especialmente no que diz respeito à alocação ótima dos recursos disponíveis.

Nesse contexto, o despacho ótimo de energia consiste em determinar, a cada instante de tempo, a quantidade ideal de potência a ser fornecida por cada fonte ou dispositivo — gerador a diesel, sistema fotovoltaico, banco de baterias e supercapacitor — de forma a minimizar o custo total de operação do sistema, respeitando simultaneamente as restrições técnicas da rede, como limites de tensão, corrente e estado de carga (SOC). Tal abordagem, conhecida como despacho econômico com restrições de rede, permite equilibrar os objetivos de eficiência econômica e segurança operacional (Gómez-Expósito *et al*, 2018).

Este capítulo apresenta a formulação matemática do problema de despacho ótimo desenvolvido neste trabalho, considerando os recursos energéticos modelados no Capítulo 3. Inicialmente, são apresentados os fundamentos do despacho econômico e as diferentes formulações associadas (Seção 4.2), seguidos da descrição do fluxo de carga ótimo (Seção 4.3). Na Seção 4.4, define-se a função objetivo e as principais restrições do problema, incluindo os limites de operação dos dispositivos e variáveis da rede elétrica. Em seguida, a Seção 4.5 descreve a técnica de otimização utilizada, com destaque para o uso do solver IPOPT e da biblioteca *Pyomo* em *Python*. Por fim, apresenta-se a integração do modelo com o ambiente de simulação elétrica para garantir o atendimento às restrições em cada etapa da otimização.

Essa estrutura metodológica constitui a base analítica para os estudos de desempenho e custo apresentados no Capítulo 5, onde são comparadas diferentes estratégias de modelagem da função de custo associada ao banco de supercapacitores.

4.2 Despacho Econômico

O Despacho Econômico (DE) determina as condições ideais de operação das unidades geradoras para atender à demanda de energia elétrica da forma mais econômica e eficiente. Assim, o DE fornece as instruções de uma geração com custos reduzidos. Essas instruções, por sua vez, são então aplicadas ao Fluxo de Carga Ótimo (FCO), que determina como essas mudanças na geração afetam o sistema como um todo, garantindo que as condições operacionais e de segurança sejam atendidas enquanto se minimizam os custos de geração.

No Brasil o DE é gerido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), cuja função objetivo do operador é minimizar o custo total da operação que corresponde à soma dos custos imediatos e futuros calculados a partir de modelos computacionais (Penna *et al*, 2013).

Nesse contexto, o DE utiliza algoritmos de otimização para encontrar a combinação ótima de geração de energia que minimize os custos totais, levando em consideração as características específicas do sistema elétrico, como a disponibilidade das unidades geradoras e as restrições operacionais.

4.2.1.1 Formulação Clássica

Classicamente, do DE pode ser obtida por meio do custo de produção em função das potências individuais de cada sistema. Logo, considerando n unidades consumidoras, P_{Gi} a potência produzida em MW e $C_i(P_{Gi})$ o custo de geração, no intervalo de 1 hora, em R\$/h, a função do custo total de geração pode ser expressa pela equação 4.1.

$$C(P_G) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (4.1)$$

onde P_G é o vetor coluna dos níveis de geração da unidade P_{Gi} .

Se a demanda total do sistema for P_D^{total} e todas as unidades geradoras contribuírem para suprir essa demanda, a geração deverá ser igual à demanda total acrescida das perdas de transmissão, P_{perdas} , conforme apresenta a equação 4.2.

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D^{total} + P_{perdas} \quad (4.2)$$

Dessa forma, o DE consiste em minimizar o custo total de geração (equação (4.1)) em relação às saídas unitárias, P_{Gi} , sujeitas ao balanço de potência, equação (4.2), e aos limites operacionais unitários, logo:

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (4.3)$$

4.2.1.2 Formulação Básica

Inicialmente, a formulação básica do DE assume um sistema sem perdas ($P_{perdas} = 0$) e sem limites de geração, de modo que a demanda seja inelástica, ou seja, não varia significativamente em resposta a mudanças externas, tornando-se relativamente estável e previsível. No entanto, ao considerar, além do custo de geração, o benefício obtido pelos consumidores, pode-se dizer que a demanda passa a ser elástica, já que considera a maximização entre o benefício que os consumidores obtêm ao consumir energia e os custos associados à sua geração.

Dessa forma, a equação 4.4 expressa a função de *Lagrange* associada ao problema.

$$\mathcal{L}(P_G, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D^{total} \right) \quad (4.4)$$

Considerando as seguintes condições de primeira ordem para uma solução ótima:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = IC_i(P_{Gi}) - \lambda = 0; \quad i = 1, \dots, n \quad (4.5)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^n P_{Gi} + P_D^{total} = 0; \quad i = 1, \dots, n \quad (4.6)$$

então, a função $IC_i(P_{Gi})$ relativa ao custo incremental de i pode ser expressa por meio da equação 4.7.

$$IC_i(P_{Gi}) = \frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} \quad (4.7)$$

Nessa conjectura, a equação 4.5 implica que todas as unidades geradoras precisam operar com custos incrementais iguais ao multiplicador de Lagrange (λ). Além disso, o custo

incremental comum λ também coincide com o custo marginal do sistema, isto é, a sensibilidade do custo total em relação à demanda do sistema, logo:

$$\lambda = \frac{dC(P_G)}{dP_D^{total}} \quad (4.8)$$

A equação 4.8 indica que ao considerar a existência de uma solução ótima que satisfaça as condições necessárias nas equações 4.5 e 4.6, à medida que a demanda do sistema mudar em uma pequena quantidade, dP_D^{total} , os níveis de geração ótimos (demanda total) correspondentes e o custo total também devem mudar.

Neste contexto, Gómez-Expósito *et al* (2018) explica que a representação da função custo geralmente se aproxima por uma função quadrática convexa. Dessa forma, caso todas as funções de custo unitário sejam quadráticas e convexas, a solução analítica do sistema de equações 4.5 e 4.6 é facilmente deduzida assumindo que C_{0i} é o custo fixo ($R\$/h$), com os parâmetros a_i ($R\$/MWh$) e b_i ($R\$/MW^2h$) caracterizando o componente custo variável em função do nível de geração (P_{Gi}), as funções de custo unitário são definidas por:

$$C_i(P_{Gi}) = C_{0i} + a_i P_{Gi} + \frac{1}{2} b_i P_{Gi}^2 \quad (4.9)$$

Nesse caso, também é possível definir o custo de produção total, o qual é expresso por meio de uma função quadrática, como mostra a equação 4.10.

$$C(P_G) = e^T C_0 + a^T P_G + \frac{1}{2} P_G^T B P_G \quad (4.10)$$

onde C_0, a, b, e e P_G são vetores, conforme 4.11, e B a matriz diagonal em função de b .

$$\begin{aligned} C_0 &= [C_{01}, \dots, C_{0n}]^T \\ a &= [a_1, \dots, a_n]^T \\ b &= [b_1, \dots, b_n]^T \\ e &= [1, \dots, 1]^T \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$\begin{aligned} P_G &= [P_{G1}, \dots, P_{Gn}]^T \\ B &= \text{diag}(b) \end{aligned} \quad (4.12)$$

O balanço de potência e os níveis ótimos de geração em termos de demanda, podem, portanto, serem expressos por 4.13 e 4.14, respectivamente.

$$e^T P_G = P_D^{Total} \quad (4.13)$$

$$P_G = \alpha P_D^{Total} + \beta \quad (4.14)$$

onde:

$$\alpha = \frac{B^{-1}e}{e^T B^{-1}e} \quad (4.15)$$

$$\beta = \frac{B^{-1}e(e^T B^{-1}a)}{e^T B^{-1}e} - B^{-1}a \quad (4.16)$$

4.2.1.3 Formulação com Restrições de Rede

A formulação do problema do DE com restrições tende a considerar perdas, limites de geração e de capacidade de transmissão. Nesse caso, o fluxo de carga ótimo apresenta uma função objetivo que visa minimizar o custo total (equação 4.17), sujeito aos limites de geração (equação 4.18), às restrições de igualdade de fluxo de carga (equação 4.19) e aos limites de capacidade de transmissão para todas as linhas (equação 4.20).

$$\text{Minimizar}_{P_G, \delta} \quad \sum_{i=1}^n C_i P_{Gi} \quad (4.17)$$

$$\text{Sujeito a:} \quad P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (4.18)$$

$$P_G - P_D = P(\delta) \quad (4.19)$$

$$|P_F(\delta)| \leq P_F^{max} \quad (4.20)$$

onde $P(\delta)$ refere-se à potência injetada e $P_F(\delta)$ ao fluxo de potência injetada através da linha.

De acordo com as condições de solução ótima de primeira ordem do problema (4.17 a 4.20), os preços marginais locais são caracterizados por

$$\lambda_i = \frac{\partial C}{\partial P_{Di}}; \quad i = 1, \dots, n \quad (4.21)$$

onde os preços marginais λ_i são os multiplicadores *Lagrangianos* associados à equação do fluxo de potência 4.19.

4.3 Fluxo de Carga Ótimo

O Fluxo de Carga Ótimo (FCO) é uma técnica crucial para o planejamento e operação de sistemas de energia. Ele visa otimizar a operação do sistema elétrico, levando em consideração uma série de variáveis e restrições. Uma das principais características do FCO é a formulação da função objetivo, que pode variar de acordo com o estado do sistema elétrico. Em situações de emergência, o objetivo pode ser minimizar o número de ações de controle necessárias para restaurar o sistema para um estado seguro o mais rápido possível. Já em condições normais, o objetivo pode ser minimizar os custos de produção ou garantir a estabilidade do sistema.

O FCO também envolve a consideração de diversas restrições, tanto em termos de limites nas variáveis de controle, como potência ativa e reativa dos geradores, quanto em termos de restrições operacionais, como limites nas tensões dos barramentos e nos fluxos de potência. Além disso, o FCO precisa levar em conta uma série de questões adicionais de modelagem, como o comportamento dos dispositivos de controle automáticos e a coordenação entre diferentes componentes do sistema, como transformadores e geradores.

Nesse sentido, existem diversas técnicas de otimização que utilizam algoritmos para resolver problemas de FCO. Assim, a escolha adequada depende das características específicas do sistema elétrico, da precisão requerida e das restrições operacionais. A seguir são apresentados alguns exemplos de algoritmos de otimização:

- *programação linear*: método matemático que busca otimizar uma função objetivo linear sujeita a um conjunto de restrições lineares;
- *programação quadrática*: método de otimização que lida com problemas nos quais a função objetivo e as restrições são não-lineares, podendo lidar com problema mais complexos;
- *algoritmo de gradiente descendente*: método iterativo que ajusta de forma gradual os valores das variáveis de controle (como a potência gerada por cada unidade) para minimizar a função objetivo (custo total de geração), sendo adequado para problemas de otimização não-lineares;

- *algoritmo de evolução diferencial*: algoritmo de otimização baseado em população, o qual simula a evolução natural para encontrar soluções ótimas;
- *algoritmos genéticos*: usados para explorar soluções em um espaço de busca, combinando e modificando soluções candidatas para encontrar a melhor solução.

Diante disso, o Fluxo de Carga Ótimo é uma ferramenta essencial para garantir a eficiência, segurança e estabilidade dos sistemas elétricos, permitindo que operadores e planejadores tomem decisões informadas para melhorar o desempenho global do sistema.

De acordo com Gómez-Expósito *et al* (2018), o problema do FCO pode ser formulado como:

$$\text{Minimizar}_{u,x} \quad f(x, u) \quad (4.22)$$

$$\text{Sujeito a:} \quad h(x, u) = 0 \quad (4.23)$$

$$g(x, u) \geq 0 \quad (4.24)$$

onde u é o conjunto de variáveis de decisão, x é o conjunto de variáveis dependentes, f é a função objetiva escalar, h é o conjunto de equações de rede e g é o conjunto de restrições operacionais.

Apesar de parecer simples, na prática, a formulação acima não é fácil de implementar, pois múltiplos objetivos podem ser considerados atributos desejáveis do estado ótimo de um sistema de energia. No entanto, quando se trata de sistemas de energia que visam apenas serem operados da maneira mais econômica em que são impostos somente restrições operacionais ao estado real da rede (o caso base), o problema de otimização se torna mais simples.

4.4 Formulação Matemática do Despacho Ótimo de Energia

A metodologia adotada neste trabalho consiste na implementação de uma minirrede elétrica com 33 barras, voltada para a operação eficiente e sustentável de sistemas isolados. O objetivo principal é reduzir a dependência do gerador a diesel, minimizando as emissões de gases de efeito estufa e os custos operacionais por meio de uma estratégia de despacho ótimo de energia. Para isso, foi proposta a integração de fontes renováveis, representadas por um sistema fotovoltaico, com sistemas de armazenamento de energia elétrica: um banco de baterias

de íon-lítio e um banco de supercapacitores. A escolha desses elementos visa não apenas ampliar a penetração de energia limpa, mas também garantir maior estabilidade e flexibilidade à operação da rede.

Embora o sistema fotovoltaico ofereça uma fonte limpa e gratuita de energia elétrica, ele apresenta uma limitação fundamental: a não despachabilidade, ou seja, a geração depende diretamente da irradiância solar e não pode ser controlada livremente pelo operador. Para contornar essa limitação e permitir maior controle sobre o fluxo de energia, são incorporados sistemas de armazenamento. Nessa premissa, o banco de baterias é responsável por fornecer energia de forma mais estável ao longo do tempo, enquanto o supercapacitor é dimensionado para atuar em momentos de transição, compensando rapidamente variações abruptas de geração ou demanda. A atuação combinada desses armazenadores permite suavizar a curva de geração, evitar oscilações de tensão excessivas e reduzir a necessidade de acionamento do gerador a diesel em horários de maior custo.

Para que essa operação ocorra de forma otimizada, é necessário implementar um modelo de despacho ótimo de energia baseado em formulação matemática. Este modelo define a quantidade ideal de energia a ser fornecida por cada fonte a cada intervalo de tempo, de modo a minimizar o custo total de operação do sistema.

A função objetivo do problema de otimização é definida como:

$$\text{Minimizar } J = \sum_{i=1}^{48} C_{Diesel} P_{Diesel,i} + \sum_{i=1}^{48} C_{Bat} P_{Bat,i} + \sum_{i=1}^{48} C_{Supercap} P_{Supercap,i} \quad (4.25)$$

onde, C_{Diesel} , C_{Bat} e $C_{Supercap}$ representam os custos unitários de operação do gerador diesel, da bateria e do supercapacitor, respectivamente; e $P_{Diesel,i}$, $P_{Bat,i}$ e $P_{Supercap,i}$ são as potências despachadas em cada etapa de tempo i . A geração fotovoltaica, por sua vez, não possui custo marginal e, portanto, não é penalizada na função objetivo.

O modelo está sujeito a um conjunto de restrições técnicas e operacionais, entre as quais destacam-se:

- Balanço de potência:

$$P_{Diesel,i} + P_{Bat,i} + P_{Supercap,i} + P_{Fotov,i} = P_{Dem,i} + P_{Perdas,i} \quad (4.26)$$

Garantindo que, a cada etapa, a geração total iguale a demanda ($P_{Dem,i}$) acrescida das perdas elétricas ($P_{Perdas,i}$) na rede.

- Limites de tensão nas barras:

$$0.95 \leq V_{pu,j,i} \leq 1.05 \quad (4.27)$$

onde, $V_{pu,j,i}$ representa a tensão em pu na barra j e no instante i .

- Limite térmico de corrente nas linhas:

$$I_{l,i} \leq I_l^{m\acute{a}x} \quad (4.28)$$

- Limitação da potência nas linhas:

$$|P_l(\delta_i)| \leq P_l^{max} \quad (4.29)$$

- Geração fotovoltaica limitada pela irradiância:

$$P_{Fotov,i} \leq Irrad_i \cdot P_{Fotov}^{pico} \quad (4.30)$$

- Estado de carga mínimo da bateria:

$$SOC_{Bat,i} > 20\% \quad (4.31)$$

Embora muitos fabricantes recomendem que o estado de carga (SoC) das baterias de íon-lítio opere preferencialmente entre 20% e 80%, neste trabalho foi considerada apenas a imposição de um limite mínimo de 20%. Essa escolha tem como objetivo evitar a descarga profunda, principal fator associado à degradação acelerada das células, garantindo assim maior longevidade ao sistema de armazenamento. Por outro lado, não foi imposta uma restrição explícita ao limite superior de 80%, uma vez que a operação com SoC elevado não representa riscos imediatos à integridade da bateria. Além disso, ao permitir que o algoritmo de otimização explore livremente o carregamento até o limite máximo físico (100%), buscou-se maximizar o aproveitamento da energia renovável disponível, sobretudo em horários de alta geração fotovoltaica, contribuindo para a redução da dependência do gerador a diesel. Essa abordagem visa equilibrar os critérios técnicos de preservação com os objetivos operacionais e econômicos da microrrede.

Já os supercapacitores, por serem dispositivos mais robustos quanto à profundidade de descarga, são capazes de operar com baixos níveis de carga sem sofrer degradações relevantes.

