



**UFPE**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RENÊ LUIS PEREIRA FRAGOSO DE SOUSA

IMPACTO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA  
RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Recife

2025

RENÊ LUIS PEREIRA FRAGOSO DE SOUSA

IMPACTO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA  
RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Processamento de Energia.

**Orientador:** Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

**Coorientador:** Prof. Dr. Davidson da Costa Marques.

Recife

2025

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Sousa, Renê Luis Pereira Fragoso de.

Impacto dos recursos energéticos distribuídos na reconfiguração de redes de distribuição / Renê Luis Pereira Fragoso de Sousa. - Recife, 2025.

96 folhas.: il.

Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2025.

Orientação: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Coorientação: Prof. Dr. Davidson da Costa Marques.

1. Recursos energéticos distribuídos; 2. Sistemas de distribuição de energia; 3. Reconfiguração de rede; 4. Sistemas de armazenamento de energia; 5. Energia solar. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de. II. Marques, Davidson da Costa. III. Título.

UFPE-Biblioteca Central

RENÊ LUIS PEREIRA FRAGOSO DE SOUSA

IMPACTO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NA  
RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco,  
como requisito parcial para a obtenção do  
título de mestre em Engenharia Elétrica.  
Área de concentração: Processamento de  
Energia.

Aprovada em: \_\_\_\_ / \_\_\_\_ / \_\_\_\_.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Davidson da Costa Marques (Coorientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Otoni Nóbrega Neto (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

*“Forte é quem depois de tanto perder, reergue-se e segue lutando”.*

Ayrton Senna

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Luciana e Ricardo, por todo o apoio, incentivo e conselhos durante toda essa etapa. Agradeço também pela paciência durante os dias difíceis e por terem acredito em mim, quando tudo parecia perdido.

Ao meu orientador, Prof. Ronaldo. Muito obrigado pelos direcionamentos, conselhos e por sempre buscar contribuir de forma positiva na minha jornada. É um prazer trabalhar com o senhor.

Ao meu coorientador, Prof. Davidson Marques. Agradeço a disponibilidade em me orientar e pelas contribuições durante a elaboração deste trabalho.

Ao professor Alex Moreira, pela enorme contribuição e orientação para a elaboração deste trabalho. Muito obrigado por ter se disposto a contribuir com minha formação e pelos conselhos que foram dados e pelos que estão por vir.

Aos amigos que fiz durante essa etapa e que sempre buscavam tornar tudo mais leve, seja com uma conversa ou conselho. Obrigado, Paulo Ricardo, Romildo, Éricles.

A CAPES, pelo financiamento para a execução deste trabalho.

A todos aqueles que contribuíram para a elaboração deste trabalho, meu muito obrigado!

Por fim, ao meu amigo inseparável, Tobi. Por ter me acompanhado até aqui, e ter sido uma companhia silenciosa, mas sempre presente em minha vida.

## RESUMO

A integração das fontes renováveis na matriz elétrica nacional vem causando mudanças na estrutura da rede elétrica. O uso dessas fontes associados aos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE), compõem os Recursos Energéticos Distribuídos (RED), representando uma alternativa descentralizada e com maior flexibilidade para a gestão de energia, contribuindo para o aumento de sua utilização. O aumento do uso das novas tecnologias de geração de energia elétrica trouxe consigo a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias para um melhor aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos na rede elétrica. Neste trabalho, busca-se avaliar o impacto da integração de uma das fontes renováveis (sistemas fotovoltaicos) e um sistema de armazenamento de energia no sistema IEEE de 33 barras. A simulação será realizada para seis cenários, variando-se o perfil de carga (estática ou com perfis próximos ao consumo presente em um cenário real) e a presença dos RED em um intervalo de 24 horas. Durante a elaboração do sistema, foram detalhados os processos de dimensionamento e alocação dos RED, compostos pelo SAE e pelo sistema fotovoltaico, além dos critérios de avaliação de qualidade da rede após a inclusão dessas tecnologias. Os resultados obtidos demonstram que a presença dos RED contribuiu para a melhora dos índices de corrente e tensão da rede, proporcionando um aumento dos casos dentro dos limites previamente definidos de corrente e tensão além de contribuir para a redução das perdas. Dessa forma, o uso combinado de fontes renováveis de energia com sistemas de armazenamento apresenta-se como uma alternativa promissora para melhora da operação das redes elétricas.

Palavras-chave: Recursos Energéticos Distribuídos; Sistemas de distribuição de energia; Reconfiguração de Rede; Energia Solar; Sistemas de Armazenamento de Energia.

## ABSTRACT

The integration of renewable energy sources into the national electrical matrix has been causing changes in the composition of the energy grid. The use of these sources associated with systems for storing electrical energy (SAE) gives origin to Distributed Energy Resources (RED), representing a decentralized alternative that has greater flexibility for energy management, contributing to greater utilization. This growth is accompanied by the need to develop new technologies to better take advantage of these sources. This work has as its objective to evaluate the impact of the operation of one of the renewable sources (solar energy) combined with an energy storage system (BESS) on the IEEE 33 bus system. The simulation will occur for 6 cases with varying charge profiles (static or close-to-real profiles) and the presence of RED in a 24-hour interval. During the elaboration of the system were detailed the processes of dimensioning and allocation of RED comprising battery and photovoltaic systems, besides criteria for the evaluation of network quality after including these technologies. The results obtained demonstrated that the presence of RED contributed to bettering indicators of network quality, proportioning an increase for acceptable cases for network reconfiguration and loss reduction. In this way, the combined use of renewable energy sources with storage systems presents itself as a promising alternative towards the improvement of electricity network operations.

**Key-words:** Distributed Energy Resources, Energy Distribution Systems, Network Reconfiguration, Solar Energy, Energy Storage Systems.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 -	Matriz Elétrica Brasileira em 2024.....	24
Figura 2 -	Representação simplificada das etapas envolvendo o fornecimento de energia elétrica.....	26
Figura 3 -	Representação das topologias possíveis de um sistema elétrico com quatro barras e cinco linhas.....	27
Figura 4 -	Representação de uma Microrrede.....	31
Figura 5 -	Curva $I_xV$ para módulos fotovoltaicos.....	36
Figura 6 -	Curvas de corrente versus tensão e potência versus tensão para um módulo fotovoltaico.....	37
Figura 7 -	Curvas de potência e tensão de um arranjo fotovoltaico para diferentes irradiações.....	38
Figura 8 -	Comportamento do módulo fotovoltaico em função da temperatura.....	38
Figura 9 -	Representação de uma bateria recarregável de íons de lítio.....	43
Figura 10 -	Etapas de desenvolvimento do trabalho.....	50
Figura 11 -	Representação da rede utilizada na simulação.....	53
Figura 12 -	Consumo horário do sistema.....	56
Figura 13 -	Representação dos momentos de atuação do SAE quando controlada por <i>slots</i> .....	59
Figura 14 -	Número de soluções para o sistema de 33 barras, sem UFV e sem SAE. Carga fixa.....	64
Figura 15 -	Perdas para o sistema de 33 barras, sem UFV e sem SAE. Carga Fixa.....	64
Figura 16 -	Geração Fotovoltaica do Sistema.....	65
Figura 17 -	Número de soluções para o sistema de 33 barras, UFV e sem SAE. Carga Fixa.....	65
Figura 18 -	Perdas para o sistema de 33 barras, com UFV e sem SAE. Carga Fixa.....	66
Figura 19 -	Número de soluções para o sistema operando com carga variável.....	68

Figura 20 - Perdas do sistema. Sistema de 33 barras, sem UFV e sem SAE. Carga variável.....	68
Figura 21 - Número de soluções para o sistema de 33 barras e usina fotovoltaica. Operando com carga variável.....	70
Figura 22 - Gráfico das perdas do sistema. Sistema de 33 barras e usina fotovoltaica. Carga variável.....	71
Figura 23 - Número de soluções para o sistema de 33 barras, usina fotovoltaica e SAE (operação por taxa de rampa).....	73
Figura 24 - Gráfico das perdas do sistema. Sistema de 33 barras e usina fotovoltaica e SAE (modo de operação por taxa de rampa).....	73
Figura 25 - Comportamento do SAE presente na barra 14. Controle por taxa de rampa.....	74
Figura 26 - Número de soluções para o sistema de 33 barras, usina fotovoltaica e SAE (operação por slots).....	76
Figura 27 - Gráfico das perdas do sistema. Sistema de 33 barras, usina fotovoltaica e bateria (modo de operação por <i>slots</i> ).....	77
Figura 28 - Comportamento do SAE presente na barra 14. Controle por <i>slots</i> de carga e descarga.....	77
Figura 29 - Comparativo dos resultados para horários do SAE controlado por taxa de rampa.....	81
Figura 30 - Comparativo dos resultados para horários do SAE controlado por <i>slots</i> .....	82