Essa diferença operacional justifica a ausência de uma restrição equivalente de SoC mínimo para o supercapacitor no modelo proposto. Além disso, dada sua elevada eficiência e capacidade de resposta ultrarrápida, os supercapacitores são particularmente adequados para atuar em flutuações rápidas de potência, independentemente do nível de energia armazenada. Assim, o modelo adotado valoriza a flexibilidade dessa tecnologia, permitindo sua plena utilização para fins de estabilização da rede e suavização das transições de geração e carga, sem impor limites mínimos de operação que poderiam restringir sua atuação dinâmica.

Adicionalmente, os armazenadores devem respeitar seus limites de potência e energia, com evolução do estado de carga descrita por:

$$SOC_{Bat,i+1} = SOC_{Bat,i} + \frac{\eta_{Bat} \cdot P_{Bat,i} \cdot \Delta t}{E_{Bat}} \quad (4.32)$$

$$SOC_{Supercap,i+1} = SOC_{Supercap,i} + \frac{\eta_{Supercap} \cdot P_{Supercap,i} \cdot \Delta t}{E_{Supercap}} \quad (4.33)$$

onde,

η_{Bat} : eficiência de carga/descarga da bateria (valor entre 0 e 1);

$\eta_{Supercap}$: eficiência de carga/descarga do supercapacitor (valor entre 0 e 1);

E_{Bat} : capacidade total de energia armazenada da bateria (em kWh ou MWh);

$E_{Supercap}$: capacidade total de energia armazenada do supercapacitor (em kWh ou MWh).

Essas equações descrevem a variação do estado de carga da bateria e do supercapacitor em função da energia armazenada ou liberada em cada etapa, considerando as eficiências dos dispositivos.

4.4.1 Modelagem das Funções de Custo

A formulação da função objetivo constitui o núcleo do problema de despacho ótimo de energia, uma vez que ela determina a estratégia de alocação dos recursos disponíveis de forma a atender à demanda da rede com o menor custo possível, respeitando simultaneamente os limites operacionais dos equipamentos. Neste trabalho, a modelagem da função objetivo baseou-se na minimização dos custos operacionais totais da minirrede, considerando um

horizonte de planejamento de 24 horas com discretização temporal de 48 etapas (30 minutos cada).

A estrutura da função objetivo contempla os custos individuais associados aos recursos despacháveis: o gerador diesel, o banco de baterias de íon-lítio e o banco de supercapacitores. A modelagem de cada função de custo busca refletir não apenas os custos diretos (como consumo de combustível), mas também os custos indiretos relacionados ao desgaste e à eficiência operacional dos dispositivos, conforme discutido em (Zhu *et al*, 2019; Ansari *et al*, 2021).

As funções adotadas foram formuladas com base a avaliar dois cenários distintos de operação da rede, tais funções custos foram definidas com base em parâmetros típicos da literatura e práticas usuais de modelagem em sistemas isolados híbridos (Ghaderi *et al*, 2018; EPE, 2020). Logo, as análises são conduzidas sob dois cenários distintos, diferenciados pelas expressões matemáticas adotadas nas funções de custo da bateria e do supercapacitor, sendo mantida constante a função de custo do gerador diesel em ambos os casos. A seguir, apresentam-se as equações utilizadas:

- Gerador Diesel

$$C_{Diesel}(P) = 0.003P^2 + 12P + 240 \quad (4.34)$$

Essa equação representa um modelo realista de custo de operação. O termo quadrático busca capturar a degradação da eficiência térmica em regimes de carga elevados. O termo linear está associado ao custo marginal de combustível, enquanto o termo constante reflete os custos fixos relacionados ao acionamento e manutenção básica do equipamento.

- Banco de Baterias

A bateria, por ser um dispositivo eletroquímico sujeito a degradação progressiva, apresenta custos operacionais diretamente relacionados à profundidade de descarga (DoD), à corrente aplicada e ao número de ciclos acumulados. Por isso, diferentes modelagens podem ser empregadas conforme o nível de detalhamento desejado.

No cenário 1, adotou-se uma função linear expressa na equação x.

$$C_{Bat}(P) = 0.8P \quad (4.35)$$

Essa formulação representa uma penalização direta e proporcional à potência despachada. É indicada para estudos preliminares ou quando se deseja incentivar a utilização do banco de baterias, assumindo que o custo operacional cresce linearmente com a energia fornecida. Essa abordagem simplificada é coerente com modelagens como as de Zakeri & Syri (2015), que associam o custo de ciclo a uma taxa constante de desgaste energético.

Já no cenário 2, adota-se uma função de custo quadrática, mais realista e sensível ao uso intensivo, conforme a equação x.

$$C_{Bat}(P) = 0.3P + 0.002 \cdot P^2 \quad (4.36)$$

O termo linear representa o custo marginal associado à operação em condições típicas de carga/descarga, enquanto o termo quadrático penaliza de forma mais acentuada o fornecimento de potências elevadas, que aceleram o envelhecimento do sistema e reduzem sua vida útil (Lai *et al*, 2016). Essa modelagem é recomendada para baterias de íons de lítio, cuja durabilidade é fortemente dependente do regime de operação.

- Banco de Supercapacitores

Supercapacitores são dispositivos eletroquímicos com elevada densidade de potência e baixa densidade de energia, projetados para fornecer potência rapidamente por curtos intervalos. Apesar da alta robustez, seu desempenho é sensível a sobrecargas térmicas e pulsos prolongados de alta potência.

No cenário 1, a função de custo adotada foi quadrática, como mostra a equação x.

$$C_{Supercap}(P) = 0.005P^2 + 0.3P \quad (4.37)$$

Essa estrutura penaliza o uso contínuo em potências elevadas, protegendo o supercapacitor contra regimes de operação que comprometeriam sua eficiência e longevidade. O termo linear reflete o consumo normal de energia, enquanto o termo quadrático modela os efeitos eletromecânicos e térmicos associados ao uso agressivo (Miller & Burke, 2008; Burke, 2007).

No cenário 2, foi utilizada uma função exponencial crescente, dada pela expressão x.

$$C_{Supercap}(P) = 0.5 \cdot (e^{1.5 \cdot P} - 1) \quad (4.38)$$

Essa função impõe penalidades exponenciais ao aumento da potência, o que restringe o uso do supercapacitor a eventos críticos, como transições abruptas de carga ou variações súbitas na geração fotovoltaica. Essa abordagem visa evitar regimes de sobrecarga térmica, favorecendo a operação segura e prolongando a vida útil do equipamento (Rajapakse *et al*, 2017).

4.5 Metodologia de Otimização

A resolução do problema de despacho ótimo de energia proposto neste trabalho foi realizada por meio de Programação Não Linear (PNL), uma abordagem robusta e amplamente utilizada em problemas de otimização em que a função objetivo e/ou uma ou mais restrições apresentam comportamentos não lineares. Esse tipo de modelagem é especialmente adequado para sistemas elétricos com múltiplas fontes e armazenadores, cujas características físicas e operacionais não podem ser representadas com precisão por funções lineares.

Nesse contexto, a PNL permite representar com realismo os custos quadráticos ou exponenciais; os limites operacionais não lineares, como tensões, correntes e SoC interdependentes e as perdas técnicas que variam com o carregamento da rede. Dessa forma, a PNL mostra-se alinhada com o presente estudo, uma vez que foram analisados dois cenários distintos de modelagem de custos.

A formulação matemática do problema foi estruturada no ambiente Python, utilizando a biblioteca *Pyomo* (*Python Optimization Modeling Objects*), que permite representar de forma declarativa e algebricamente estruturada os componentes do modelo, como variáveis de decisão, parâmetros, função objetivo e restrições operacionais. O *Pyomo* oferece flexibilidade para incorporar diferentes níveis de complexidade na modelagem, além de ser compatível com diversos solucionadores de problemas de programação matemática.

Para resolver o problema formulado, foi adotado o solucionador IPOPT (Interior Point OPTimizer), projetado para lidar com problemas de otimização não linear de grande porte, com variáveis contínuas e restrições suaves. O IPOPT se baseia no método de pontos interiores e utiliza uma estratégia de filtro como critério de aceitação dos passos, substituindo a abordagem clássica de função de mérito. Essa característica o torna especialmente eficaz em problemas com múltiplas restrições e estrutura acoplada entre variáveis, como é o caso dos sistemas elétricos com múltiplas fontes de geração e elementos de armazenamento. Além disso, o IPOPT

emprega métodos de Newton para resolver os sistemas lineares internos, com suporte à decomposição de matrizes esparsas — fator essencial para o desempenho computacional em redes elétricas complexas (Wächter; Biegler, 2006).

De forma a garantir que as soluções propostas pelo otimizador fossem não apenas economicamente viáveis, mas também tecnicamente seguras e operacionalmente consistentes, foi implementada uma etapa de validação elétrica do sistema modelado. Para isso, duas plataformas amplamente reconhecidas foram utilizadas em paralelo:

- *OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*: utilizado para simulações elétricas em tempo contínuo, com precisão na análise do fluxo de potência, tensões, correntes e perdas em redes com características reais. Seu diferencial está na capacidade de simular redes com elementos dinâmicos e dados físicos detalhados.
- *Pandapower*: adotado como uma plataforma complementar de modelagem em Python, oferecendo agilidade nas simulações e facilidade de integração com estruturas de dados utilizadas no processo de otimização.

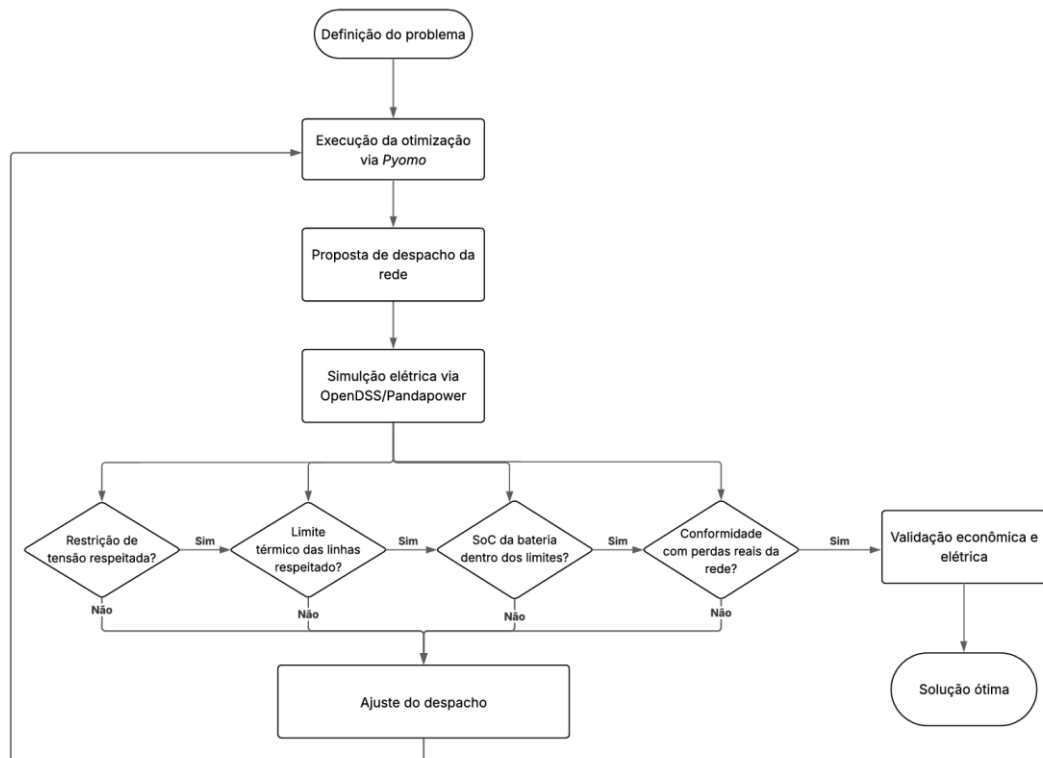
A utilização combinada dessas ferramentas teve como principal finalidade garantir a confiabilidade e a robustez dos resultados obtidos por meio da otimização, buscando três objetivos centrais: (i) promover a redundância e a validação cruzada entre os simuladores, assegurando que os resultados não fossem dependentes de uma única plataforma; (ii) aproveitar as vantagens específicas de cada ambiente — sendo o *OpenDSS* mais indicado para simulações elétricas com alto nível de detalhamento físico e o *Pandapower* mais adequado para interações rápidas com o modelo de otimização em *Python*; e (iii) garantir rigor técnico e metodológico, reforçando a consistência acadêmica da abordagem adotada (Díaz *et al*, 2017; Ruehl *et al*, 2013).

O processo como um todo é conduzido de forma iterativa: a partir da formulação do problema de despacho ótimo, a otimização realizada por meio do *Pyomo*, utilizando o solver IPOPT, propõe valores ótimos de potência a serem despachados por cada fonte. Esses despachos são então aplicados nos simuladores elétricos, onde se verifica o cumprimento de diversas restrições técnicas, como a manutenção das tensões nas barras dentro do intervalo admissível, o respeito aos limites térmicos das correntes nas linhas e a evolução adequada do estado de carga (SoC) dos armazenadores de energia. Caso qualquer uma dessas condições não

seja atendida, a otimização é automaticamente reexecutada com os devidos ajustes, até que se alcance uma solução que seja simultaneamente economicamente ótima e eletricamente viável.

A Figura 4.1 apresenta um fluxograma que ilustra esse processo iterativo de integração entre a otimização matemática e a simulação elétrica.

Figura 4.1 – Processo iterativo de otimização e simulação elétrica.



Fonte: Autora (2025).

O fluxograma apresentado condensa visualmente o ciclo da otimização, indicando o ponto exato em que o despacho calculado pelo Pyomo/IPOPT é testado nos simuladores elétricos e, caso necessário, realimentado ao otimizador.

4.6 Conclusão

Este capítulo consolidou a metodologia de solução do problema de despacho ótimo em quatro etapas. Iniciando-se pela introdução na seção 4.1, seguiu com os fundamentos do despacho econômico, evoluindo da formulação clássica até a inclusão de restrições de rede. Em seguida, na seção 4.3 introduziu o conceito de Fluxo de Carga Ótimo, indispensável para acoplar variáveis elétricas ao modelo de otimização. Na seção 4.4 apresentou a formulação

matemática completa, definindo a função-objetivo, as restrições de potência, de estado de carga e de operação segura da rede, além de explicitar as diferentes funções de custo adotadas para os recursos despacháveis. Por fim, a seção 4.5 descreveu a implementação computacional: a modelagem algébrica em Pyomo, a escolha do solver IPOPT (pontos interiores primal-dual com filtro de busca), bem como a estratégia de validação cruzada nos simuladores OpenDSS e pandapower.

Com esse arcabouço, estabelecemos uma plataforma robusta que garante não apenas a optimalidade econômica, mas também a viabilidade elétrica das soluções. O capítulo seguinte aplica essa metodologia ao sistema isolado de 33 barras, em que serão analisados os resultados obtidos com diferentes funções de custo para o supercapacitor e discutindo os impactos operacionais e econômicos resultantes.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Introdução

Este capítulo apresentará a aplicação da estratégia de despacho ótimo desenvolvida no Capítulo 4, implementada na rede IEEE 33 barras adaptada para representar sistemas isolados com múltiplas fontes de energia. A proposta tem como objetivo avaliar o desempenho técnico, econômico e ambiental da microrrede a partir da alocação otimizada dos recursos — geração fotovoltaica, gerador diesel, banco de baterias e supercapacitor.

Serão considerados dois cenários distintos, com diferentes funções de custo associadas aos recursos de armazenamento. O Cenário 1 adotando uma função de custo linear para o bando de baterias e quadrática para o gerador diesel e banco de supercapacitor, enquanto o Cenário 2 incorpora uma modelagem mais conservadora, utilizando função quadrática para o banco de baterias assim como para gerador diesel e exponencial para o supercapacitor, visando representar os efeitos de envelhecimento e degradação desses dispositivos.

Os resultados obtidos estão organizados na Seção 5.3, que aborda separadamente os dois cenários e analisa o comportamento dos despachos, o estado de carga dos armazenadores, os impactos elétricos, os indicadores energéticos e econômicos, além das emissões de carbono. A Seção 5.3.3 reúne a discussão comparativa entre os cenários, destacando os efeitos das diferentes funções de custo no desempenho geral da microrrede. Por fim, a Seção 5.4 sintetiza as principais conclusões obtidas com base nos resultados.