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 - Aplicações de sistemas de armazenamento de energia no sistema elétrico.....	46
Quadro 2 - Definição dos períodos de carga e geração do sistema.....	59
Quadro 3 - Modos de composição das simulações realizada .....	62

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Segmentos presentes em cada malha da simulação.....	52
Tabela 2 -	Localização dos perfis de carga utilizados na simulação.....	53
Tabela 3 -	Barras e potências simuladas para dimensionamento do Sistema Fotovoltaico .....	55
Tabela 4 -	Maiores consumos do sistema.....	56
Tabela 5 -	Valores de operação para bateria.....	57
Tabela 6 -	Melhor topologia para o sistema.....	65
Tabela 7 -	Melhor topologia para o sistema.....	66
Tabela 8 -	Número de soluções e perdas para carga fixa nos momentos de maior atividade da geração solar.....	67
Tabela 9 -	Melhor topologia para o sistema.....	68
Tabela 10 -	Quantidade de soluções viáveis e perdas para carga variável nos horários de menor demanda, na condição do sistema sem RED.....	69
Tabela 11 -	Quantidade de soluções viáveis e perdas para carga variável nos horários de maior demanda, na condição do sistema sem RED.....	69
Tabela 12 -	Melhor topologia para o sistema.....	71
Tabela 13 -	Quantidade de soluções viáveis e perdas para carga variável no momento de maior atividade da geração solar.....	71
Tabela 14 -	Melhor topologia para o sistema.....	73
Tabela 15 -	Quantidade de soluções e perdas para o sistema atuando como gerador e carga na configuração composta pela usina fotovoltaica e SAE (controle por taxa de rampa).....	75
Tabela 16 -	Melhor topologia para o sistema.....	77
Tabela 17 -	Quantidade de soluções viáveis e perdas para o sistema composto de 33 barras com usina fotovoltaica e SAE (Controle por slots).....	78
Tabela 18 -	Quantidade de soluções viáveis e perdas para as demais composições de sistemas.....	79
Tabela 19 -	Valores das cargas presentes em cada barra do sistema.....	95



## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COM	<i>Component Object Model</i>
COP	Conferência das Partes
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DDFR	<i>Dynamic Distribution Feeder Reconfiguration</i>
DOD	<i>Deep of Discarge</i>
DSS	<i>Distribution System Simulation</i>
EGA	Algoritmo Genérico Aprimorado
EOFA	<i>Enhanced opposition-based firefly algorithm</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
GA	<i>Generic Algorithm</i>
GD	Geração Distribuída
GWO	<i>Grey Wolf Optimizer</i>
HSA	<i>Harmony Search Algorithm</i>
IDP	Índice de Desempenho de Perdas
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
ISFLA.	<i>Improved Shuffled Frog Leaping Algorithm</i>
IGWO	<i>Improved Grey Wolf Optimizer</i>
INDT	Índice Normalizado de Desvio de Tensão
IPSO	<i>Improved Particle Swarm Optimization</i>
LDBAS	<i>Learning Dynamic-Based Algorithmic Searching</i>
MHBMO	<i>Modified Honey Bee Mating Optimization</i>
MOOP	<i>Multi-Objective Optimization Problem</i>
NA	Normalmente Aberta

NBR	Norma Brasileira
NF	Normalmente Fechada
NVDI	<i>Normalized Voltage Deviation Index</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	Ponto de Acoplamento Comum
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
QBFA	<i>Quantum binary firefly algorithm</i>
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RLPI	<i>Relative Loss Performance Index</i>
RR	<i>Ramp Rate</i>
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SOC	<i>State of Charge</i>
SOH	<i>State of Health</i>
SFLA	<i>Shuffled Frog Leaping Algorithm</i>
SGD	Sistema de Geração Distribuída
SMPSO	<i>Speed-constrained Multi-Objective Particle Swarm Optimization</i>
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>
UFV	Usina Fotovoltaica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>19</b>
1.1	OBJETIVOS .....	20
1.1.1	Objetivo Geral .....	20
1.1.2	Objetivos Específicos .....	20
1.2	Organização da dissertação .....	21
<b>2</b>	<b>TECNOLOGIAS E CONCEITOS PRESENTES NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.....</b>	<b>22</b>
2.1	SOFTWARE OPENDSS .....	22
2.2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....	23
2.2.1	TÉCNICAS DE RECONFIGURAÇÃO DE REDE.....	26
2.2.2	PESQUISAS UTILIZANDO RECONFIGURAÇÃO ESTÁTICA DO SISTEMA.....	29
2.2.3	PESQUISAS UTILIZANDO RECONFIGURAÇÃO DINÂMICA DO SISTEMA.....	30
2.3	MICRORREDE .....	31
2.4	ENERGIA SOLAR .....	35
2.5	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	39
2.5.1	ALTERNATIVAS PARA O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	42
2.5.2	APLICAÇÕES DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	45
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	47
<b>3</b>	<b>SISTEMA DE 33 BARRAS, DIMENSIONAMENTO E OPERAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS.....</b>	<b>48</b>
3.1	DESENVOLVIMENTO DA SIMULAÇÃO.....	49
3.2	SISTEMA DE 33 BARRAS .....	51
3.3	COMPOSIÇÃO DAS BARRAS DO SISTEMA.....	53
3.4	DIMENSIONAMENTO E LOCALIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS.....	54
3.4.1	SAE OPERANDO COM BASE NO CONTROLE POR TAXA DE RAMPA.....	57
3.4.2	SAE OPERANDO COM BASE NO CONTROLE POR SLOTS.....	58

3.5	CRITÉRIOS PARA ATUAÇÃO DO SAE.....	60
3.6	CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES .....	60
3.6.1	ÍNDICE DE DESEMPENHO DE PERDAS, IDP.....	60
3.6.2	ÍNDICE NORMALIZADO DE DESVIO DE TENSÃO, INDT.....	61
3.6.3	FUNÇÃO OBJETIVO.....	61
<b>4</b>	<b>RESULTADO DAS SIMULAÇÕES.....</b>	<b>62</b>
4.1	COMPARAÇÃO RESULTADOS CARGA CONSTANTE E CARGA VARIÁVEL .....	63
4.2	RESULTADOS COM CARGA FIXA .....	63
4.2.1	RESULTADO DA SIMULAÇÃO PADRÃO.....	63
4.2.2	RESULTADO DA SIMULAÇÃO 33 BARRAS E UFV.....	65
4.3	RESULTADOS COM CARGA VARIÁVEL .....	67
4.3.1	RESULTADO DA SIMULAÇÃO PADRÃO.....	67
4.3.2	RESULTADO DA SIMULAÇÃO 33 BARRAS E UFV.....	70
4.3.3	RESULTADO DA SIMULAÇÃO (33 BARRAS), UFV E SAE (MODO DE OPERAÇÃO: TAXA DE RAMPA).....	72
4.3.4	RESULTADO DA SIMULAÇÃO (33 BARRAS), UFV E SAE (MODO DE OPERAÇÃO: CONTROLE POR SLOTS).....	76
4.3.5	COMPARATIVO DAS PERDAS E NÚMERO DE SOLUÇÕES PARA OS CASOS SIMULADOS.....	80
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	83
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>84</b>
5.1	TRABALHOS FUTUROS .....	84
	REFERÊNCIAS .....	86
	APÊNDICE A – DADOS PRESENTES NA SIMULAÇÃO.....	94

## 1 INTRODUÇÃO

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2025), o consumo energético no país sofreu um acréscimo de 1,3% nos primeiros meses de 2025. Diante disso, observa-se a importância de assegurar o fornecimento de energia para a sociedade e planejar seu uso de forma adequada, evitando possíveis interrupções e desequilíbrios da rede elétrica. Dessa forma, pode-se concluir que as redes elétricas assumem um papel importante para essa operação, uma vez que a atuação de forma adequada pode trazer benefícios a todo o sistema, reduzindo perdas, aumentando confiabilidade e servindo de base sólida para expansões futuras.

De acordo com Ferreira (2018), a topologia de uma rede presente no sistema elétrico é composta por três níveis: geração, transmissão e distribuição. O processo de geração ocorre mais afastado dos grandes centros e necessita da transmissão para que a energia percorra grandes distâncias até seu local de consumo. A distribuição, consiste na última etapa do transporte da energia, estando responsável por atender os níveis de consumo convencionais.

A configuração tradicional de rede representada por etapas bem definidas de geração, transmissão e distribuição, foi presente durante boa parte do funcionamento das redes tradicionais de fornecimento de energia. No entanto, com o crescente uso de novas fontes de geração de energia elétrica e novas tecnologias presentes nas etapas do fornecimento de energia, essa disposição passou por mudanças em sua estrutura, necessitando de novas estratégias de controle e operação.

Diante desse cenário de descentralização da produção de energia, a reconfiguração das redes de distribuição aparece como uma alternativa promissora para a otimização da operação do sistema, conseguindo proporcionar uma estratégia adequada de controle da rede e promover um funcionamento apropriado da rede elétrica.

A reconfiguração da rede, conforme abordado na seção 2.2.1, é o processo de comutação do estado das chaves do sistema elétrico. Nesse processo é comum que a malha elétrica apresente ganhos, como a redução das perdas e aumento de sua confiabilidade (Lotfi, Hajiabadi e Parsadust, 2024). Segundo autores como Dorostkar-Ghamsari et al. (2016), o uso combinado da reconfiguração da rede com Recursos Energéticos Distribuídos (RED) apresenta potencial para atingir efeitos ainda mais positivos, disponibilizando alternativas para uma operação mais equilibrada,

eliminando potenciais entraves como desbalanceamento entre geração e consumo, além de melhora da confiabilidade do sistema.

A partir disso, objetiva-se analisar o impacto dos RED em um sistema de distribuição, com esses recursos sendo compostos por uma Usina Fotovoltaica (UFV) e uma sistema de armazenamento de energia, a qual será implementada para operar de duas formas, taxa de rampa e *slots* de carga e descarga. Portanto, fazendo uso dos recursos na rede elétrica espera-se que ela atue de forma mais eficiente, respeitando os índices de qualidade e facilitando a integração com as novas tecnologias presentes no sistema elétrico.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

Avaliar o impacto de várias formas de operação dos Recursos Energéticos Distribuídos, compostos por um sistema de armazenamento de energia e uma Usina Fotovoltaica, no processo de reconfiguração da rede de distribuição, verificando sua efetividade por meio da quantidade factível de recombinações de rede.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Simular, no software *OpenDSS*, um sistema IEEE 33 barras, com usina fotovoltaica e Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE) para diferentes perfis de carga (Residencial, Industrial e Comercial) ao longo de 24 horas.
- Aplicar, no *OpenDSS*, modelo de sistema fotovoltaico e de sistema de armazenamento de energia na simulação, considerando suas características de operação e definindo seus respectivos princípios de funcionamento.
- Analisar no comportamento do sistema elétrico em diferentes cenários operacionais, considerando variação de carga (fixas e variáveis) e inserção de RED.
- Avaliar o impacto da operação do sistema de armazenamento de energia na quantidade de reconfiguração factível do sistema, a partir dos limites operacionais de tensão e corrente.

- Definir o melhor resultado de chaveamento dos disjuntores dentre os possíveis a partir do critério de índice de desempenho de perdas, (IDP) e do índice normalizado de desvio de tensão (INDT).

## 1.2 Organização da dissertação

Esta dissertação é composta por cinco capítulos sendo este primeiro, o introdutório.

- No segundo capítulo, correspondente à fundamentação teórica, é realizada uma revisão da literatura sobre as tecnologias e equipamentos presentes na simulação realizada.
- No terceiro capítulo é apresentada a metodologia utilizada para realizar a simulação e as normas de avaliação dos resultados. Inicialmente é explicado brevemente o processo de reconfiguração seguido pela apresentação do sistema utilizado para a simulação, no final é explicado o processo de dimensionamento e alocação dos RED na rede e os critérios de avaliação dos resultados.
- No quarto capítulo são apresentados os resultados do estudo realizado. Cada um dos seis casos simulados tem seus resultados exibidos em sua respectiva seção, onde está descrito o número de soluções viáveis e perdas do sistema para cada hora. Também será divulgada a solução que apresenta os melhores índices de qualidade segundo as funções objetivo apresentadas na simulação.
- No quinto capítulo são abordadas as conclusões sobre os cenários simulados e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 TECNOLOGIAS E CONCEITOS PRESENTES NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Neste capítulo é apresentado o software utilizado nesta dissertação e são abordados os conceitos de sistemas de distribuição de energia, microrrede, usinas fotovoltaicas e sistemas de armazenamento de energia. Após detalhar o OpenDss, são apresentados os principais conceitos que envolvem os sistemas de distribuição de energia elétrica, em seguida são descritas as principais classificações dadas as redes elétricas e sua categorização.

Posteriormente, é abordado um dos principais desafios presentes no sistema elétrico, as contingências, e como elas podem ser superadas por meio da reconfiguração estática ou dinâmica da rede. Além disso, são apresentadas pesquisas a respeito dos métodos de reconfiguração com objetivo de alcançar melhorias na rede, dentre as quais pode-se citar: as reduções de perdas elétricas e do número de operações de chaveamento.

Na seção 2.3, são abordadas as microrredes, apresentando seu funcionamento, tecnologias presentes, normas para uso e suas aplicações mais comuns. Na seção 2.4 são descritos os conceitos, componentes e principais relações envolvendo energia fotovoltaica. Os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE) são definidos em 2.5, nessa seção é apresentado como sua utilização pode incentivar a expansão de energias renováveis e algumas pesquisas com diferentes métodos de otimização para seu uso na rede elétrica e ao final é exibido um quadro com as suas principais aplicações.

### 2.1 SOFTWARE OPENDSS

O software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos de sistemas de distribuição de energia elétrica. Seu desenvolvimento teve início em 1997, sendo nomeado de *Distribution System Simulation* (DSS) e liderado por Roger Dugan e Thomas McDermott utilizando recursos da empresa *Electrotek Concepts*. Os desenvolvedores tinham por objetivo realizar análises de redes com geração distribuída instalada com uma ferramenta de fácil manuseio e com capacidade de alterações para suprir as demandas existentes no sistema de geração (Holzbach, 2022; Braga, 2019).

Em 2004 o software DSS foi adquirido pela empresa *Electric Power Research Institute* (EPRI) objetivando que ele pudesse contribuir para a área das *Smarts Grids*.

Quatro anos mais tarde, em 2008, o software foi rebatizado para *OpenDSS*, passando a ser de código aberto (Holzbach, 2022; Braga, 2019).

Segundo Holzbach et al. (2022), o *OpenDSS* possui como principais modos de operação os fluxos de potência de modo instantâneo (*Snapshot*), diário (*Daily*) e anual. Além dos fluxos, o software também é realizado para estudo de curto-circuito, análise dinâmica e harmônica do sistema.

Atualmente o software possui duas versões de funcionamento. No modo *Component Object Model* (COM) é composto por um servidor que possibilita ao usuário o controle por meio de vários softwares existentes, como Python e Matlab, possibilitando ao usuário o manuseio do software por meio de algoritmos. A outra opção consiste no próprio programa, composto por uma interface própria e funcionando de forma autônoma, permitindo ao usuário fazer a simulação a partir dele (Holzbach, 2022; Braga, 2019).