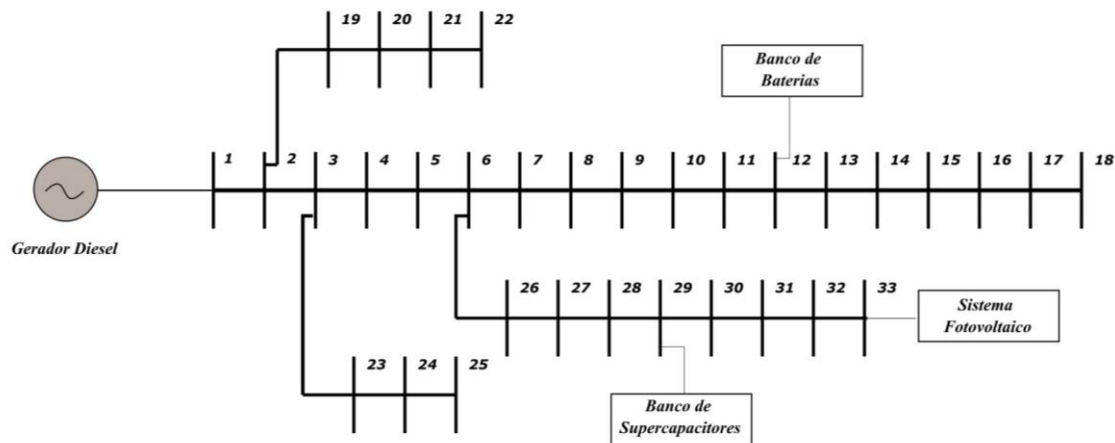
5.2 Descrição do Sistema Elétrico

A validação da estratégia de despacho ótimo proposta neste trabalho foi conduzida sobre uma rede elétrica de referência, adaptada para simular as particularidades de sistemas isolados da região amazônica. Para isso, adotou-se como base a rede IEEE 33 barras, originalmente apresentada por Baran e Wu (1989), reconhecida na literatura técnica por sua topologia radial, alta impedância de linha e versatilidade na inserção de recursos energéticos distribuídos (REDs). Tais características tornam essa rede uma excelente plataforma para estudos de estabilidade, qualidade de energia e estratégias de otimização em microrredes.

Com o objetivo de tornar o sistema mais representativo, realizaram-se algumas adaptações importantes. Primeiramente, optou-se por desconsiderar as ramificações de menor relevância elétrica, mantendo apenas os trechos principais do alimentador. Essa simplificação

teve por objetivo a concentração da análise nas rotas críticas do fluxo de potência, sem comprometer a integridade da representação da rede. A Figura 5.1 apresenta a topologia resultante, destacando os principais recursos energéticos incorporados ao sistema.

Figura 5.1 – Topologia da rede utilizada.



Fonte: Autora (2025).

5.2.1 Estrutura da Rede

O sistema é modelado como uma rede radial trifásica equilibrada, com tensão nominal de 12,66 kV, valor típico de redes de média tensão em sistemas isolados no Brasil (ANEEL, 2021). Inicialmente, todos os equipamentos (gerador diesel, sistema fotovoltaico, banco de baterias e banco de supercapacitores) seriam conectados na barra 1, considerada a barra slack. No entanto, simulações preliminares revelaram problemas de sobrecarga nas linhas adjacentes e distorções de tensão que comprometeriam a estabilidade do sistema.

Para mitigar esses efeitos, optou-se por distribuir os recursos ao longo da rede, respeitando critérios técnicos de suporte de tensão e minimização de perdas:

- *Gerador diesel*: permanece na barra 1, representando a conexão principal de entrada do sistema. Sua tensão foi ajustada para 1,04 pu, atuando como barra reguladora de tensão, fornecendo suporte reativo à rede. Essa configuração é comum em sistemas com fonte dominante e foi baseada em diretrizes técnicas para estabilidade em redes isoladas (Gungor *et al*, 2018). Sua potência máxima foi definida como 4 MW, sendo o principal responsável por suprir a carga noturna e complementar a geração solar;

- *Sistema fotovoltaico (PV)*: alocado na barra 33, foi posicionado estrategicamente na extremidade da rede para reduzir quedas de tensão e avaliar os impactos da geração distribuída. A potência de pico é de 1,5 MWp, e o perfil horário de geração segue uma curva típica de irradiância solar, com início por volta das 7h, pico entre 12h e 14h e término próximo das 18h. A energia total gerada ao longo do dia é de aproximadamente 10,7 MWh.
- *Banco de baterias*: instalado na barra 22, em posição intermediária da rede, de modo a oferecer suporte de tensão a ambos os ramos do alimentador. O arranjo foi dimensionado para 8 MWh de energia armazenada e 2 MW de potência nominal, resultando em uma razão E/P de 4 horas. Essa relação corresponde a um C-rate de 0,25 C, ou seja, o sistema pode ser totalmente carregado ou descarregado em 4 h a plena potência. C-rates entre 0,25 C e 0,5 C são comuns em aplicações de deslocamento de carga (*load-shifting*) fotovoltaico — estratégia em que a energia gerada no período de maior irradiância (geralmente ao meio-dia) é armazenada e deslocada para horários com menor geração solar e maior demanda, como o entardecer. Essa configuração oferece um equilíbrio entre autonomia energética, controle da curva de carga e viabilidade econômica do sistema.
- *Banco de supercapacitores*: instalado na barra 29, próximo ao sistema fotovoltaico, o banco foi dimensionado para atuar como suporte dinâmico nas transições de geração solar, especialmente nos períodos da manhã e do entardecer, quando ocorrem rampas abruptas na potência disponível. O sistema foi projetado com potência nominal de 300 kW e capacidade energética de 2,25 kWh, características que conferem altíssima densidade de potência e curtíssima duração de descarga. A razão $E/P=0,0075$ (ou cerca de 27 segundos) resulta em um C-rate aproximado de 133 C, indicando que o banco é capaz de descarregar completamente sua energia em menos de meio minuto, respondendo quase instantaneamente às flutuações de carga ou geração. Esses parâmetros tornam o supercapacitor particularmente adequado para aplicações de amortecimento transitório e suporte em rampas em microrredes isoladas, contribuindo para a estabilidade do sistema sem depender de grandes volumes de energia.

Para atender a essas especificações, foram utilizados 10 módulos do modelo SkelMod 162V/62F, cada um com 225 Wh de energia armazenada e capacidade de fornecimento de até 504 kW por curtos intervalos, conforme indicado em seu datasheet.

5.2.2 Parâmetros Elétricos da Rede

As impedâncias das linhas foram mantidas conforme a modelagem original da rede IEEE 33 barras. A Tabela 5.1 apresenta a resistência, a reatância e a capacidade de condução de corrente das linhas, valor representativo para condutores em redes de média tensão.

Tabela 5.1 – Parâmetros elétricos das linhas da rede IEEE 33 barras.

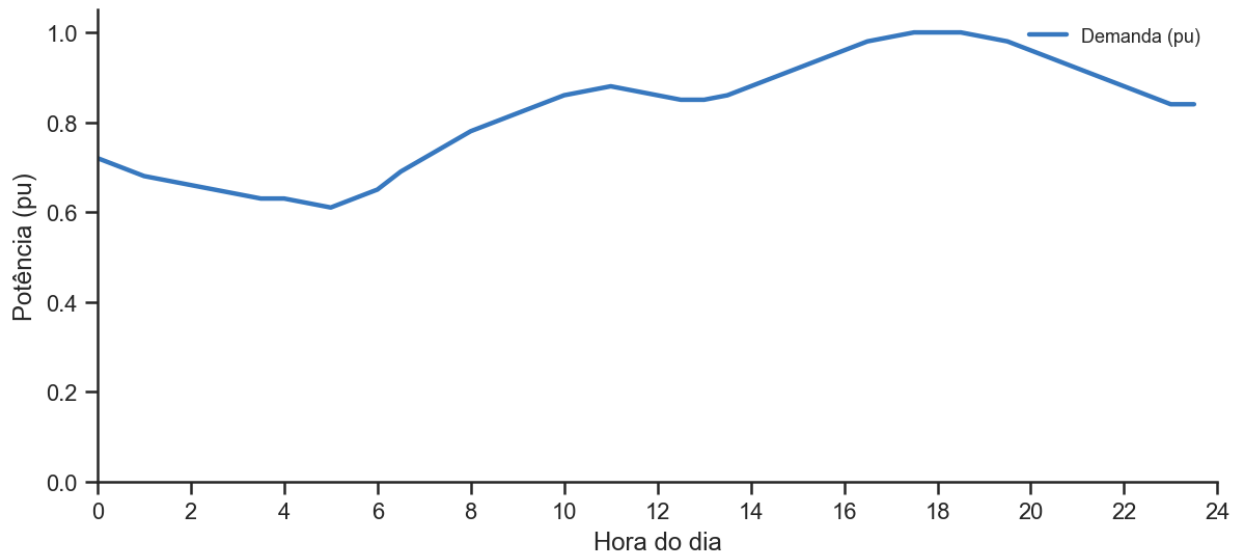
<i>Início</i>	<i>Fim</i>	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$	<i>Capacidade de Condução de Corrente (A)</i>
1	2	0.0922	0.0477	500
2	3	0.493	0.2511	500
3	4	0.366	0.1864	500
4	5	0.3811	0.1941	500
5	6	0.819	0.707	500
6	7	0.1872	0.6188	500
7	8	1.7114	1.2351	500
8	9	1.03	0.74	500
9	10	1.04	0.74	500
10	11	0.1966	0.065	500
11	12	0.3744	0.1238	500
12	13	1.468	1.155	500
13	14	0.5416	0.7129	500
14	15	0.591	0.526	500
15	16	0.7463	0.545	500
16	17	1.289	1.721	500
17	18	0.732	0.574	500
2	19	0.164	0.1565	500
19	20	1.5042	1.3554	500
20	21	0.4095	0.4784	500
21	22	0.7089	0.9373	500
3	23	0.4512	0.3083	500
23	24	0.898	0.7091	500
24	25	0.896	0.7011	500
6	26	0.203	0.1034	500
26	27	0.2842	0.1447	500
27	28	1.059	0.9337	500
28	29	0.8042	0.7006	500
29	30	0.5075	0.2585	500
30	31	0.9744	0.963	500
31	32	0.3105	0.3619	500
32	33	0.341	0.5302	500

5.2.3 Perfil de Carga da Rede

As cargas foram atribuídas às barras com base em dados representativos típicos de consumo residencial. Os valores foram definidos como potências ativas e reativas fixas e balanceadas, distribuídas de acordo com a topologia radial da rede. O perfil horário adotado (Figura 5.2) reflete o comportamento típico de uso residencial, com menor demanda no período da madrugada (entre 2h e 6h), crescimento acentuado a partir das 7h, e dois picos principais: um ao redor do meio-dia, associado ao uso intensivo de aparelhos domésticos, e outro entre 18h e 21h, momento de maior consumo noturno.

Esse padrão segue tendências descritas em estudos de perfis de carga residencial para sistemas isolados e microrredes, sendo amplamente utilizado em simulações de planejamento energético (Zhou *et al*, 2018; Oliveira *et al*, 2020). A modelagem adotada neste trabalho visa representar com fidelidade essas características, assegurando consistência ao processo de despacho ótimo. A Tabela 5.2 apresenta os valores de potência ativa e reativa atribuídos a cada barra da rede, bem como os limites mínimos e máximos de tensão considerados na operação da rede.

Figura 5.2 – Curva de carga adotada.



Fonte: Autora (2025), com base em Zhou *et al*, (2018) e Oliveira *et al*, (2020).

Tabela 5.2 – Dados das Cargas e Tensões das Barras.

<i>Barra</i>	<i>P (MW)</i>	<i>Q (MVAR)</i>	<i>V_{máx} (pu)</i>	<i>V_{min} (pu)</i>
1	0	0	1.04	1.04
2	0.1	0.06	1.05	0.95
3	0.09	0.04	1.05	0.95
4	0.12	0.08	1.05	0.95
5	0.06	0.03	1.05	0.95
6	0.06	0.02	1.05	0.95
7	0.2	0.1	1.05	0.95
8	0.2	0.1	1.05	0.95
9	0.06	0.02	1.05	0.95
10	0.06	0.02	1.05	0.95
11	0.045	0.03	1.05	0.95
12	0.06	0.035	1.05	0.95
13	0.06	0.035	1.05	0.95
14	0.12	0.08	1.05	0.95
15	0.06	0.01	1.05	0.95
16	0.06	0.02	1.05	0.95
17	0.06	0.02	1.05	0.95
18	0.09	0.04	1.05	0.95
19	0.09	0.04	1.05	0.95
20	0.09	0.04	1.05	0.95
21	0.09	0.04	1.05	0.95
22	0.09	0.04	1.05	0.95
23	0.09	0.05	1.05	0.95
24	0.42	0.2	1.05	0.95
25	0.42	0.2	1.05	0.95
26	0.06	0.025	1.05	0.95
27	0.06	0.025	1.05	0.95
28	0.06	0.02	1.05	0.95
29	0.12	0.07	1.05	0.95
30	0.2	0.6	1.05	0.95
31	0.15	0.07	1.05	0.95
32	0.21	0.1	1.05	0.95
33	0.06	0.04	1.05	0.95

Fonte: Adaptado de Baran e Wu (1989).

5.3 Análise dos Resultados

Com o objetivo de avaliar a eficácia da metodologia de otimização desenvolvida no Capítulo 4, esta seção apresenta sua aplicação à rede elétrica de 33 barras modificada, proposta

neste trabalho como representação de uma rede isolada com penetração de fontes renováveis e tecnologias de armazenamento de energia. A simulação considera todas as restrições elétricas e operacionais estabelecidas anteriormente, como os limites de tensão (0,95–1,05 pu), corrente máxima nas linhas (500 A), capacidades dos recursos energéticos e os perfis horários de carga e geração fotovoltaica.

As análises são conduzidas sob dois cenários distintos, que se diferenciam pelas expressões adotadas nas funções de custo da bateria e do supercapacitor, enquanto a função de custo do gerador diesel permanece fixa. Os detalhes da formulação matemática da função objetivo e das equações de custo consideradas já foram apresentados na seção 4.4.1.

De forma resumida, o problema de otimização busca minimizar o custo total de operação do sistema ao longo do horizonte de 48 etapas diárias (com discretização de 30 minutos), considerando a soma dos custos de todos os recursos despacháveis. A função objetivo é aplicada respeitando o balanço de potência horário (incluindo as perdas reais da rede), as condições elétricas e os limites operacionais dos equipamentos.

Nos tópicos a seguir, apresentam-se os dois cenários analisados, juntamente com a avaliação dos resultados obtidos em termos de despacho de energia, estado de carga (SoC), desempenho elétrico da rede, custo total de operação, economia obtida e impacto ambiental estimado.

5.3.1 Cenário 1 – Funções de Custo Linear (Bateria) e Quadrática (Supercapacitor)

Neste primeiro cenário, adota-se uma abordagem que privilegia o uso mais flexível da bateria, modelando seu custo como uma função linear da potência despachada. Essa modelagem assume que o desgaste do sistema de armazenamento eletroquímico ocorre de forma proporcional ao seu uso, tornando-o uma alternativa viável e econômica para o suporte à demanda energética. Já o supercapacitor é modelado com uma função de custo quadrática, penalizando mais fortemente o uso em regimes de potência elevados. Essa decisão visa preservar seu papel como recurso de resposta ultrarrápida, ideal para amortecer oscilações rápidas de carga ou geração. A Tabela 5.3 resume as equações custos usadas para esse cenário.

Tabela 5.3 – Funções custos (Cenário 1).

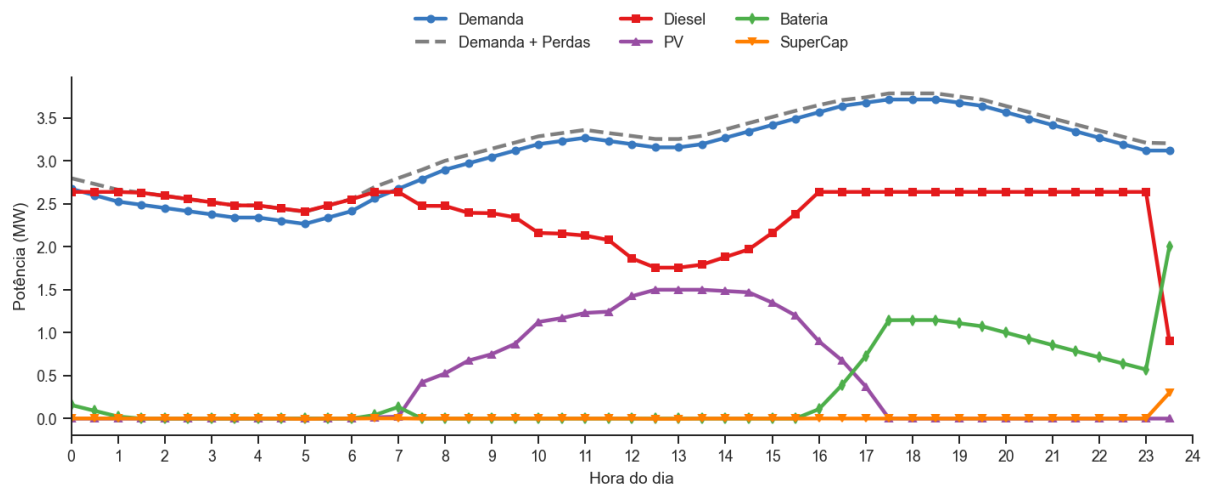
<i>Equipamento</i>	<i>Função Custo</i>
Diesel	$C_{Diesel}(P) = 0.003P^2 + 12P + 240$
Banco de baterias	$C_{Bat}(P) = 0.8P$
Banco de supercapacitores	$C_{Supercap}(P) = 0.005P^2 + 0.3P$

Fonte: Autora (2025).

5.3.1.1 Curvas de Despacho e Estado de Carga (SoC)

A aplicação da metodologia de otimização resultou em curvas de despacho de potência para cada recurso ao longo das 24 horas do dia, com intervalo de 30 minutos por etapa. Esses resultados estão representados na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Curvas de despacho ótimo (Cenário 1).