## 2.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

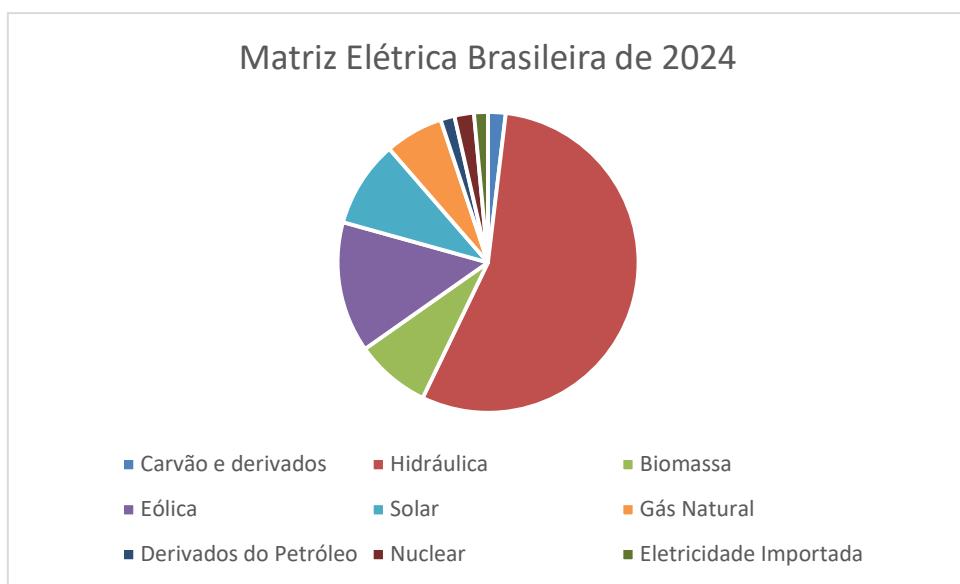
De acordo com Ferreira (2018), as redes elétricas correspondem à parte do sistema elétrico cuja função é realizar a transmissão e distribuição de energia das instalações de produção até o local onde será utilizada. O autor propõe três critérios para a classificação dessas redes: 1) Tensão nominal de serviço da rede, servindo para dimensionar componentes do sistema e a sua capacidade de transporte de energia. 2) Atividade a ser exercida pelo sistema. 3) Topologia da rede, definindo seu modo de operação durante funcionamento padrão do sistema e a sua operação durante falhas e desequilíbrios.

A tensão de serviço possui uma faixa diferente de valores para cada uma das etapas citadas, enquanto a atividade do sistema indica a tarefa daquela parte do sistema. A atividade do sistema designa a função específica desempenhada por cada parte da rede. A topologia demonstra qual o tipo de cada elemento presente na rede encontra-se organizado, possuindo características e modos de operação próprios.

As redes elétricas também podem ser categorizadas de acordo com as etapas do transporte de energia, através da geração, transmissão e distribuição. As classificações para as redes variam conforme cada uma dessas etapas. Cada uma dessas categorias será apresentada em sequência, com suas principais características e funções.

O processo de geração de energia elétrica ocorre por meio da conversão de diferentes fontes energéticas em eletricidade, podendo ocorrer em diversos processos a depender da fonte de energia presente (Vasconcelos, 2017). De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2024), a Matriz Elétrica Nacional de 2024, apresenta as principais fontes de geração de energia no território nacional. Essa matriz é composta de um percentual significativo de fontes renováveis em sua composição, com destaque para as hidrelétricas, eólicas e solares que representam, respectivamente, 55,3%, 14,1% e 9,3% da composição total.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2024



Fonte: EPE (2025).

Conforme Ferreira (2018), o uso combinado dessas fontes, somado às fontes não renováveis como derivados do petróleo, térmicas e nucleares constitui o total de energia elétrica produzida durante a etapa de geração, a qual é direcionada para o consumo dos setores industrial, residencial, comercial e público. Essa geração de energia ocorre de forma ordenada, para assegurar que a estabilidade do sistema elétrico seja mantida, cabendo ao Operador Nacional do Sistema (ONS) realizar essa manutenção por meio da estabilidade dos níveis de tensões e frequência.

A forma de geração também representa um fator importante para a estabilidade da rede elétrica, para não ocorrer excesso ou falta de geração. A solidez de operação do sistema também deve considerar a forma de produção de energia através das fontes, podendo elas serem despacháveis ou não despacháveis, conforme orienta Ferreira (2018):

- Fontes despacháveis: são consideradas fontes despacháveis aquelas em que se pode controlar a quantidade de energia que será ofertada ao sistema elétrico. Exemplos dessas fontes: Usinas hidrelétricas e termelétricas, usinas nucleares e sistemas de armazenamento de energia.
- Fontes não despacháveis: as fontes não despacháveis são aquelas em que não há controle do montante de energia ofertado ao sistema elétrico. São fontes desse tipo aquelas que possuem comportamento intermitente, como a energia fotovoltaica e a energia eólica.

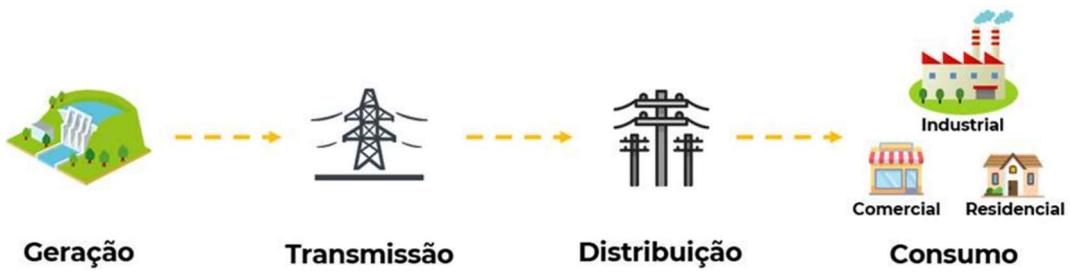
Durante a etapa de transmissão as redes são compostas para compreender uma área muito vasta, fazendo a parcela de energia que sai da geração percorrer longas distâncias até a rede de distribuição. Esse tipo de rede é caracterizado por valores elevados de tensão com níveis entre 150 kV e 400 kV (Ferreira, 2018).

Na etapa de distribuição objetiva-se o transporte de energia para consumidores domésticos e industriais, cobrindo uma extensão territorial mais curta, sendo realizados por três faixas de tensão:

- Baixa tensão, para aparelhos e consumidores de serviços cotidianos, até 1 kV, segundo a NBR 5410 (2004).
- Média tensão, onde se encontram os centros de transformação de energia. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2022) a média tensão corresponde a faixa entre 2,3 kV e 69 kV.
- Alta tensão, responsáveis por alimentar as subestações. Segundo a ANEEL (2022) a alta tensão corresponde a faixa acima de 69 kV e abaixo de 230 kV.

As redes de distribuição, Figura 2, normalmente trabalham com uma faixa de tensão entre 400 V e 30 kV e são as responsáveis pelo transporte de energia até os consumidores finais e pela conexão das renováveis descentralizadas, como a energia solar e a eólica (Ferreira, 2018). Além da conexão durante a transmissão, as fontes renováveis também podem ser integradas em outras etapas da rede elétrica, a depender de seu porte e da infraestrutura da rede.

Figura 2 - Representação simplificada das etapas envolvendo o fornecimento de energia elétrica.



Fonte: Silva (2022).

Um dos desafios enfrentados durante o funcionamento dos sistemas de distribuição são as contingências. De acordo com Coêlho (2018), as contingências no Sistema Elétrico de Potência – SEP, são definidas como os desligamentos ou saídas não programadas de componentes do sistema elétrico.

A reconfiguração da rede, método no qual a configuração do SEP sofre alterações na sua topologia para se adequar a comportamentos inesperados, é uma das formas de lidar com as contingências.

No entanto, a reconfiguração também pode ser utilizada com a finalidade de melhorar os índices de qualidade da energia elétrica, promovendo redução de perdas, melhora do perfil de tensão e continuidade do fornecimento de energia. Na próxima seção, são descritas as principais técnicas de reconfiguração de rede.

### 2.2.1 TÉCNICAS DE RECONFIGURAÇÃO DE REDE

A reconfiguração de redes de distribuição de energia desempenha um papel importante no processo de qualidade da rede elétrica, oferecendo uma solução de baixo custo operacional com capacidade para reduzir perdas técnicas, promover o balanceamento de cargas, melhorar o perfil de tensão da rede e aumentar sua confiabilidade, além de promover a integração de fontes renováveis ao sistema elétrico (Lotfi, Hajiabadi e Parsadust, 2024).