Fonte: Autora (2025)

A Figura 5.3 apresenta a curva de despacho ótimo para o cenário 1, considerando as potências despachadas por cada recurso energético ao longo das 24 horas. Observa-se que o gerador diesel (linha vermelha) permanece como principal fonte de suprimento, operando de forma contínua durante quase todo o dia, com variação gradual de potência em função da demanda total do sistema, acrescida das perdas elétricas. O perfil da curva do diesel revela uma transição suave e sem picos abruptos, reflexo da estratégia de otimização que penaliza fortemente regimes de alta potência.

A geração fotovoltaica (linha roxa) inicia-se por volta das 7h da manhã, atinge seu pico entre 12h e 14h, e cessa por volta das 18h. Durante esse período, a contribuição solar reduz

significativamente o despacho do gerador diesel, evidenciando a complementaridade entre as duas fontes.

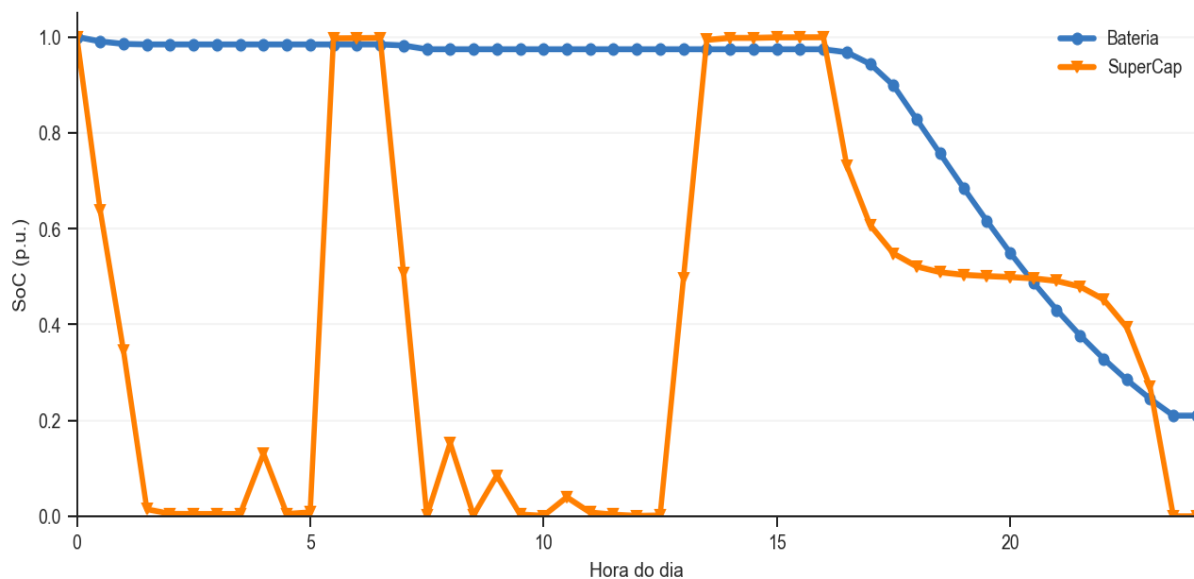
O banco de baterias (linha verde) entra em operação estratégica no período pós-solar, com maior intensidade entre 18h e 22h, atendendo à demanda quando não há mais geração solar. Esse comportamento está em conformidade com o custo linear adotado, que permite seu uso como alternativa econômica ao diesel.

O supercapacitor (linha laranja) apresenta uma atuação pontual e de curta duração, especialmente no fim do dia (em torno de 23h30). Essa operação está associada a rápidas flutuações de carga ou transições operacionais, sendo coerente com sua modelagem quadrática de custo, que impõe penalização mais intensa ao uso contínuo ou de alta potência. Esse perfil está de acordo com a natureza física do dispositivo, cuja energia armazenada é limitada, mas cuja potência de resposta é elevada.

A linha tracejada cinza representa a demanda total acrescida das perdas elétricas da rede, enquanto a linha azul representa a demanda líquida. Nota-se que a soma dos despachos dos recursos acompanha com precisão a linha de "Demanda + Perdas", indicando aderência do modelo à restrição de balanço de potência.

Além das potências, a Figura 5.4 apresenta os estados de carga (SoC) da bateria e do supercapacitor ao longo do dia.

Figura 5.4 – Curvas do estado de carga (Cenário 1).



Fonte: Autora (2025).

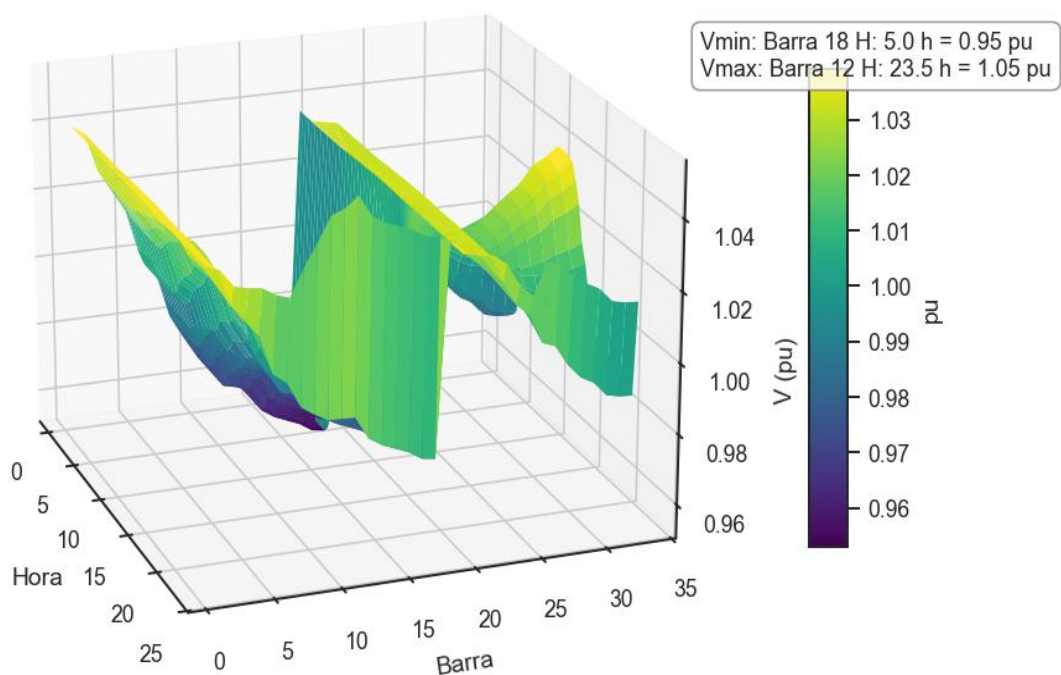
A curva de SoC da bateria (linha azul) permanece próxima do nível máximo de carga durante o período diurno, iniciando a descarga progressiva após as 18h — justamente quando a geração solar se encerra — e se estendendo até o final do horizonte, momento em que atinge cerca de 21% de sua capacidade. Logo, observa-se que, ao longo de todo o dia, o estado de carga da bateria permaneceu acima do limite mínimo estabelecido de 20%, evidenciando que o modelo de otimização atendeu integralmente às restrições operacionais impostas para preservar a vida útil do dispositivo.

O supercapacitor (linha laranja), por sua vez, apresenta comportamento oscilante, com múltiplos ciclos de carga e descarga ao longo do dia, geralmente associados a transições rápidas de geração e demanda. Sua variação rápida confirma sua função de resposta dinâmica, agindo preferencialmente nos momentos de variação abrupta, conforme esperado do modelo adotado.

5.3.1.2 Validações Elétricas: Tensões e Carregamento

Após a análise do despacho de potência e dos estados de carga dos dispositivos de armazenamento, procede-se à validação das restrições elétricas do sistema, a fim de garantir que a solução de despacho ótimo obtida seja de fato factível sob o ponto de vista da operação da rede. A Figura 5.5 apresenta a superfície tridimensional das tensões por barra ao longo das 24 horas do dia, permitindo visualizar a evolução dos níveis de tensão em cada nó do sistema.

Figura 5.5 – Variação tridimensional das tensões nas barras ao longo do dia (Cenário 1).

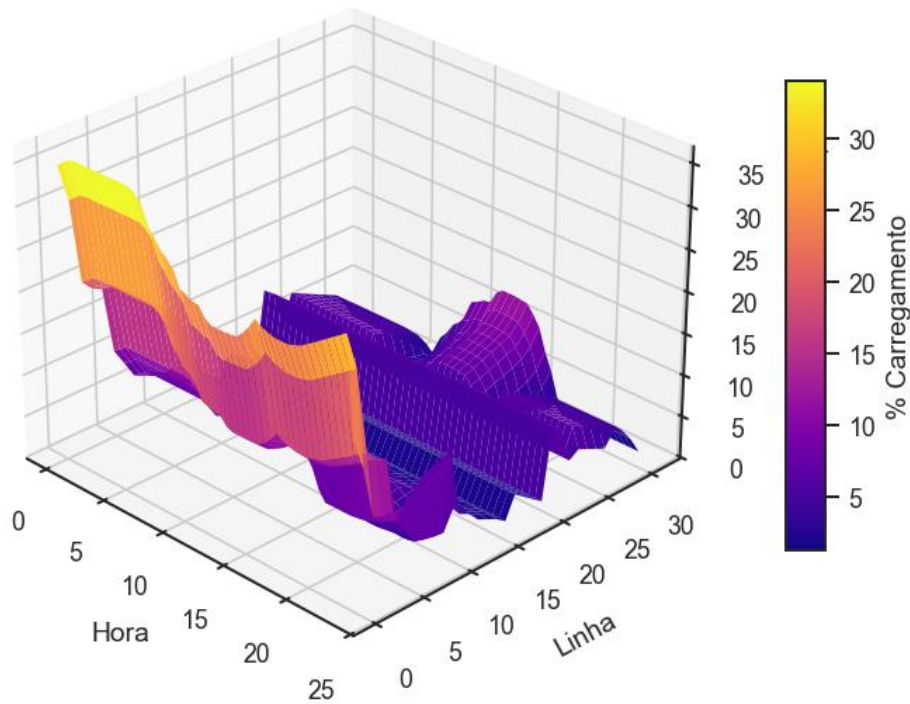


Fonte: Autora (2025).

Ao analisar o gráfico apresentado, observa-se que os valores de tensão permanecem estritamente dentro dos limites estabelecidos pelas restrições impostas — entre 0,95 pu e 1,05 pu — durante todo o horizonte de simulação. A tensão mínima foi registrada na barra 18 às 18h (0,95 pu), enquanto a tensão máxima ocorreu na barra 12 às 23h30 (1,05 pu). Esses resultados comprovam que a solução respeita integralmente a restrição de tensão, mesmo nos momentos de maior carregamento da rede.

Além disso, a Figura 5.6 apresenta a superfície do carregamento percentual das linhas, ou seja, a razão entre a corrente nas linhas e o limite térmico permitido, ao longo do tempo.

Figura 5.6 – Variação tridimensional do carregamento das linhas ao longo do dia (Cenário 1).



Fonte: Autora (2025).

Observando a Figura 5.6, verifica-se que todas as linhas operam com carregamentos significativamente abaixo do limite máximo de 100%, sendo que o carregamento mais elevado foi identificado na linha entre as barras 1–2, com pico de 36,2%, demonstrando que não houve risco de sobrecarga em nenhum trecho da rede.

Para garantir clareza e transparência dos resultados, os valores mínimos e máximos de tensão por barra, bem como os carregamentos máximos por linha, encontram-se sistematizados no Apêndice A.

5.3.1.3 Análise Energética

Com o objetivo de quantificar a contribuição efetiva de cada fonte no atendimento à demanda da microrrede ao longo das 24 horas simuladas, procedeu-se com uma análise energética observando o balanço de potência após a otimização. Essa análise, por sua vez, permite verificar como o modelo de despacho distribuiu a carga entre as unidades geradoras e os dispositivos de armazenamento, respeitando suas características operacionais e limites físicos.

Além disso, é possível identificar padrões de utilização coerentes com a natureza de cada recurso — como a intermitência da geração fotovoltaica, a função de suporte do gerador diesel e o papel estratégico dos armazenadores (bateria e supercapacitor) na suavização de variações e redistribuição da energia gerada. A Tabela 5.4 apresenta o total de energia entregue por cada componente ao sistema.

Tabela 5.4 – Energia entregue por cada recurso (Cenário 1).

<i>Recurso</i>	<i>Energia Entregue (MWh)</i>
Geração Fotovoltaica	10,72
Gerador Diesel	57,59
Banco de Baterias	7,32
Banco de Supercapacitores	0,17

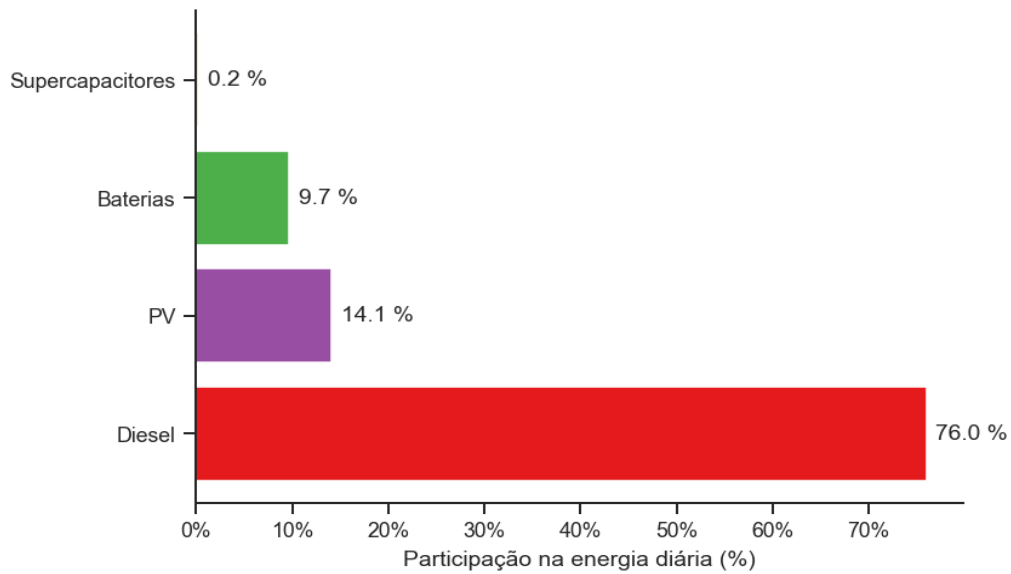
Fonte: Autora (2025).

A partir dos dados apresentados na tabela 5.4, observa-se que a maior parcela da energia fornecida ao sistema continua sendo proveniente do gerador diesel (57,59 MWh), o que evidencia sua função principal de garantir o suprimento contínuo de energia, especialmente nos períodos de baixa ou nula geração solar. No entanto, nota-se uma contribuição expressiva da geração fotovoltaica (10,72 MWh), reduzindo a necessidade de acionamento do gerador térmico durante o dia e, conseqüentemente, os custos operacionais associados ao combustível.

O banco de baterias, com fornecimento de 7,32 MWh, exerceu papel relevante no deslocamento de energia solar excedente para os períodos noturnos, reforçando a capacidade de autossuprimento da microrrede e minimizando picos de acionamento do gerador. Já o banco de supercapacitores forneceu 0,17 MWh, valor significativamente inferior aos demais recursos, condizente com sua aplicação voltada a eventos transitórios e de curta duração, como rampas bruscas na geração solar ou variações rápidas na demanda.

A atuação equilibrada entre os recursos renováveis, os armazenadores e o gerador diesel demonstram que o modelo de otimização foi capaz de explorar as vantagens de cada tecnologia de forma coordenada, assegurando a confiabilidade do suprimento e a redução de custos ao longo do horizonte analisado. A Figura 5.7 ilustra graficamente a participação percentual de cada recurso no fornecimento energético diário, reforçando a importância dos recursos renováveis e dos sistemas de armazenamento mesmo em participação relativa menor.

Figura 5.7 – Participação percentual de cada recurso (Cenário 1).



Fonte: Autora (2025).

5.3.1.4 Análise Econômica

A análise econômica foi realizada com base nos resultados do modelo de despacho ótimo de energia. O algoritmo foi responsável por determinar, em cada etapa do horizonte de planejamento, a potência fornecida por cada recurso, de forma a atender à demanda da microrrede ao menor custo possível, respeitando todas as restrições técnicas do sistema.

A partir das potências despachadas, foram calculados os custos acumulados de operação de cada equipamento com base nas funções de custo previamente definidas. A formulação das funções objetivo do modelo considera os custos operacionais específicos de cada equipamento (gerador diesel e sistemas de armazenamento), conforme definido nas equações de custo descritas anteriormente. No caso do sistema fotovoltaico, por se tratar de

uma fonte renovável sem custo marginal, sua operação foi limitada apenas pela disponibilidade de irradiância, sem custo direto atribuído.

Esses dados possibilitaram comparar o custo total diário de operação em dois cenários distintos: um cenário de referência com apenas o gerador a diesel em operação, e outro cenário com a integração otimizada de fontes renováveis e armazenamento. Os resultados estão organizados na Tabela 5.5, permitindo quantificar diretamente a economia obtida com a estratégia de despacho ótimo proposta.

Tabela 5.5 – Custo operacional e economia com a estratégia otimizada (Cenário 1).

<i>Estratégia</i>	<i>Custo Total (R\$)</i>
Apenas Gerador Diesel	5.456,73
Diesel + Fotovoltaico + Baterias + Supercapacitores	4.152,72
Economia Absoluta	1.304,01
Economia Percentual	23,9%

Fonte: Autora (2025).

Os resultados apresentados na tabela anterior demonstram que a integração dos recursos renováveis e de armazenamento à microrrede proporcionou uma economia expressiva de R\$ 1.304,01 em relação ao cenário convencional baseado exclusivamente no uso do gerador diesel. Essa redução representa uma economia percentual de aproximadamente 23,9% no custo total de operação ao longo das 24 horas simuladas.

Esse ganho econômico é consequência direta da substituição parcial da geração térmica por fontes mais econômicas e sustentáveis, como o sistema fotovoltaico, e pela atuação estratégica dos dispositivos de armazenamento. A bateria permitiu realocar parte da geração solar para horários de maior demanda, reduzindo o acionamento do diesel, enquanto o supercapacitor contribuiu pontualmente para o amortecimento de variações, com custo operacional praticamente desprezível.

Além da redução nos custos diretos, essa estratégia também pode implicar benefícios indiretos relevantes, como menor desgaste do gerador térmico, redução de emissões de gases poluentes e aumento da autonomia energética do sistema. Os resultados reforçam a viabilidade técnico-econômica da inserção de tecnologias híbridas em microrredes isoladas, especialmente em regiões remotas com alto potencial solar.

5.3.1.5 Perdas Elétricas e Convergência do Modelo

Durante a simulação, as perdas elétricas nas linhas da rede foram calculadas a partir de simulações no *pandapower*, com base nos perfis de potência ótimos. Para garantir que essas perdas fossem incorporadas corretamente no modelo de otimização, adotou-se uma estratégia iterativa: a cada iteração, as perdas simuladas eram realimentadas no modelo de otimização como parâmetros, até que a variação entre iterações consecutivas fosse suficientemente pequena.

A convergência do processo foi avaliada por meio da diferença máxima entre os vetores de perdas horários nas iterações consecutivas, representada por $\Delta_{\text{máx}}$ entre iterações (MW). Esse valor indica a maior diferença absoluta entre as perdas em cada um dos 48 intervalos do dia. O processo é considerado convergente quando $\Delta_{\text{máx}} < 0,001$ MW (1 kW). Os resultados estão resumidos na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Processo Iterativo de Otimização (Cenário 1).

<i>Iteração</i>	<i>Perda Média (MW)</i>	<i>$\Delta_{\text{máx}}$ entre iterações (MW)</i>
1	0,103	0,1417
2	0,103	0,0054
3	0,103	0,0005

Fonte: Autora (2025).

Como se observa, o processo iterativo para incorporação das perdas convergiu após três iterações, atingindo um valor máximo de variação entre iterações consecutivas ($\Delta_{\text{máx}}$) inferior a 1 kW — valor previamente estabelecido como critério de tolerância. Esse resultado garante que as perdas elétricas da rede foram corretamente internalizadas na modelagem e que o balanço de potência em cada etapa do dia está ajustado às condições reais de operação da rede. Assim, o modelo final reflete um despacho energético condizente com o comportamento físico do sistema.

Complementarmente, a resolução do problema de otimização via solucionador IPOPT demonstrou desempenho robusto e eficiência numérica. A solução ótima foi obtida em 54 iterações do solver, com os seguintes indicadores:

- i. Erro global (Overall NLP error) inferior a $4,3 \times 10^{-9}$;
- ii. Inviabilidade dual e violação de restrições próximas de zero;
- iii. E nenhuma violação das condições de primeira ordem (complementaridade).

O problema envolveu 384 variáveis de decisão e 383 restrições (142 igualdades + 241 desigualdades), o que caracteriza um problema de médio porte, ainda assim resolvido de forma eficiente. Esses resultados atestam tanto a correção estrutural do modelo quanto a viabilidade computacional da abordagem proposta, reforçando sua aplicabilidade para o despacho ótimo em sistemas de energia isolados com múltiplas fontes e armazenadores.

5.3.1.6 Créditos de Carbono

Além dos benefícios técnicos e econômicos já discutidos, a adoção de fontes renováveis e estratégias de armazenamento também contribui para a mitigação de impactos ambientais, especialmente na redução das emissões de gases de efeito estufa. A análise apresentada nesta seção tem por objetivo quantificar os créditos de carbono obtidos pela substituição parcial da geração a diesel por fontes limpas, como a energia fotovoltaica, complementada por baterias e supercapacitores.

A metodologia utilizada baseou-se no fator de emissão específico do diesel, que, segundo o IPCC (2006), é de 0,268 kg CO₂/kWh gerado. A partir dos dados de energia fornecida pelo gerador diesel atuando com e sem recursos renováveis, foi possível calcular o total de dióxido de carbono emitido em cada caso e, por consequência, a quantidade evitada de emissões.

Tabela 5.7 – Estimativa de Emissão de CO₂ com Gerador Diesel Isolado e com Suporte de Recursos Renováveis (Cenário 1).

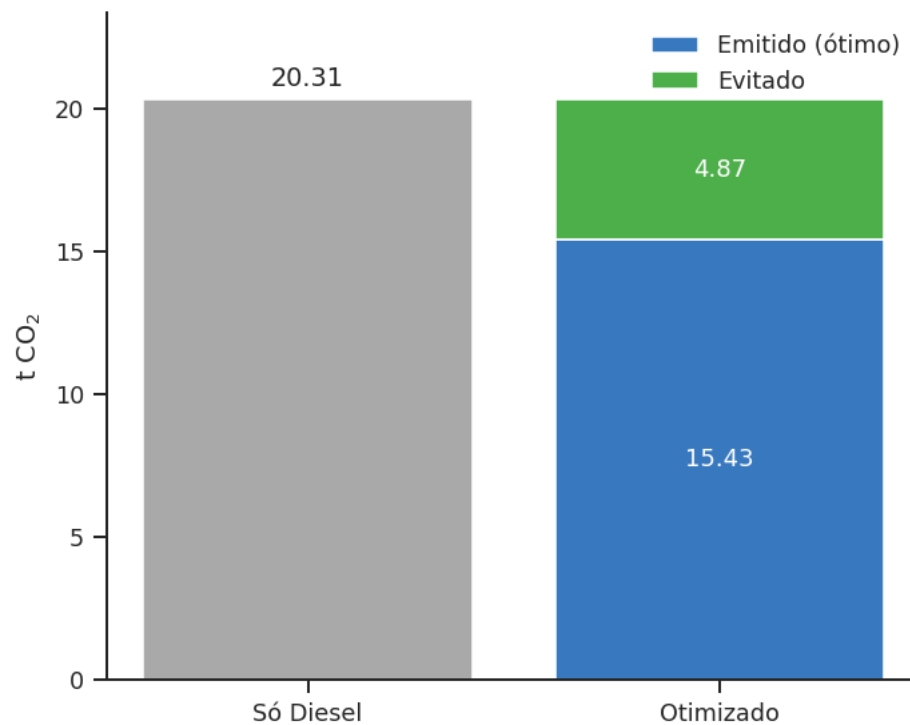
<i>Estratégia</i>	<i>Emissão de CO₂ (t)</i>
Apenas Diesel	20,31
Rede Otimizada com Fontes Renováveis	15,43
Emissão Evitada	4,87

Fonte: Autora (2025).

Conforme a tabela apresentada, observa-se que o cenário otimizado proporcionou uma redução de 4,87 toneladas de CO₂ em apenas 24 horas de operação da microrrede. Esse volume de emissões evitadas, embora pontual, evidencia o potencial ambiental expressivo da transição energética em regiões isoladas — especialmente quando projetada em horizontes maiores, como semanas ou anos.

A Figura 5.8 ilustra de forma comparativa as emissões com e sem a inserção de recursos.

Figura 5.8 - Comparativo de emissões com e sem REDs (Cenário 1).



Fonte: Autora (2025).

5.3.2 Cenário 2 – Bateria Quadrática e Supercapacitor Exponencial

Neste segundo cenário, é proposta uma formulação mais conservadora para os recursos de armazenamento, refletindo maior preocupação com a degradação dos dispositivos e seus impactos no custo total de operação. A bateria passa a ser representada por uma função de custo composta por um termo linear e um termo quadrático suave, penalizando moderadamente o uso em potências elevadas. Essa modelagem busca representar o desgaste eletroquímico que cresce com a profundidade e a taxa de descarga.

Já o supercapacitor adota uma função exponencial, que impõe penalização severa conforme o aumento da potência despachada, desencorajando seu uso prolongado ou acima de

certos limites. Tal modelagem reflete o comportamento real observado em dispositivos eletroquímicos de resposta ultrarrápida, que, embora possuam elevada densidade de potência, apresentam vida útil sensível ao regime de operação.

A Tabela 5.8 apresenta as equações de custo utilizadas neste segundo cenário.

Tabela 5.8 – Funções custos (Cenário 2).

<i>Equipamento</i>	<i>Função Custo</i>
Diesel	$C_{Diesel}(P) = 0.003P^2 + 12P + 240$
Banco de baterias	$C_{Bat}(P) = 0.3P + 0.002 \cdot P^2$
Banco de supercapacitores	$C_{Supercap}(P) = 0.5 \cdot (e^{1.5 \cdot P} - 1)$

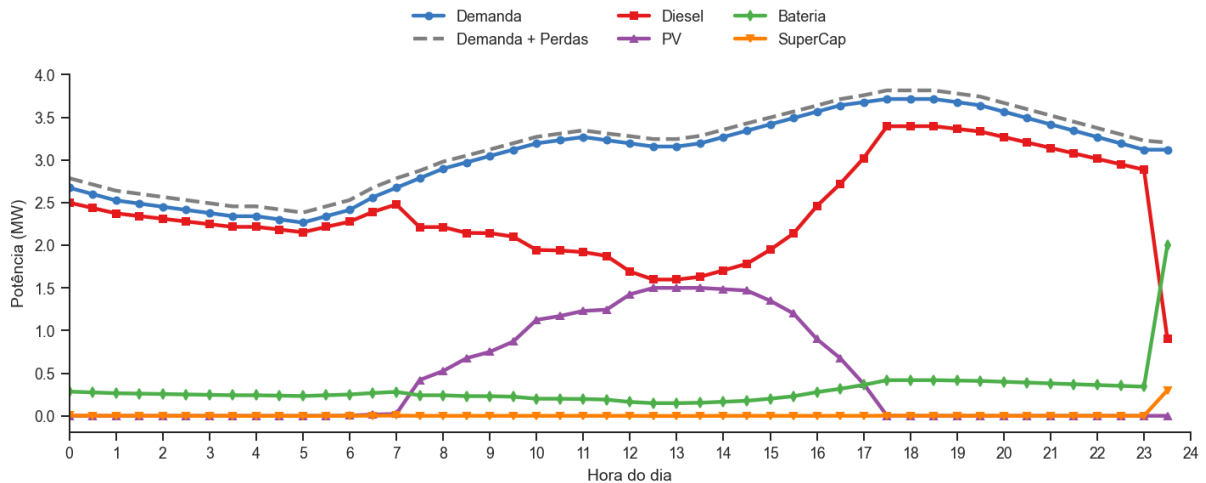
Fonte: Autora (2025).

Essas funções foram escolhidas com base em modelos de envelhecimento e custo marginal associados a sistemas de armazenamento. A função da bateria considera que o custo de operação cresce de forma aproximadamente linear em regimes normais, mas com uma penalização crescente em altos despachos. A função exponencial do supercapacitor representa seu comportamento físico mais sensível ao esforço de carga — ainda que energeticamente limitado, seu custo operacional cresce rapidamente com o aumento da potência instantânea, refletindo a degradação acentuada em regimes extremos.

5.3.2.1 Curvas de Despacho e Estado de Carga (SoC)

A partir da nova formulação considerada, obteve-se a curva de despacho ótimo dos recursos energéticos ao longo das 24 horas simuladas, como mostra a Figura 5.9.

Figura 5.9 - Curvas de despacho ótimo (Cenário 2).



Fonte: Autora (2025).

Ao analisar a curva de despacho, observa-se que o gerador diesel permanece como a principal fonte de suprimento energético ao longo do dia, operando de forma quase contínua. Sua contribuição é mais acentuada no período noturno, especialmente após as 17h, quando a geração solar deixa de atender à carga e o uso dos armazenadores se torna economicamente menos atrativo. Isso ocorre porque as funções de custo atribuídas à bateria e ao supercapacitor no modelo de otimização penalizam fortemente seus despachos, refletindo o desgaste associado aos ciclos de carga e descarga (no caso da bateria) e o alto custo por unidade de energia movimentada (no caso do supercapacitor). Dessa forma, o algoritmo prioriza o uso do gerador diesel nessas condições, por apresentar menor custo marginal de operação, mesmo sendo uma fonte fóssil. A elevação da potência despachada pelo diesel nesse intervalo é, portanto, uma resposta direta ao perfil conservador imposto pelo modelo ao uso da bateria e do supercapacitor. Ainda assim, a operação do gerador ocorre de forma gradativa e sem picos abruptos, evidenciando o equilíbrio alcançado pelo algoritmo de otimização.

A geração fotovoltaica, por sua vez, é plenamente explorada entre 7h e 17h30. Durante esse intervalo, a energia solar captada é utilizada para reduzir significativamente o despacho do diesel, com destaque para o período entre 12h e 14h, em que ocorre o pico de geração solar. A complementaridade entre o fotovoltaico e o gerador térmico é evidente, resultando em menor custo operacional e menor emissão de poluentes durante as horas de insolação.

O banco de baterias, modelado neste cenário com uma função de custo quadrática, apresenta um padrão de operação mais restritivo em comparação ao cenário anterior. Seu despacho ocorre de maneira discreta, porém estratégica, concentrando-se no final do dia,

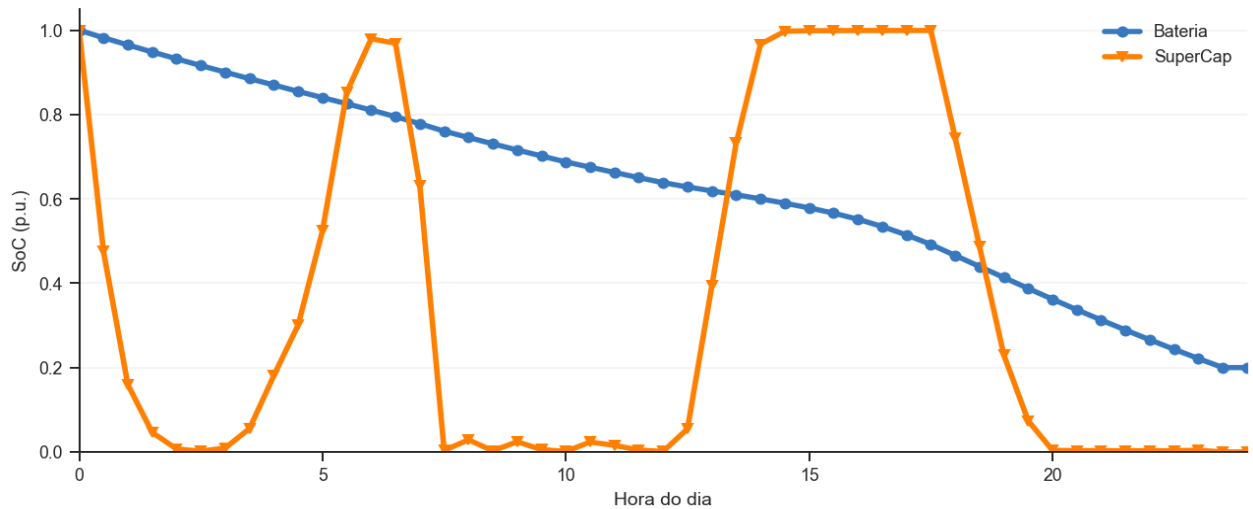
quando a geração solar é nula e a curva de demanda atinge seus valores mais elevados. O maior valor de potência despachada pela bateria é registrado às 23h30, funcionando como suporte final à rede antes do reinício do ciclo diário. Essa escolha reflete uma gestão criteriosa da energia armazenada, evitando descargas intensas que comprometeriam o custo total de operação.

Já o supercapacitor atua de maneira extremamente pontual e limitada. Sua curva de despacho permanece praticamente nula ao longo de todo o dia, com breves elevações em momentos muito específicos — geralmente associados a variações rápidas da carga ou pequenas defasagens entre oferta e demanda. Tal comportamento é resultado direto da função de custo exponencial adotada, que penaliza fortemente qualquer aumento de potência. Dessa forma, o supercapacitor é reservado exclusivamente para situações em que sua atuação se mostra absolutamente necessária, como forma de manter a estabilidade da rede ou compensar transientes.

Em conjunto, esses resultados evidenciam que o modelo de otimização adotou uma estratégia de despacho mais conservadora e seletiva para os sistemas de armazenamento. A prioridade foi dada à preservação da vida útil e à minimização dos custos operacionais desses dispositivos, especialmente do supercapacitor, cujo uso foi severamente restringido. Ainda assim, o equilíbrio entre as fontes renováveis, o gerador térmico e os armazenadores permitiu atender integralmente à demanda e às restrições elétricas do sistema, com ganhos econômicos e ambientais mensuráveis.