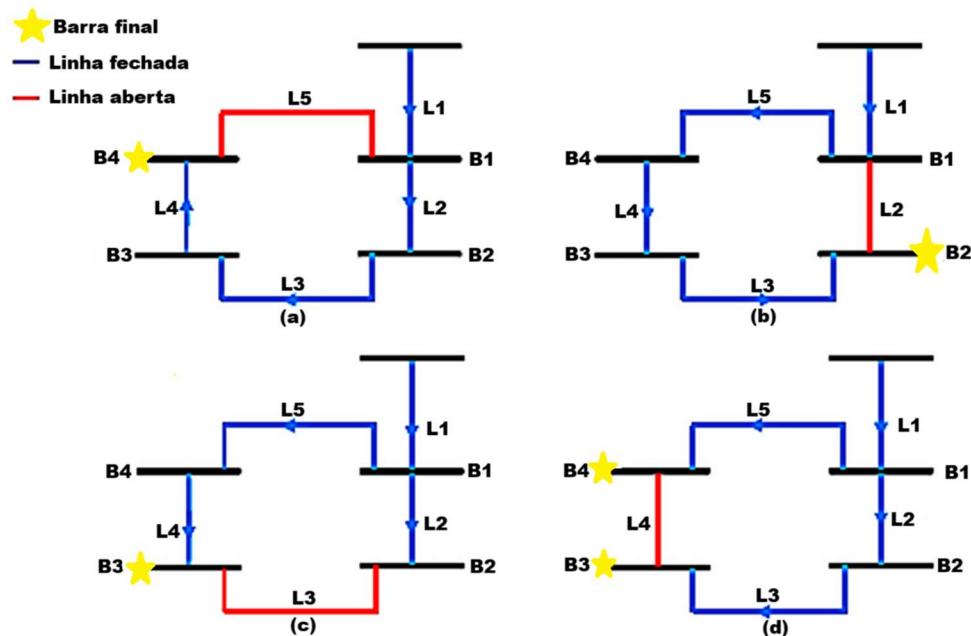
Neste trabalho, a reconfiguração da rede foi implementada com o sistema sendo dividido em cinco malhas e cinco chaves, conforme será apresentado na metodologia. Cada uma dessas malhas representa um espaço de busca e as topologias são geradas a partir das combinações possíveis entre essas chaves, resultando em diferentes caminhos para a passagem de corrente. A definição dos espaços de busca está relacionada com a metodologia de reconfiguração adotada,

influenciando na maneira como o sistema irá explorar as combinações para buscar a mais adequada.

O sistema IEEE 33 barras, proposto por Baran et al. (1989), foi utilizado para aplicar a técnica de reconfiguração presente nesta dissertação. Esse modelo é amplamente utilizado em pesquisas acadêmicas devido à sua representatividade em estudos que envolvem a reconfiguração de rede e sistemas de distribuição, servindo de base para Moreira (2024) utilizá-lo e montar o espaço de busca conforme exposto na metodologia, o qual foi também utilizado nesta dissertação.

Conforme destacado por Lotfi, Hajibadi e Parsadust, (2024) os procedimentos de reconfiguração de rede normalmente envolvem a realização de mudanças na topologia da rede, alterando o estado de chaves presentes no sistema. Um exemplo disso pode ser observado na Figura 3. Nesse diagrama, a rede é composta por quatro barras que se encontram normalmente fechadas (B1, B2, B3, B4), quatro linhas normalmente fechadas (L1, L2, L3, L4) e uma linha normalmente aberta (L5).

Figura 3 - Representação das topologias possíveis de um sistema elétrico com quatro barras e cinco linhas.



Fonte: adaptado de Lotfi, Hajibadi e Parsadust, (2024).

O sistema da Figura 3 possui quatro possibilidades operacionais, cada uma com diferentes comportamentos de fluxo de potência, mas assegurando que todas as barras sejam atendidas pelo fornecimento de energia. O processo de reconfiguração

de rede pode ser classificado em dois grupos: reconfiguração estática e dinâmica da rede Lotfi, Hajiabadi e Parsadust, (2024).

Para Lotfi, Hajiabadi e Parsadust, (2024), a reconfiguração estática possui grande aplicação em redes de distribuição para longos períodos, durante esse tempo, os componentes são tratados como constantes e seu controle de chaves pode ser realizado automaticamente ou manualmente. Dessa maneira, a reconfiguração estática fornece uma topologia estável durante o intervalo de tempo em que foi implementada.

Já a reconfiguração dinâmica, por sua vez, envolve um comportamento variável dos geradores e cargas presentes, e requer um sistema mais complexo de controle e comunicação durante o seu funcionamento, necessitando de uma infraestrutura avançada de comunicação e respostas ágeis para comportamentos do sistema. Considerando essas particularidades, essa forma de reconfiguração é utilizada em sistemas modernos, os quais possuem uma infraestrutura capaz de atender aos requisitos para o seu funcionamento Lotfi, Hajiabadi e Parsadust, (2024).

O avanço tecnológico e consequentemente o aumento do número de redes automatizadas serviram para o favorecimento do uso de novas tecnologias de geração de energia, com o uso de fontes renováveis sendo incentivado sob a prerrogativa de assegurar o cumprimento de acordos internacionais de diversificação da Matriz Energética, ampliação dos índices de geração energética e a redução da dependência de fontes de energia poluentes (Nascimento, 2017). Em virtude do apresentado, as estratégias de reconfiguração de rede ganham destaque por assegurar mais estabilidade, confiabilidade e eficiência na operação dos sistemas que possuem essas novas fontes de geração.

Pesquisas recentes demonstram que a presença dos RED nas redes de distribuição requer adaptações no funcionamento e investimento em novas tecnologias para assegurar o funcionamento adequado em virtude dos desafios presentes ao seu uso (Fernandes, 2021). Mangelschots et al. (2024) afirma que a reconfiguração da rede prova ser uma alternativa promissora, assegurando um maior controle sobre o uso do sistema elétrico. Portanto, o estudo da reconfiguração de sistemas vem ganhando destaque com estudos e avanços técnicos, os quais encontram-se apresentados nas seções 2.2.2 e 2.2.3.

## 2.2.2 PESQUISAS UTILIZANDO RECONFIGURAÇÃO ESTÁTICA DO SISTEMA

Duan et al. (2015) buscaram minimizar as perdas de potência, reduzir custos operacionais e melhorar a estabilidade de tensão no sistema através da reconfiguração da topologia da rede. Os autores fizeram uso de um algoritmo genérico aprimorado - EGA, sendo testado nos sistemas de 33, 69 e 136 barras. De acordo com os autores, a utilização do algoritmo aliado ao uso dos RED apresentou uma melhora dos resultados quando comparados com outros métodos utilizados durante esse processo.

A minimização de perdas de potência também foi a finalidade de Azizivahed et al. (2018), tendo os autores atuado para atingir o objetivo por meio da reconfiguração da rede considerando a presença da Geração Distribuída (GD), as restrições operacionais da rede. Outro fator considerado no processo foram as incertezas presentes nos valores de geração, essas foram implementadas por meio de um algoritmo baseado em cenários com diferentes operações e restrições para o sistema. Os resultados certificam que ao considerar as restrições de operações e as incertezas, a configuração ótima da rede pode ser significativamente afetada permitindo a sua confiabilidade operacional.

Siahbalaee, Rezanejad, Gharehpetian, (2020) buscam, além da minimização das perdas de energia, reduzir o número de operações de chaveamento e a manutenção da tensão das barras do sistema dentro de limites operacionais adequados. Visando atingir essa meta, os autores decidiram utilizar uma versão aprimorada do algoritmo de salto de sapo embaralhado<sup>1</sup>, *Improved Shuffled Frog Leaping Algorithm* - ISFLA. Esse algoritmo foi implementado em sistemas IEEE de 33 e 69 barras, apontando resultados melhores que algoritmos tradicionais como o PSO (*Particle Swarm Optimization*), HSA (*Harmony Search Algorithm*) e o próprio SFLA, assegurando uma maior redução de perdas, uma melhora do perfil de tensão da rede e uma redução do número de iterações até que a convergência seja obtida.