Partindo para a verificação do estado de carga (SoC) da bateria e do supercapacitor ao longo das 24 horas simuladas, a Figura 5.10 ilustra a evolução temporal, fornecendo informações importantes sobre o padrão de uso e a estratégia de alocação de energia implementada pelo modelo de otimização.

Figura 5.10 – Curvas do estado de carga (Cenário 2).



Fonte: Autora (2025).

Ao analisar a figura 5.10, observa-se que a bateria inicia o horizonte com SoC próximo de 100%, resultado de uma carga total presumida no início do dia. Ao longo do período diurno, seu estado de carga mantém-se relativamente alto, com descarga moderada e contínua, compatível com a disponibilidade de geração fotovoltaica. A partir das 17h30 — momento em que a geração solar cessa — a bateria passa a operar de forma mais intensa, fornecendo energia durante o período noturno, quando a demanda permanece elevada e o uso do gerador diesel se intensifica. Esse comportamento é reflexo direto da função de custo quadrática suave, que penaliza apenas parcialmente a descarga, permitindo ao algoritmo explorar seu uso nos momentos mais críticos. Observa-se, inclusive, um aumento na inclinação da curva de SoC nesse período, indicando um descarregamento mais acentuado no final do horizonte. Ao término da simulação, o SoC atinge aproximadamente 21,5%, próximo ao limite mínimo permitido, o que indica uma gestão eficiente e otimizada da energia armazenada ao longo do dia.

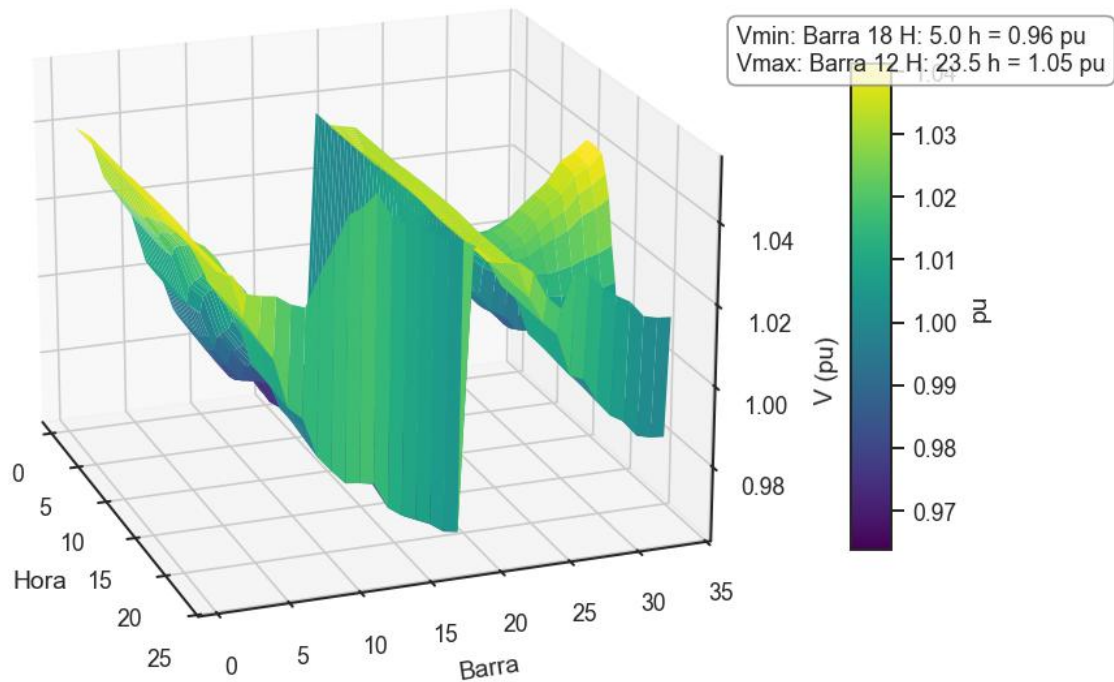
O supercapacitor, por sua vez, apresenta um comportamento notavelmente distinto. Sua curva de SoC revela ciclos rápidos e repetitivos de carga e descarga, com elevadas taxas de variação ao longo do dia. Esses ciclos ocorrem predominantemente em três momentos distintos: no início da manhã (por volta das 5h), no final do período solar (por volta das 17h) e durante a transição para o período de menor carga (após as 22h). O padrão oscilatório é característico da função exponencial de custo, que restringe seu uso contínuo e incentiva despachos de curta duração, normalmente associados a transientes operacionais, rampas de carga ou pequenas flutuações de geração.

O comportamento observado evidencia o papel técnico atribuído ao supercapacitor dentro da estratégia de otimização: atuar como um recurso de resposta ultrarrápida, evitando o acionamento brusco do gerador diesel ou a sobrecarga da bateria. Embora a energia total movimentada pelo supercapacitor seja pequena, sua atuação pontual é crítica para manter a estabilidade do sistema e atender aos requisitos de desempenho dinâmico da rede.

5.3.2.2 Validações Elétricas: Tensões e Carregamento

Partindo para as validações elétricas, a Figura 5.11 apresenta o comportamento das tensões nodais em todas as 33 barras da rede ao longo das 24 horas simuladas para esse novo cenário.

Figura 5.11 – Variação tridimensional das tensões nas barras ao longo do dia (Cenário 2).



Fonte: Autora (2025).

Neste cenário, a restrição mais intensa ao uso da bateria e do supercapacitor influenciou diretamente a gestão da tensão da rede. Com a maior utilização do gerador diesel para compensar a limitação dos armazenadores, a distribuição de carga foi mais estável, resultando em tensões ligeiramente mais altas em comparação ao Cenário 1.

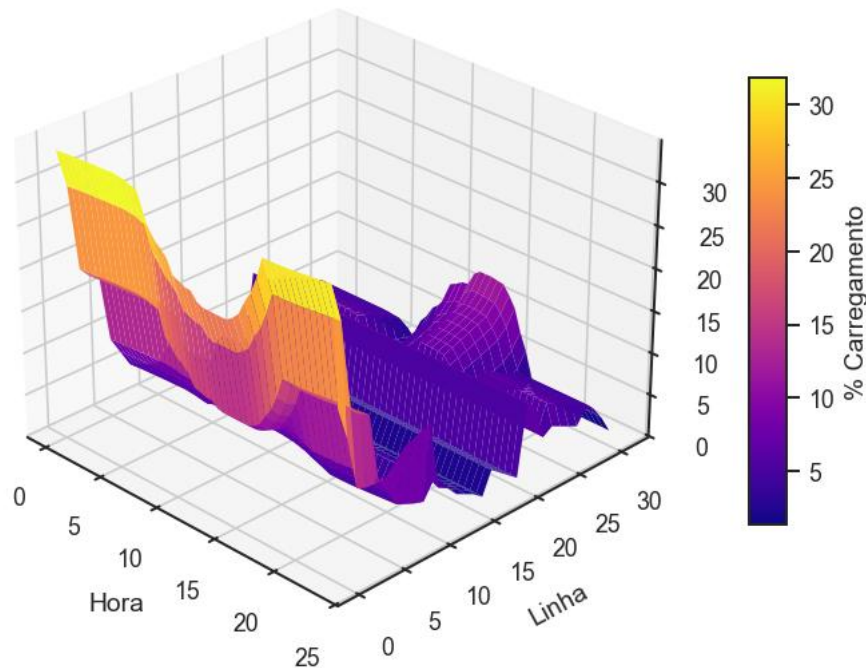
Por exemplo, a barra 18 apresentou uma tensão mínima de 0,963 pu, um pequeno aumento em comparação ao 0,953 pu do Cenário 1. Isso demonstra que o uso mais constante

do diesel pode ter contribuído para uma gestão mais estável da tensão, especialmente nos períodos de maior demanda ou baixa geração solar.

Por outro lado, as tensões máximas permanecem dentro da faixa de 1,05 pu, sem grandes variações entre os cenários. Isso indica que, apesar do aumento do despacho do diesel, a rede conseguiu se manter estável e sem flutuações abruptas de tensão. Portanto, pode-se afirmar que para esse novo cenário, teve-se uma gestão mais eficiente das tensões, com leve aumento das tensões mínimas, resultado da maior dependência do diesel devido à limitação do uso dos armazenadores.

Além disso, para esse novo cenário, a Figura 12 apresenta o carregamento das linhas da rede, que é a razão entre a corrente nas linhas e o limite térmico de cada linha. Logo, observa-se uma distribuição de carga mais eficiente nas linhas em comparação ao cenário 1, com menores carregamentos máximos registrados nas linhas da rede. Por exemplo, o carregamento máximo da linha entre as barras 1 e 2 foi de 34,1% neste cenário, uma redução em relação aos 36,2% do cenário anterior, o que indica que, mesmo com maior uso do diesel, o modelo conseguiu evitar sobrecarregar as linhas da rede.

Figura 5.12 – Variação tridimensional do carregamento das linhas ao longo do dia (Cenário 2).



Fonte: Autora (2025).

Essa redução no carregamento máximo das linhas é reflexo do uso mais eficiente da geração e da otimização do despacho de energia, especialmente ao limitar o uso dos armazenadores.

Para mais detalhes sobre os valores de tensão por barra e carregamento das linhas ao longo do tempo, as tabelas com todos os valores para esse segundo cenário serão apresentadas no Apêndice A, da mesma forma que foi feito no cenário 1.

5.3.2.3 Análise Energética

Para quantificar a contribuição de cada recurso no atendimento à demanda da microrrede para esse novo cenário, realizou-se uma nova análise energética. A penalização ao uso da bateria e do supercapacitor, devido às suas funções de custo, fez com que o gerador diesel fosse mais acionado, especialmente durante a noite e em horários de alta demanda, enquanto a energia fotovoltaica foi utilizada de forma otimizada ao longo do dia.

A Tabela 5.9 apresenta a energia total fornecida por cada recurso para esse novo cenário.

Tabela 5.9 – Energia entregue por cada recurso (Cenário 2).

<i>Recurso</i>	<i>Energia Entregue (MWh)</i>
Geração Fotovoltaica	10,72
Gerador Diesel	57,37
Banco de Baterias	7,4
Banco de Supercapacitores	0,16

Fonte: Autora (2025).

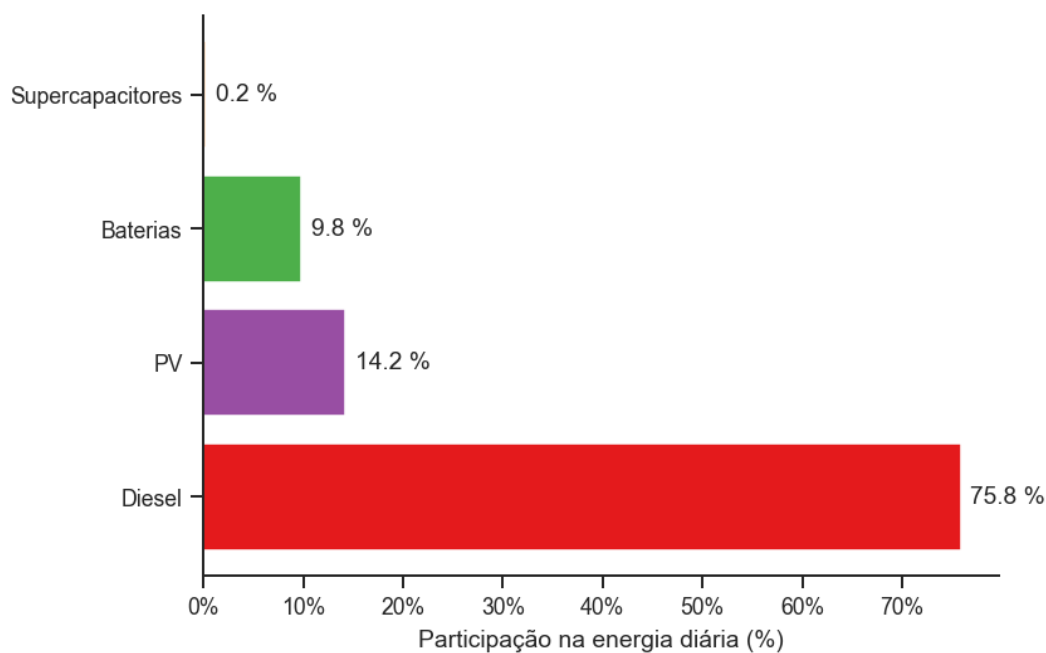
Ao analisara a tabela anterior, percebe-se que, como no cenário 1, a geração fotovoltaica continua a fornecer 10,72 MWh, que é o seu máximo, já que sua capacidade não foi alterada e atendeu à demanda solar durante o dia. O banco de baterias entregou 7,40 MWh, um leve aumento em comparação ao Cenário 1, que entregou 7,32 MWh. Esse aumento reflete um uso mais estratégico da bateria, que foi mais acionada durante o período pós-solar, especialmente devido à restrição da utilização do supercapacitor.

Por outro lado, o supercapacitor forneceu 0,16 MWh, um pouco menos do que no Cenário 1 (0,17 MWh), o que está em linha com sua função de custo exponencial, que limitou ainda mais sua atuação em comparação ao cenário anterior.

Em resumo, a geração fotovoltaica manteve sua capacidade máxima de entrega, enquanto o banco de baterias entregou um pouco mais e o supercapacitor, com a restrição maior, entregou um pouco menos. Essa distribuição reflete a maior dependência do diesel para suprir a demanda, especialmente durante a noite, e o impacto das restrições de custo no uso dos armazenadores.

A Figura 5.13 ilustra graficamente a participação percentual de cada recurso no fornecimento energético diário, destacando o papel da geração fotovoltaica e os ajustes no uso dos armazenadores.

Figura 5.13 – Participação percentual de cada recurso (Cenário 2).



Fonte: Autora (2025).

Os dados apresentados confirmam os percentuais mostrados na Figura 5.13, destacando que, no presente cenário, o gerador diesel continua sendo responsável pela maior parte da energia fornecida ao sistema, com 75,8% da energia diária, embora tenha diminuído ligeiramente em comparação ao cenário 1. A geração fotovoltaica contribui com 14,2%, mantendo seu desempenho máximo. Já o banco de baterias apresenta um leve aumento, fornecendo 9,8%, refletindo sua maior participação no atendimento à demanda, enquanto o supercapacitor, com 0,2%, permanece com uma contribuição pontual e limitada, como esperado.

5.3.2.4 Análise Econômica

Ao realizar a análise econômica para esse novo cenário, obteve-se os resultados apresentado na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Custo operacional e economia com a estratégia otimizada (Cenário 2).

<i>Estratégia</i>	<i>Custo Total (R\$)</i>
-------------------	--------------------------

Apenas Gerador Diesel	5.446,90
Diesel + Fotovoltaico + Baterias + Supercapacitores	4.136,07
Economia Absoluta	1.310,83
Economia Percentual	24,1%

Fonte: Autora (2025).

Em comparação ao Cenário 1, onde a economia foi de R\$ 1.304,01 (23,9%), o Cenário atual apresentou uma economia ligeiramente maior de R\$ 1.310,83 (24,1%). Essa diferença pode ser atribuída ao uso mais restrito da bateria e do supercapacitor, que resultou em menor dependência do diesel em comparação ao primeiro cenário, mas mantendo uma eficiência similar na redução dos custos operacionais.

5.3.2.5 Perdas Elétricas e Convergência do Modelo

Durante a simulação do Cenário 2, as perdas elétricas foram novamente avaliadas a partir das simulações no *pandapower*, com base nas potências ótimas obtidas. O procedimento de convergência adotado seguiu a mesma abordagem iterativa utilizada no Cenário 1, em que os valores de perdas obtidos via fluxo de carga eram realimentados no modelo de otimização a cada iteração, até que a diferença entre iterações consecutivas fosse suficientemente pequena.

A avaliação da convergência foi realizada com base na diferença máxima entre os vetores horários de perdas ($\Delta_{\text{máx}}$), considerando o valor absoluto da diferença em cada um dos 48 intervalos do horizonte diário. O critério de tolerância adotado foi o mesmo do primeiro cenário: $\Delta_{\text{máx}} < 0,001$ MW (1 kW). Os resultados são apresentados na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Processo Iterativo de Otimização (Cenário 2).

<i>Iteração</i>	<i>Perda Média (MW)</i>	<i>$\Delta_{\text{máx}}$ entre iterações (MW)</i>
1	0,097	0,1172
2	0,097	0,0002

Fonte: Autora (2025).

Observa-se que, diferentemente do Cenário 1, que exigiu três iterações, o processo iterativo de convergência foi alcançado de forma ainda mais eficiente neste cenário, com apenas duas iterações. O ajuste das funções de custo parece ter contribuído para uma configuração mais estável do despacho, o que favoreceu a rápida estabilização das perdas. O valor de $\Delta_{\text{máx}}$ atingido na segunda iteração (0,2 kW) está bem abaixo do limite de tolerância, garantindo que o modelo final considera com precisão as perdas da rede elétrica e respeita o balanço de potência ao longo do dia.

Em relação ao desempenho computacional, o solucionador IPOPT mais uma vez apresentou comportamento estável e eficiente. A solução ótima foi obtida com 49 iterações internas, apresentando os seguintes indicadores de qualidade:

- i. Erro global do problema (Overall NLP error) inferior a $7,1 \times 10^{-9}$;
- ii. Inviabilidade dual inferior a 3×10^{-9} e violação de restrições próxima de zero ($\sim 10^{-15}$);
- iii. Todas as condições de otimalidade de primeira ordem satisfeitas, sem violações detectadas.

O número de variáveis e restrições permaneceu idêntico ao do cenário anterior (384 variáveis e 383 restrições), o que reforça a comparabilidade entre os dois estudos. Assim, os resultados obtidos no Cenário 2 demonstram não apenas a consistência e robustez do modelo, mas também a eficiência do método proposto para despachar sistemas híbridos isolados com múltiplos recursos de geração e armazenamento.

5.3.2.6 Créditos de Carbono

A análise ambiental para esse segundo Cenário reafirma o impacto positivo da diversificação da matriz energética com fontes renováveis e armazenadores. Com base no fator de emissão de $0,268 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$ (IPCC, 2006), a substituição parcial da geração a diesel resultou em emissões totais de 15,38 toneladas de CO_2 , em comparação a 20,27 toneladas no caso de uso exclusivo do gerador. Isso corresponde a uma redução de 4,90 toneladas de CO_2 em apenas 24 horas, valor um pouco superior ao do Cenário 1, reforçando a eficiência da estratégia otimizada mesmo sob funções de custo mais restritivas. A Tabela 5.12 resume os valores calculados.

Tabela 5.12 – Estimativa de Emissão de CO_2 com Gerador Diesel Isolado e com Suporte de Recursos Renováveis (Cenário 2).

<i>Estratégia</i>	<i>Emissão de CO_2 (t)</i>
Apenas Diesel	20,27
Rede Otimizada com Fontes Renováveis	15,38
Emissão Evitada	4,90

Fonte: Autora (2025).

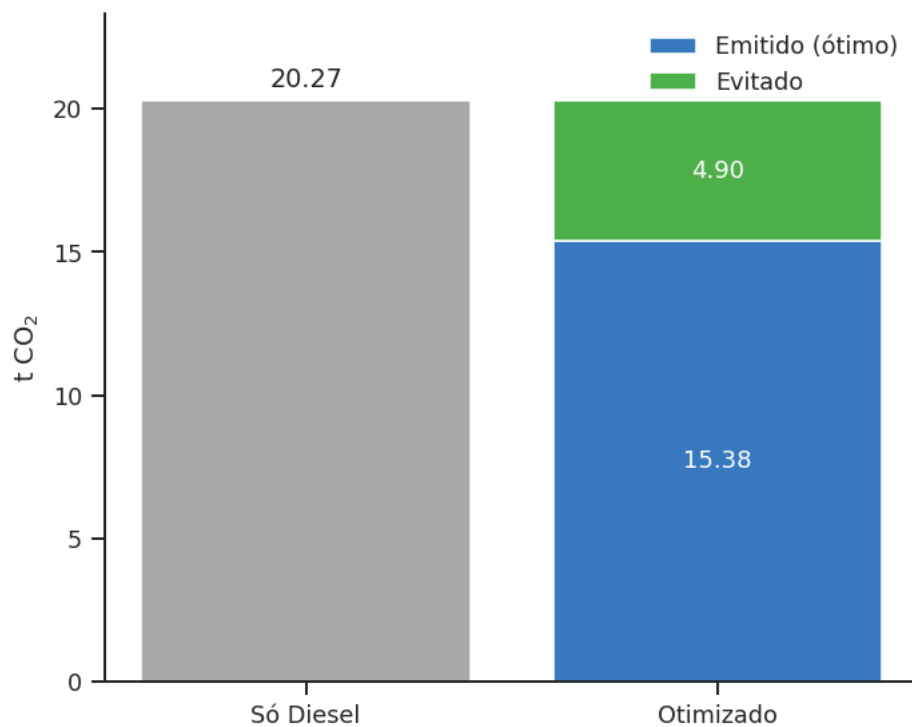
Por meio dos dados da tabela apresentada, observa-se que, além da redução total de 4,90 toneladas de CO_2 em um único dia de operação, o próprio gerador diesel emitiu menos carbono no cenário otimizado. Isso demonstra que, mesmo com uma menor utilização da bateria e do

supercapacitor, o sistema alcançou uma operação mais racional e eficiente do recurso térmico, evitando despachos intensivos e reduzindo picos de carga.

Essa economia de emissões, ainda que pontual, evidencia o papel estratégico das microrredes com fontes renováveis e otimização no combate às mudanças climáticas — especialmente em regiões isoladas fortemente dependentes de combustíveis fósseis. Os créditos de carbono associados, além de representarem ganhos ambientais, podem ser utilizados como instrumento de política pública ou incentivo à sustentabilidade em projetos de infraestrutura energética.

A Figura 5.14 ilustra visualmente essa comparação entre os cenários, destacando tanto a emissão evitada quanto o desempenho mais limpo do gerador no cenário otimizado.

Figura 5.14 - Comparativo de emissões com e sem REDs (Cenário 2).



Fonte: Autora (2025).

5.3.3 Discussão Geral dos Resultados

A presente seção consolida a análise comparativa entre os dois cenários avaliados neste estudo:

1. Cenário 1, com funções de custo lineares para o banco de baterias e quadráticas para o gerador diesel e banco de supercapacitores, e
2. Cenário 2, com uma formulação mais conservadora, incorporando função quadrática para o gerador diesel e para o banco de baterias e exponencial para o supercapacitor.

Ambos os modelos foram submetidos às mesmas condições de contorno, restrições elétricas (tensões, carregamentos) e limites energéticos (SoC mínimo, limites de potência e energia). No entanto, os efeitos das funções de custo sobre a estratégia de despacho e o desempenho global do sistema mostraram-se significativos e reveladores.

No Cenário 1, observou-se uma atuação mais descoordenada dos armazenadores, com menor seletividade sobre os momentos ideais de operação, favorecida pela linearidade dos custos. A bateria teve uma atuação acentuada, concentrada no final do dia, enquanto o supercapacitor também apresentou muita participação, operando pontualmente durante as transições de carga. Essa configuração proporcionou uma redução de 23,9% no custo total de operação em relação ao uso exclusivo do gerador diesel, mantendo a rede dentro dos limites operacionais.

Por outro lado, o Cenário 2 impôs penalidades mais severas ao uso dos armazenadores. A função quadrática da bateria desencorajou picos de potência, enquanto a função exponencial do supercapacitor limitou quase totalmente sua atuação. Como consequência, o gerador diesel operou de forma mais contínua, porém com curvas de potência mais suaves. Ainda assim, a economia foi ligeiramente maior: 24,1% de redução no custo total em relação ao despacho apenas térmico. Essa economia adicional, embora modesta, revela que uma modelagem mais restritiva pode promover um uso ainda mais eficiente do diesel, ao evitar rampas abruptas e oscilações.

Além dos aspectos operacionais e econômicos, ambos os cenários apresentaram convergência satisfatória do processo iterativo de perdas em até três iterações, com perdas médias próximas de 0,097 MW e variações inferiores a 1 kW na última etapa — evidenciando a consistência do balanço energético modelado. As perdas foram semelhantes entre os cenários, indicando que a estratégia de despacho respeitou adequadamente os limites físicos da rede.

Do ponto de vista ambiental, os resultados de emissões de CO₂ revelam impactos positivos relevantes. Apesar da operação mais contínua do gerador diesel, o Cenário 2 apresentou leve vantagem sobre o Cenário 1 em termos de emissões totais, evitando 4,90

toneladas de CO₂ em 24 horas, contra 4,87 toneladas no primeiro cenário. Essa melhoria decorre de um perfil de operação mais suave do diesel, promovido pelas funções de custo mais restritivas. Tais resultados reforçam o potencial das estratégias de otimização para promover não apenas eficiência econômica, mas também benefícios ambientais em microrredes isoladas.

Em síntese, a comparação entre os dois cenários demonstra que a escolha das funções de custo impacta diretamente o comportamento do sistema, o desempenho operacional e os ganhos ambientais. O Cenário 1 favorece uma utilização mais intensiva dos armazenadores, enquanto o Cenário 2 prioriza a durabilidade e sustentabilidade dos equipamentos, sem comprometer a eficiência econômica — fornecendo subsídios importantes para decisões de planejamento em sistemas híbridos isolados.

5.4 Conclusão

O presente capítulo apresentou uma análise detalhada dos resultados obtidos com a aplicação do modelo de despacho ótimo de energia em uma microrrede isolada, baseada na topologia da rede IEEE 33 barras e considerando diferentes estratégias de modelagem de custos para os recursos energéticos.

Foram avaliados dois cenários principais: o primeiro com funções de custo lineares e quadráticas, e o segundo com formulações mais conservadoras, incorporando termos quadráticos e exponenciais. Em ambos os casos, o modelo respeitou as restrições elétricas e energéticas impostas, garantindo tensões dentro dos limites aceitáveis, carregamentos moderados nas linhas e estado de carga adequado para os sistemas de armazenamento.

A análise evidenciou como as diferentes funções de custo influenciam diretamente o perfil de despacho dos recursos, o uso do gerador diesel, a participação das fontes renováveis e o papel dos armazenadores. Observou-se que funções de custo mais suaves favorecem maior atuação dos sistemas de armazenamento, enquanto funções mais severas promovem um uso mais racional e pontual desses dispositivos, reduzindo o estresse operacional.

Ambos os cenários proporcionaram economia significativa em relação ao despacho exclusivamente térmico, com destaque para o Cenário 2, que, apesar de mais conservador, obteve a maior economia percentual (24,1%). As perdas elétricas permaneceram estáveis entre os cenários, confirmando a consistência do modelo, e as emissões evitadas de CO₂ reforçam o benefício ambiental da integração de fontes renováveis e estratégias de otimização.

Os resultados obtidos neste capítulo demonstram a viabilidade técnica, econômica e ambiental da proposta de despacho ótimo adotada, evidenciando sua aplicabilidade prática em sistemas isolados. A abordagem aqui apresentada fornece subsídios relevantes para o planejamento energético sustentável, especialmente em regiões remotas que demandam soluções seguras, eficientes e de baixo impacto ambiental.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A busca por soluções energéticas sustentáveis, confiáveis e economicamente viáveis em regiões remotas reforça a importância de estratégias eficientes de operação de sistemas elétricos com múltiplos recursos. Este trabalho contribui para esse contexto ao propor e validar uma metodologia de despacho ótimo de energia voltada a sistemas isolados, com foco na inserção de fontes renováveis, armazenamento híbrido e geração convencional, considerando simultaneamente critérios técnicos, econômicos e ambientais – estes últimos analisados por meio da avaliação das emissões de CO₂ associadas ao uso do gerador a diesel em diferentes estratégias de despacho.

A proposta foi aplicada a uma rede IEEE de 33 barras, adaptada para representar um sistema isolado com a presença de geração fotovoltaica, gerador diesel, banco de baterias e supercapacitores. A modelagem contemplou a formulação matemática das restrições operacionais, a definição de funções de custo específicas para cada recurso e a integração com ambientes de simulação como *OpenDSS*, *Python* e *pandapower*, permitindo avaliar com precisão os impactos elétricos decorrentes das decisões de despacho.

Foram analisados dois cenários distintos de modelagem de custo dos recursos energéticos. No primeiro cenário, adotou-se uma função de custo quadrática para o gerador diesel e para o banco de supercapacitores, enquanto o banco de baterias foi representada por uma função linear. Já no segundo cenário, a função de custo foi quadrática tanto para o gerador diesel quanto para o banco de baterias, sendo o custo do banco de supercapacitores modelado por uma função exponencial, de forma a penalizar mais fortemente sua utilização intensiva.

A análise comparativa entre os cenários demonstrou que a escolha das funções de custo impacta significativamente a alocação de energia entre os recursos, bem como o custo total do sistema e o perfil de uso do gerador diesel. O cenário 2 apresentou um uso mais racional do banco de baterias e uma operação mais conservadora do supercapacitor, conforme esperado pela estrutura exponencial de seu custo, resultando em um despacho mais eficiente e com menores perdas elétricas.

Do ponto de vista técnico, ambos os cenários conseguiram respeitar as restrições operacionais da rede, como os limites de tensão (0,95 a 1,05 pu) e o carregamento das linhas (inferior a 100% da capacidade térmica), validando a eficácia da metodologia de otimização proposta. Em termos energéticos, verificou-se uma contribuição expressiva da fonte

fotovoltaica e uma redução no consumo de diesel, especialmente nos horários de maior geração solar.

Além disso, foram avaliados aspectos ambientais, como as emissões evitadas de CO₂, permitindo estimativas de créditos de carbono obtidos a partir da substituição parcial do diesel por fontes renováveis e armazenamento inteligente. Essa dimensão reforça a importância da estratégia proposta não apenas sob o ponto de vista técnico-econômico, mas também ambiental.

A metodologia apresentada demonstrou ser robusta, adaptável e aplicável a contextos reais de sistemas isolados, especialmente em regiões como a Amazônia Legal, onde o fornecimento de energia depende fortemente de fontes fósseis. Os resultados obtidos comprovam a viabilidade técnica de integrar otimização matemática com simulação elétrica detalhada para tomada de decisão no planejamento e operação de microrredes.

Por fim, destaca-se que a estrutura desenvolvida neste trabalho pode ser expandida para incluir incertezas na geração renovável, modelos estocásticos de carga e até mesmo estratégias de resposta à demanda, o que abre um caminho promissor para pesquisas futuras na área de sistemas elétricos isolados inteligentes.

TRABALHOS FUTUROS

Dando continuidade ao presente estudo, diversos desdobramentos podem ser considerados com vistas ao aprofundamento e aprimoramento da metodologia proposta. Primeiramente, destaca-se a possibilidade de incorporar incertezas na modelagem, tanto na geração fotovoltaica quanto no perfil de carga, utilizando abordagens probabilísticas ou cenários estocásticos. Isso permitiria uma representação mais realista das condições operativas de sistemas isolados, especialmente em regiões com forte variabilidade climática.

Outra linha promissora envolve a adoção de técnicas de otimização multiobjetivo, capazes de considerar simultaneamente critérios econômicos, técnicos e ambientais. Essa abordagem possibilitaria, por exemplo, a identificação de soluções de compromisso (fronteira de Pareto) entre o custo de operação e as emissões de gases de efeito estufa, ampliando a utilidade prática dos resultados para gestores e tomadores de decisão.

Adicionalmente, recomenda-se a avaliação de novas tecnologias de armazenamento, como baterias de fluxo, sistemas híbridos com hidrogênio ou controle de cargas não críticas, visando ampliar a autonomia da microrrede e reduzir a dependência de combustíveis fósseis. A introdução de mecanismos de resposta à demanda também representa uma alternativa estratégica, especialmente em contextos com flexibilidade do lado do consumidor.

Outra vertente importante está relacionada ao posicionamento espacial dos recursos ao longo da rede elétrica. Estudos futuros podem investigar os impactos da alocação mais distribuída dos elementos (geração e armazenamento) sobre o carregamento das linhas, perdas técnicas, qualidade da tensão e estabilidade da rede.

Além disso, novas abordagens computacionais podem ser exploradas na resolução do problema de despacho ótimo, tais como algoritmos genéticos (AG), algoritmos baseados em enxames (como *Particle Swarm Optimization* – PSO), algoritmos evolutivos multiobjetivo (como NSGA-II), otimização baseada em reforço (*Reinforcement Learning*), algoritmos híbridos (metaheurística + programação matemática), ou ainda métodos baseados em aprendizado de máquina para previsão e tomada de decisão adaptativa. O uso dessas ferramentas pode trazer ganhos em eficiência, flexibilidade e robustez das soluções encontradas.

Por fim, sugere-se a inclusão de aspectos regulatórios e tarifários, como a simulação de contratos locais de fornecimento, participação de prosumidores ou políticas de incentivo à geração renovável. Isso ampliaria a aderência do modelo às condições reais de mercado e reforçaria seu potencial de aplicação em políticas públicas voltadas à transição energética em regiões remotas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 17 abr. 2012.

Alves, M. N. **Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – RJ. 2020.

Angelim, J. H. C. **GERENCIAMENTO ÓTIMO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA UTILIZANDO RECOZIMENTO SIMULADO**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Pará. 2018.

Barata, H. A. **Impacto de Redes de Distribuição com Massiva Conexão de Geradores Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas de Potência**. 2017. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Universidade Federal do Pará – UFPA.

Brasil. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: MME, 2020.

Burke, A. Ultracapacitors: **Why, How, and Where is the Technology**. Journal of Power Sources, v. 170, n. 1, p. 11–29, 2007.

Câmara, L., Rosental, R., Lal, L. M. & Gonçalves, L. **Transição Energética e a Difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos: Evolução e Tendências Futuras**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2015.

Chen, Y., Chen, C., Hsieh, W., & Tsai, C. **Economic dispatch considering renewable energy and plug-in electric vehicles integration with demand response**. Applied Energy, 276, 115436. 2020.