---

<sup>1</sup> O *Shuffled Frog Leaping Algorithm* (SLFA) é um algoritmo de busca utilizado para resolver problemas de otimização combinatória. inspirado no comportamento de sapos em busca de alimento, o algoritmo organiza as soluções em grupos chamados *memplexes*, que evoluem por meio da troca periódica de informações. Possui inspirações em técnicas como PSO, combinando exploração local e global, apresentando desempenho próximos a algoritmos genéticos em testes (Eusuff et al., 2006).

### 2.2.3 PESQUISAS UTILIZANDO RECONFIGURAÇÃO DINÂMICA DO SISTEMA

Nos trabalhos envolvendo a reconfiguração dinâmica do sistema, Azizivahed et al. (2018) utilizaram a reconfiguração dinâmica visando a redução de perdas energéticas e melhora da confiabilidade dessa rede. Para atingir esses objetivos, os autores desenvolveram um algoritmo híbrido composto do IPSO (*Improved Particle Swarm Optimization*), sendo essa uma versão aprimorada do algoritmo de otimização por enxame de partículas, e IGWO (*Improved Grey Wolf Optimizer*), otimização do algoritmo baseado no GWO (*Grey Wolf Optimizer*).

O algoritmo híbrido foi elaborado para superar as limitações do GWO, buscando tornar-se mais eficiente e robusto. Os testes foram realizados em uma rede composta de 95 nós e seus resultados demonstraram a eficiência do algoritmo escolhido, sendo ele superior a outras abordagens como PSO (*Particle Swarm Optimization*), GWO e GA (*Genetic Algorithm*), seja por desempenho, quanto por robustez e redução das perdas do sistema.

Em Lotfi, Hajibadi e Parsadust, (2024), a reconfiguração dinâmica da rede fazendo uso de RED foi implementada objetivando a minimização de perdas de energia e custos operacionais, além da melhora dos índices de tensão. A abordagem metodológica deste trabalho utilizou o modelo multiobjetivo dinâmico (DDFR), que considera variações horárias de carga e o preço da energia para um período de 24 horas.

Além do modelo DDFR, foi utilizado um algoritmo de modificado de acasalamento de abelhas (*Modified Honey Bee Mating Optimization* - MHBMO), sendo realizado nos sistemas IEEE de 33 e 116 barras. Ao término da simulação os autores perceberam que a aplicação da abordagem proposta no sistema que apresentava os RED obteve uma melhora nos índices de qualidade do sistema, como redução de custo operacional e perdas de energia.

A reconfiguração dinâmica das redes aliado ao uso da geração distribuída e veículos elétricos foi utilizada como cenário de simulação por Wang, Wang, Wang e Zuo (2020). Nesse estudo, o modelo matemático multiobjetivo (MOOP) foi utilizado no sistema IEEE de 33 barras para minimização das perdas ativas e desvios de tensão do sistema durante 24 horas.

O algoritmo escolhido foi o LDBAS (*Learning Dynamic-Based Algorithmic Search*), o qual integra elementos de aprendizado histórico, com uma exploração dinâmica do espaço de busca.

Dessa forma, o LDBAS apresenta como principal vantagem a capacidade de adaptação de sua estratégia de busca pelo melhor resultado, diferenciando-se de métodos tradicionais por esses aspectos. Os resultados da simulação atestaram uma redução significativa das perdas do sistema, quando comparado com outros métodos, além de melhores índices de tensão e uma resposta mais estável do sistema.

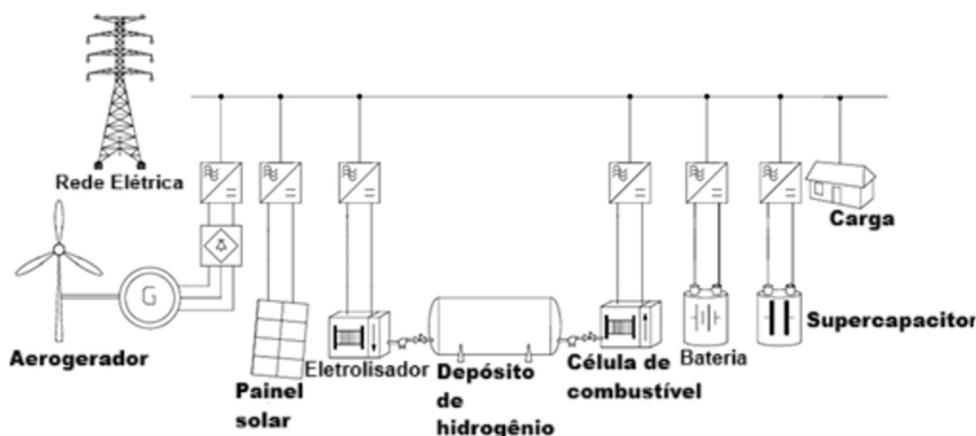
### 2.3 MICRORREDE

Segundo Alcântara (2011), microrrede pode ser entendido como um sistema elétrico em menor proporção, operando de forma similar às redes tradicionais de distribuição. As microrredes durante sua atividade são capazes de atuar na geração, distribuição e regulação do fluxo de eletricidade para os consumidores, podendo operar de forma conjunta à rede principal de energia ou de forma ilhada.

No modo conectado a microrrede permanece vinculada à rede elétrica da distribuidora, com a frequência e amplitude da tensão sendo controlado por ela. Durante essa operação a rede supre as cargas presentes no sistema, enquanto a microrrede gerencia sua produção e consumo, considerando diretrizes econômicas e operacionais (Marques, 2023).

No modo ilhado, a microrrede fica responsável pela geração de potência ativa e reativa para abastecimento das cargas presentes no sistema além de assegurar que a frequência e tensão estejam dentro de uma faixa aceitável de operação. Uma vantagem presente neste modo de operação consiste na possibilidade de atuação em locais remotos, cuja rede de energia elétrica tradicional não se faz presente, e nesses casos os RED ficam responsáveis pelo controle da tensão (Marques, 2023).

Figura 4 - Representação de uma Microrrede



Fonte: Adaptado de Bordons et al. (2015).

Os Recursos Energéticos distribuídos (RED), são definidos pela EPE (2018) como as tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica os quais localizam-se próximas as unidades consumidoras. De acordo com Marques (2023), os RED vêm ganhando popularidade em seu uso nas microrredes com grande parte desse crescimento sendo impulsionado pela redução nos custos de investimentos e transação. Essa tecnologia proporciona um maior poder ao consumidor, tornando-o capaz de gerenciar de forma mais ativa o processo de geração e consumo de sua energia além de contribuir para a operação descentralizada do sistema elétrico.

O uso da sistemas descentralizados em conjunto com os recursos energéticos distribuídos originaram as microrredes atuais. Esses sistemas sofreram mudanças ao longo de sua utilização, incorporando novas tecnologias e possuindo novas utilidades no sistema elétrico. Conforme mencionado por Bellido (2018), a primeira Microrrede a qual se tem registro foi criada por Thomas Edison, em 1882, na rua Manhattan Pearl, Estados Unidos. Ainda segundo o autor, até o ano de 1886, a empresa de Thomas, foi responsável pela expansão do uso de tal tecnologia ao ponto de chegar em 58 microrredes de corrente contínua e 500 sistemas de iluminação de forma isolada, sendo esses últimos presentes além dos Estados Unidos, Chile e Austrália.

No Brasil o incentivo do uso de redes isoladas teve seu início nos processos de iluminação, com apoio do imperador Dom Pedro II (Fernandes, 1953). Conforme mencionado por Fernandes (1953), o Brasil foi pioneiro no desenvolvimento da indústria de eletricidade da América do Sul, desenvolvendo as primeiras redes de iluminação isoladas, contando com o anel de Gramme<sup>2</sup> desenvolvido em 1872 para a alimentação de parte desses sistemas. Ainda conforme Fernandes (1953), a partir dessa invenção passaram a fazer uso dos primeiros sistemas elétricos isolados para iluminação. Os principais eventos mencionados pelo autor, ocorreram em 1879 e 1881.

Em 1879, foi realizado o primeiro sistema de iluminação elétrica com a instalação de seis lâmpadas na estação D. Pedro II, sendo alimentadas pela máquina Grame. O ano de 1881, foi de grande relevância para a expansão no uso de energia elétrica nos sistemas de iluminação, com três experiências de destaque, (Fernandes, 1953):

---

<sup>2</sup> De acordo com Souza et al. (2010) o anel de Gramme (em homenagem do seu inventor Zénobe Gramme, 1826-1901) é um gerador elétrico que produz corrente contínua.