Couto, G. A., Albuquerque, B. S., Santos, W., Carvalho, C. M., Tostes, M. E. Nascimento, A. **Modelagem de Minirrede com Sistema Fotovoltaico, Diesel e Armazenamento de Energia Utilizando OpenDSS e Python**. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Sociedade Brasileira de Automática (SBA). 2022.

Darkwa, K. M., Zequine, C., Kahol, P. K., & Gupta, R. K. **Supercapacitor energy storage device using biowastes: a sustainable approach to green energy**. *Sustainability*, 11(414), 1-22. 2019.

Dolatabadi, S. H.; Ghorbanian, M.; Siano, P.; Hatziargyriou, N. D. An enhanced IEEE 33 bus benchmark test system for distribution system studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 36, n. 3, p. 2565–2572, maio 2021.

Dugan, R. C.; Medermott, T. E.; Santo, R. J. **OpenDSS Manual and User Guide**. Electric Power Research Institute – EPRI, 2021.

EDP. **Conheça os principais avanços tecnológicos nas usinas fotovoltaicas - Usinas fotovoltaicas: saiba como as tecnologias estão contribuindo para o avanço no setor**. Inovação e tecnologia. 2024. Disponível em: <https://empresas.edp.com.br/blog/tecnologia-em-usinas-fotovoltaicas/>. Acesso em: 02 abr 2024.

Elattar, E., El-Hawary, M.E. **Probabilistic Optimal Power Flow Using OpenDSS**. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3923-3932, 2017.

Electric Power Research Institute (EPRI). **OpenDSS Manual and User Guide**. Version 9.0. Palo Alto, CA, 2021.

Electric Power Research Institute (EPRI). **Opendss pvsystem and invcontrol element models**. 2023. Disponível em: <https://opends.epri.com/PVSystem.html>. Acesso em: 30/03/2024.

Electric Power Research Institute (EPRI). **Storage2 element**. Documentação disponível na pasta de instalação do OpenDSS. 2019.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. Nº EPE-DEA-NT-016/2018-r0. Brasil, 2018.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. Nº EPE-DEE-NT-098/2019-r0. Expansão da Geração. Brasil, 2019.

Fathima, A. H. & Palanisamy, K. **Optimization in microgrids with hybrid energy systems - A Review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 45, p. 431–446, 2015.

Fathima, A. H. & Palanisamy, K. **Energy Storage Systems for Energy Management of Renewables in Distributed Generation Systems**. India: VIT University, 2016.

Fernandes, F. H., Santos, L. M., Simões, R. S. N., Silva, M. L. N. M., Vieira, C. S. & Silva, R. L. **AVANÇOS, DESAFIOS E PERSPECTIVAS FUTURAS DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA DE SILÍCIO: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA**. Revista FT. Edição 126 SET/23. 2023.

Feroldi, D.; Rullo, P. **Operación óptima de redes de distribución activas con alta penetración de energías renovables: aplicación a la red IEEE 33**. In: *IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, 2022, Argentina. Anais [...]. [S.l.]: IEEE, 2022. p. 1–6.

Fuchs, S., Georg., Lunz, B., Leuthold, M., Sauer, D. U. **Technology Overview on Electricity Storage**. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, 2012.

Ghaderi, Ahmad; Mousavi, Seyed Alireza; Saberi, Mohammad. **Multi-objective Optimal Dispatch of Hybrid Energy Systems Using Improved Evolutionary Algorithms**. Energy, v. 147, p. 527–542, 2018.

Gómez-Expósito, A., Conejo, A. J. & Cañizares, C. A. **Electric Energy Systems: Analysis and Operation**. 2ª Edição. 2018.

GreenPro. **Manual Sobre Tecnologia, Projeto e Instalação, Energia Fotovoltaica**. Janeiro de 2004. Disponível em: < <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf> >. Acesso em: 14 fev. 2024.

Grupo de Estudos do Setor Elétrico (Gesel). **Energia Solar no Brasil e no Mundo (Ano de Referência 2015)**. Rio de Janeiro. 2016.

Ijaodola, Olalekan; Oduoza, Chike; Emeseh, Engobo; Akinlabi, Stephen; Akinlabi, Esther. **Optimization of Hybrid Renewable Energy Systems for Off-Grid and Grid-Connected Applications: A Review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 132, 2020.

Inovação Tecnológica. **Célula fotovoltaica de silício negro supera o limite de 100% de eficiência**. 2020 Disponível em: <https://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=celula-fotovoltaica-silicio-negro-supera-limite-100-eficiencia&id=010115200820>. Aceso em: 30 mar 2024.

Instituto de Humanitas Unisinos. **Amazônia Tem Mais de 425 Mil Famílias Sem Energia elétrica**. 2022. Disponível em: <https://www.ihu.unisinos.br/categorias/618764-amazonia-tem-mais-de-425-mil-familias-sem-energia-eletrica>. Acesso em: 31 mar. 2024.

Instituto Solar. **Tipos de painéis solares**. 2019. Disponível em: <https://institutosolar.com/tipos-de-paineis-solares/>. Acesso em: 24 mar. 2024.

Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC). **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Volume 2: Energy. Japan: IGES, 2006.

International Energy Agency (IEA). **World Energy Outlook 2021**. Paris: IEA Publications. 2021.

International Energy Agency (IEA). **Innovation in batteries and electricity storage**. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/innovation-in-batteries-and-electricity-storage>. Acesso em: 15 mar. 2024.

International Renewable Energy Agency (IRENA). **Record Growth in Renewables, but Progress Needs to be Equitable**. 2024. Disponível em: <https://www.irena.org/News/pressreleases/2024/Mar/Record-Growth-in-Renewables-but-Progress-Needs-to-be-Equitable>. Acesso em: 29 mar. 2024.

Krishan & Suhag, S. **An updated review of energy storage systems: Classification and applications in distributed generation power systems incorporating renewable energy resources**. *Int. J. Energy Res.*, vol. 43, no. 12, pp. 6171–6210, 2019.

Kumar, S., Saeed, G., Zhu, L., Hui, K. N., Kim, N. H., & Lee, J. H. **0D to 3D Carbon-Based Networks Combined With Pseudocapacitive Electrode Material for High Energy Density Supercapacitor: A Review**. *Chemical Engineering Journal*, 403, 126352. 2021

Leocádio, C. M. **PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONSIDERANDO OS IMPACTOS DAS FONTES RENOVÁVEIS E DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA CARGA LÍQUIDA**. Dissertação de Mestrado. Nitrói – RJ. 2020.

Li, X., Zhao, L., & Wang, Y. **Multi-objective optimization of economic dispatch considering wind power and photovoltaic power**. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 421(4), 042007. 2020.

Li, Z.; Su, S.; Jin, X.; Chen, H. **Valuation of distributed energy resources in active distribution networks.** *The Electricity Journal*, n. 32, p. 27–36, 2019. DOI: 10.1016/j.tej.2019.03.001.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; e CLARKE, J., **Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation.** Reino Unido: Applied Energy. 2015.

Miller, John M.; Burke, Andrew. **Comparison of Battery, Ultracapacitor and Fuel Cell EV Systems.** SAE Technical Paper, n. 2008-01-0065, 2008.

MOTA, B. G. **Estudo de técnicas de preparação de contactos seletivos para células solares de muito alta eficiência usando compostos metálicos transparentes.** 2020. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente) – Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2020. Disponível em: <https://www.proquest.com/openview/1c43619a6a729818feac15330290b3e3/1?pq-origsite=gscholar&cbl=2026366&diss=y>. Acesso em: 29 dez. 2023.

Munzke, N., Schwarz, B. & Barry, J. **The Impact of Control Strategies on the Performance and Profitability of Li-Ion Home Storage Systems.** 11th International Renewable Energy Storage Conference IRES 2017. Düsseldorf – Alemanha. 2017.

NeoSolar. **Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica e Seus Componentes.** Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>. Acesso em: 22 dez. 2023.

NeoSolar. **Sistemas Isolados - Off-Grid.** Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-isolados-off-grid/>. Acesso em: 29 jan. 2024.

Nguyen, T.; Savinell, R. F. **Flow batteries.** *The Electrochemical Society Interface, The Electrochemical Society*, v. 19, n. 3, p. 54-56, 2010. Disponível em: <<https://www.electrochem.org/dl/interface/fal/fal10/fal10-p054-056.pdf>>.

Nonato, L. **Eficiência Energética: O Que é, Qual o Objetivo e os Tipos.** Disponível em: <https://blog.aevo.com.br/eficiencia-energetica/>. Acesso em: 28 mar. 2024.

Oldemberg, José; Tolmasquim, Maurício; La Rovere, Emilio Lèbre; Szklo, Alexandre; Schaeffer, Roberto. *Energia: o futuro em nossas mãos*. 2. ed. São Paulo: Companhia das Letras, 2008.

Penna, D. D. J., Vasconcelos, C. L. V., Ennes, M. I. de A., Lima, A. L. D. S., Macieira, M. E. P. **Manual do Usuário NEWAVE (Nº 16010)**. CEPEL, Rio de Janeiro, Brasil. 2013.

Pinho, J. T. & Galdino, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL. CRESESB, 2014.

Pinto, L. E. J. **ESTUDO E ANÁLISE DO DESPACHO ECONÔMICO DE UNIDADES GERADORAS ASSOCIADO AO FLUXO DE CARGA**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba-PR. 2020.

QUEIROZ, J. C.; FREITAS, J. R.; RISSATTI, N. A.; PEREIRA, L. G.; SILVEIRA, T. H. **Análise de viabilidade econômica de instalação de painéis solares em um comércio – lava jato**. Repositório Universitário da Ânima, 4 jul. 2023. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/handle/ANIMA/34991>. Acesso em: 03 abri. 2024.

Radatz, P. & Rocha, C. **Elemento Circuito (Vsource) do OpenDSS**. USP/EPRI, setembro 2017.

Radatz, P. & Rocha, C. **Elemento Load do OpenDSS**. USP/EPRI, março 2018.

Radatz, P. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo – Escola Politécnica. 2020.

Rajapakse, Anura D.; Dahiya, Arvind; Pan, Jie; Tiwari, Aman; Pahwa, Anil. **Energy Management in Microgrids with Dynamic Constraints Using Optimization-Based Approaches**. Electric Power Systems Research, v. 145, p. 49–61, 2017.

Ribeiro, P.F., Oliveira, L.R., Fernandes, R., Pereira, M.V. **Optimal power flow in electric distribution systems using the OpenDSS and genetic algorithms**. 2016 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC), Vancouver, BC, Canada, 2016, pp. 4247-4254.

Saadat, H. **Power System Analysis**. Ed. Cengage Learning, Estados Unidos. (2004).

Santos, I. S. **Alocação Ótima Simultânea de Geradores Fotovoltaicos e de Sistemas de Armazenamento de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão. São Luís – MA. 2018.

Scariott, M. **Gerenciamento de dispositivos de armazenamento para alívio de carga aplicado em sistemas de distribuição**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade de Caxias do Sul. Rio Grande do Sul, 2021.

Scrosati, B. & Garche, J., **Lithium batteries: Status, prospects and future**. Journal of Power Sources 195, pp. 2419- 2430. 2010.

Souza, D. M. **Análise dos impactos da implementação de sistemas de armazenamento de energia em instalações com geração distribuída fotovoltaica: estudo de caso no IFG – Itumbiara**. Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara. Goiás, 2019.

Souza, V. C. **Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da Regulação de Tensão em Redes de Distribuição**. 2017. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Universidade Federal do Pará – UFPA.

Thurner, L.; Schellenberger, J.; Menke, J.-H.; Meier, F.; Myrsiniotis, G.; Schultz, D.; Cotta, H.; Braun, M.; Monti, A. ***pandapower – An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems***. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 6, p. 6510–6521, 2018.

Wächter, Andreas; Biegler, Lorenz T. **On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Filter Line Search Algorithm for Large-Scale Nonlinear Programming**. Mathematical Programming, v. 106, n. 1, p. 25–57, 2006. Springer.

Wang, J., Wang, K., & Huang, Y. **Multi-objective economic dispatch with carbon emission constraints using multi-objective hybrid chemical reaction optimization**. Complexity, 2021.

Wu, Y., Liu, J., Zhang, J., & Li, C. **Robust economic dispatch of power system considering load uncertainty**. Complexity, 2022.

Yin, J., Zhang, W., Alhebshi, N. A., Salah, N., & Alshareef, H. N. **Synthesis Strategies of Porous Carbon for Supercapacitor Applications**. *Small Methods*, 4(3), 1900853. 2020.

Zakeri, Behnam; Syri, Sanna. **Electrical Energy Storage Systems: A Comparative Life Cycle Cost Analysis**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 569–596, 2015.

Zhang, W., Tang, J., Li, Y., & Liu, Y. **Short-term wind power prediction based on deep learning and its application in economic dispatch**. *Applied Energy*, 282, 116122. 2023.

Zeineldin, H.H., El-Saadany, E.F. **OpenDSS: A comprehensive open-source simulation tool for electric power distribution systems**. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1198-1208, 2011.

Zhu, Lijun; Tang, Yong; Ma, Lei; Li, Zhe; Wei, Hui; Liu, Xianglin. **Optimal Energy Management of Microgrids with Hybrid Energy Storage Systems and Renewable Generation Considering Uncertainties**. *Energy*, v. 182, p. 247–260, 2019.

Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B. & Oliveira, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Texto, 2012, Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica; 1. 2012.

Zortea, A. L., Fardin, J. F., Rocha, H. R. O. & Fiorotti, R. **GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA APLICADO À SISTEMAS INDUSTRIAIS: METODOLOGIAS E DESAFIOS**. XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Blumenau - SC. 2017.

APÊNDICE A – RESULTADOS ELÉTRICO DETALHADOS DA REDE

Este apêndice apresenta os resultados detalhados de tensão por barra e carregamento das linhas da rede, obtidos a partir das simulações realizadas para os dois cenários de otimização do despacho de energia. Os dados estão organizados em tabelas para facilitar a análise.

A.1 – Tensões por Barra (Cenário 1)

<i>Barra</i>	<i>Tensão Mínima (pu)</i>	<i>Tensão Máxima (pu)</i>
1	1.04	1.04
2	1.03	1.03
3	1.02	1.03
4	1.01	1.03
5	1.01	1.03
6	0.99	1.03
7	0.99	1.02
8	0.98	1.03
9	0.97	1.04
10	0.97	1.05
11	0.96	1.05
12	0.96	1.05
13	0.96	1.04
14	0.95	1.04
15	0.95	1.04
16	0.95	1.04
17	0.95	1.04
18	0.95	1.04
19	1.03	1.03
20	1.03	1.03
21	1.03	1.03
22	1.03	1.03
23	1.02	1.03
24	1.01	1.02
25	1.01	1.02
26	0.99	1.02
27	0.99	1.02
28	0.99	1.02
29	0.98	1.02
30	0.98	1.03
31	0.98	1.03
32	0.98	1.03
33	0.98	1.04

A.2 – Carregamento Máximo por Linha (Cenário 1)

<i>Linha</i>	<i>Carregamento Máximo (%)</i>
1-2	36.2
2-3	31.7
3-4	21.5
4-5	20.2
5-6	19.6
6-7	11.6
7-8	10.2
8-9	11.6
9-10	12.0
10-11	12.5
11-12	12.8
12-13	5.1
13-14	4.5
14-15	3.1
15-16	2.5
16-17	1.9
17-18	0.9
2-19	3.5
19-20	2.6
20-21	1.8
21-22	0.9
3-23	9.3
23-24	8.4
24-25	4.2
6-26	7.5
26-27	7.9
27-28	8.3
28-29	8.8
29-30	9.2
30-31	9.7
31-32	10.9
32-33	12.6

A.3 – Tensões por Barra (Cenário 2)

<i>Barra</i>	<i>Tensão Mínima (pu)</i>	<i>Tensão Máxima (pu)</i>
1	1.040	1.04
2	1.03	1.03
3	1.02	1.03
4	1.02	1.03
5	1.01	1.03
6	1.00	1.03
7	1.00	1.02
8	0.98	1.03
9	0.98	1.04
10	0.98	1.05
11	0.97	1.05
12	0.97	1.05
13	0.97	1.04
14	0.96	1.04
15	0.96	1.04
16	0.96	1.04
17	0.96	1.04
18	0.96	1.04
19	1.03	1.03
20	1.03	1.03
21	1.03	1.03
22	1.03	1.03
23	1.02	1.03
24	1.01	1.02
25	1.01	1.02
26	1.00	1.02
27	1.00	1.02
28	0.99	1.02
29	0.99	1.03
30	0.98	1.03
31	0.98	1.03
32	0.98	1.04
33	0.98	1.04

A.4 – Carregamento Máximo por Linha (Cenário 2)

<i>Linha</i>	<i>Carregamento Máximo (%)</i>
1-2	34.1
2-3	29.6
3-4	19.5
4-5	18.2
5-6	17.6
6-7	10.0
7-8	10.2
8-9	11.6
9-10	12.0
10-11	12.5
11-12	12.8
12-13	5.1
13-14	4.4
14-15	3.1
15-16	2.5
16-17	1.9
17-18	0.9
2-19	3.5
19-20	2.6
20-21	1.8
21-22	0.9
3-23	9.3
23-24	8.4
24-25	4.2
6-26	7.5
26-27	7.9
27-28	8.3
28-29	8.7
29-30	9.2
30-31	9.7
31-32	10.8
32-33	12.6