1. Durante a visita de D. Pedro II foi apresentado um sistema de iluminação para a escola de Minas.
2. Por ordem do Governo Imperial, foram instaladas 16 lâmpadas Jablochkoff em parte da Praça da República.
3. Realização da exposição industrial, realizada no largo do paço (atual Praça 15 de novembro) tendo um sistema de iluminação composto por 60 lâmpadas alimentadas por um dínamo de 10HP (operando em corrente contínua).

No continente americano, o uso de fontes descentralizadas para geração de energia vinha ganhando força, ao ponto de serem responsáveis por mais da metade da energia gerada no início do Século XX Galvin et al. (2009). Segundo Dunn (2000), observou-se que o uso desses sistemas isolados em menor escala, similares às microrredes atuais, foram responsáveis pela expansão de parte da rede de energia, ao ponto de atingirem um percentual próximo de 60% da geração de energia dos Estados Unidos na época.

Outro ponto importante, consiste em um sistema análogo ao que hoje seria o processo de compensação de energia elétrica<sup>3</sup>, no qual havia a conexão desses sistemas de geração descentralizadas com a rede principal de transmissão de energia e o excedente de geração era inserido na rede.

O uso de fontes descentralizadas para geração de energia perdeu força, e em seu lugar passou-se a fazer uso de grandes centros responsáveis pela geração da maior parte da energia produzida, reduzindo o uso dessa tecnologia para atividades pontuais (Bellido, 2018).

Grande parte desse sucesso inicial, foi devido ao comportamento ainda embrionário dos sistemas de geração de energia, os quais ainda não tinham sua composição bem definida. Posteriormente, a partir da evolução dos sistemas de geração e distribuição de energia, aliado a implementação do sistema de corrente alternada e do uso de novos modelos de transformadores, tornou-se possível a distribuição de energia em larga escala, por meio do uso de corrente alternada (CA) (Marchioro, 2014).

---

<sup>3</sup> De acordo com a Resolução Normativa Nº 1000 da ANEEL, o sistema de compensação de energia elétrica corresponde a atividade de injeção de energia elétrica ativa pela unidade consumidora à rede de distribuição de energia, sendo posteriormente utilizada como forma de compensação o consumo de energia elétrica ativa ou armazenada como créditos para consumo posterior.

Posteriormente, as microrredes voltaram a ser vistas como uma opção para solucionar problemas que se mostraram presentes na geração centralizada. Grande parte dessas demandas passaram a ser evidenciados a partir de crises energéticas, como foi o caso da crise energética mundial de 1973 (Yergin, 2023).

Segundo Solano (2015), esse cenário, de utilização da microrrede para resolução de desafios presentes na geração centralizada de energia, evidenciou as principais falhas presentes nos sistemas de geração centralizada. O autor cita que, além da dependência excessiva em uma única fonte de energia, a implementação de fontes centralizadas apresenta desafios como, as interrupções no fornecimento de energia elétrica e a falta de sistemas capazes de fornecer energia de forma emergencial, além das perdas nas linhas causadas pelos longos sistemas de transmissão de energia.

A solução desses desafios foi a busca pela flexibilização das fontes, permitindo o avanço por novas formas de geração de energia e na formação de seu sistema de distribuição, passando a operar, em muitos casos, por meio de sistemas de geração distribuída – SGD<sup>4</sup>.

A busca por acordos visando acelerar esse aumento do uso de fontes renováveis foi intensificada por meio de acordos internacionais, um deles, o Protocolo de Kyoto (2005), o qual objetivava reduzir o uso de gases causadores do efeito estufa, e foi responsável por incentivar a pesquisa de fontes renováveis, contribuindo para a expansão das microrredes. (Khoury et al. 2016; Solano, 2015).

As microrredes tiveram sua expansão e investimento em tecnologia de forma crescente a partir desse momento. O modelo atual, tem sua origem na Universidade de Wisconsin-Madison (UWM), sendo proposto por Lasseter (Lasseter, 2002; Wu, et. al., 2013). De acordo com Lasseter, as microrredes atuais são definidas como “um agrupamento de RED e cargas, operando como um único sistema” (Bellido, 2018). Para este trabalho, será considerado a definição atual de microrrede, as quais apresentam três características importantes, (Bellido, 2018):

1. Capacidade de operação conectada à rede ou de forma ilhada.
2. Capacidade de se adequar aos diferentes interesses das partes que compõem o sistema.

---

4 Os Sistemas de geração distribuída correspondem àqueles em que a energia elétrica é gerada por produtores de pequena escala, que estão localizados próximo aos locais de consumo.

3. Integrar e controlar os recursos de oferta, demanda e armazenamento de maneira local. Podendo ser implantada ao nível de distribuição de média ou baixa tensão.

Nas próximas seções são detalhados os funcionamentos de cada uma das fontes de geração e armazenamento de energia presentes na simulação.

## 2.4 ENERGIA SOLAR

De acordo com Pin (2017) os sistemas fotovoltaicos podem ser definidos como o conjunto de equipamentos que são responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica. Esses equipamentos são o módulo fotovoltaico, sistemas de armazenamento de energia, inversores para a conversão de corrente, equipamentos de proteção do sistema para eventuais fugas de corrente ou desequilíbrio no sistema além de equipamentos de monitoramento e controladores de carga (Pinho e Galdino, 2014).

A representação de uma célula solar pode ser feita por meio da equação da corrente de saturação reversa,  $I_o$  e da relação do diodo ideal, proposta por William Shockley<sup>5</sup>. As expressões 1 e 2 estão expostas apresentadas (Pinho e Galdino, 2014).

Equação do diodo ideal:

$$I = I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{qV}{nkT} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

Corrente de saturação reversa:

$$I_o = q \cdot A \cdot n i^2 \cdot \left( \frac{D_p}{L_p \cdot N_d} + \frac{D_n}{L_n \cdot N_a} \right) \quad (2)$$

No qual:

$I$  – Corrente do módulo fotovoltaico

$I_L$  – Corrente fotogerada (A)

$I_o$  – Corrente de saturação reversa do diodo (A)

$q$  – carga do elétron ( $1,6 \times 10^{-19}$  C)

$V$  – Tensão do diodo

$k$  – Constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23} \frac{J}{K}$ )

$n$  – Fator de idealidade

---

<sup>5</sup> William Bradford Shockley (1910-1989) foi um físico e inventor norte-americano, vencedor do prêmio nobel de 1956.

$T$  – Temperatura (K)

$n_i$  – Concentração de portadores do material

$N_d, N_a$  – Concentração de dopantes tipo n e p

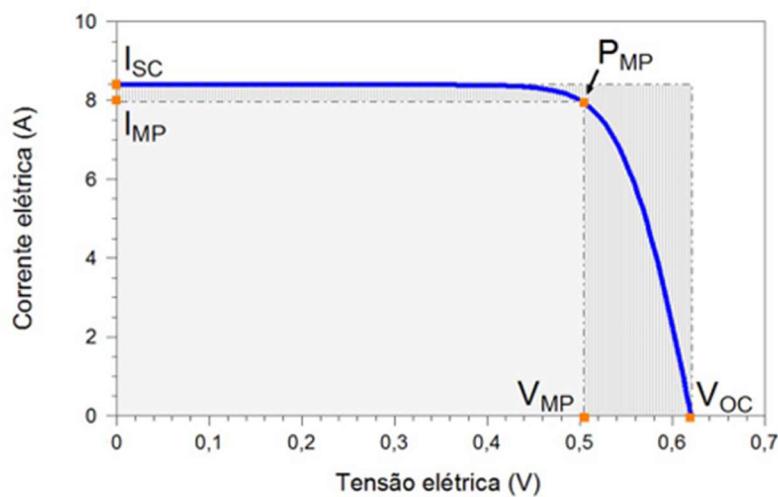
$D_p, D_n$  – Coeficiente de difusão de lacunas e elétrons no material

$L_p, L_n$  – Coeficiente de difusão de lacunas e elétrons

A curva envolvendo a corrente em circulação no módulo fotovoltaico em função da tensão aplicada sobre ele está exibida na Figura 5, na qual os pontos demarcados correspondem à importantes regiões no funcionamento de um módulo fotovoltaico, são elas:

- Região de corrente de curto-círcuito: demarcada como  $I_{sc}$ , corresponde ao ponto no qual a corrente flui no circuito para um valor nulo de tensão.
- Região de tensão de circuito aberto: marcada como  $V_{oc}$ , indica o valor de tensão presente no módulo para quando não há circulação de corrente por ele.
- Ponto de máxima potência: região de maior geração de energia elétrica do módulo fotovoltaico. Para que seja alcançada deve-se operar com a corrente e tensão em seus pontos de máxima potência ( $I_{mp}$  – para corrente de máxima potência;  $V_{mp}$  – para tensão de máxima potência).

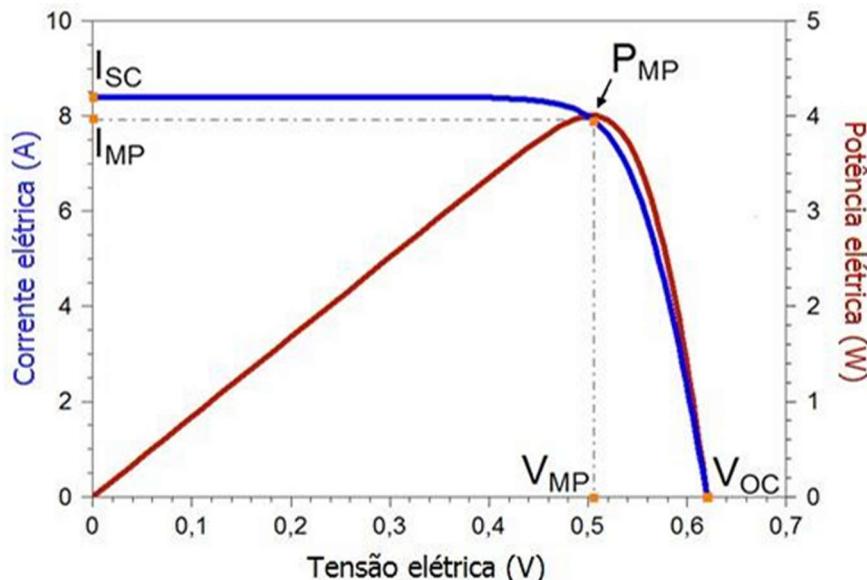
Figura 5 - Curva  $I_xV$  para módulos fotovoltaicos



Fonte: Pinho e Galdino, (2014).

Na Figura 6 estão presentes a curva de corrente (em azul) e da potência (em vermelho) em função da tensão, além da indicação do ponto de máxima potência,  $P_{mp}$ .

Figura 6 - Curvas de corrente versus tensão e potência versus tensão para um módulo fotovoltaico

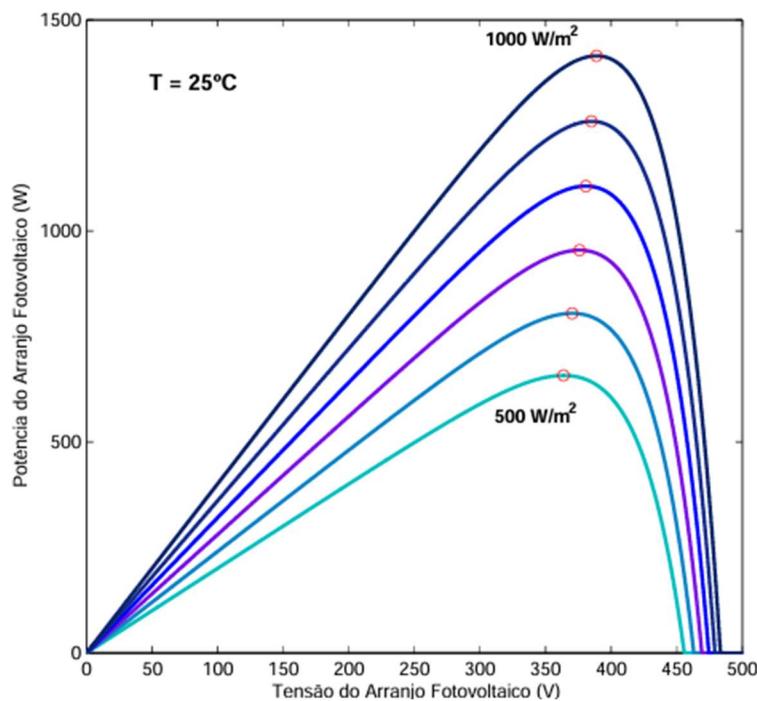


Fonte: Pinho e Galdino, (2014).

Os gráficos das Figuras 5 e 6 apresentam os principais pontos de operação de um módulo fotovoltaico para um determinado valor de irradiância,  $S$ . A irradiância corresponde a potência de radiação solar incidente, por unidade de superfície, em um determinado plano (Pinho e Galdino, 2014). A potência gerada por uma célula fotovoltaica depende da intensidade de irradiância a qual ela se encontra submetida. O comportamento de uma célula fotovoltaica é apresentado para diferentes valores de irradiância, começando com  $500 \text{ W/m}^2$  até  $1000 \text{ W/m}^2$  em passos de  $100 \text{ W/m}^2$ .

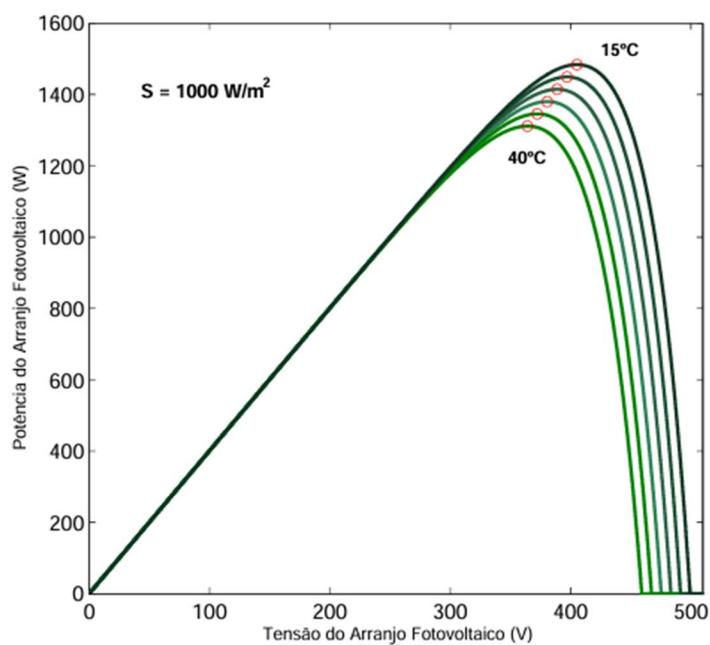
Ao verificar a Figura 7, percebe-se o aumento da irradiância resulta em um maior valor de potência para os módulos fotovoltaicos com a maior geração para a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Ao analisar a variação de temperatura, percebe-se um comportamento inverso, com o aumento da temperatura causando uma diminuição na potência gerada pelo módulo (Figura 8).

Figura 7 - Curvas de potência e tensão de um arranjo fotovoltaico para diferentes irradiâncias



Fonte: Oliveira, (2007).

Figura 8 - Comportamento do módulo fotovoltaico em função da temperatura



Fonte: Oliveira, (2007).

Conforme foi abordado, a potência do módulo fotovoltaico apresenta um comportamento de crescimento com a irradiância. Neste trabalho, a curva de geração

fotovoltaica foi obtida a partir de Dorostkar-Ghamsari et al. (2016), a qual apresenta uma irradiância abaixo do potencial máximo de geração. Esse valor de irradiância é típico de regiões com baixos índices de incidência solar e acabam prejudicando a geração fotovoltaica.

A irradiância é um dos principais fatores que contribuem para a diminuição da eficiência de geração dos módulos fotovoltaicos, todavia ela não é a única. Os módulos também possuem uma queda de sua geração influenciada por fatores como instalação incorreta e posicionamento errado, acúmulo de sujeira sobre as placas e sombreamentos parciais.

O dimensionamento adequado, considerando os aspectos que limitam a eficiência do módulo é essencial para o funcionamento mais adequado e mais próximo do comportamento esperado de geração. Além de considerar as limitações inerentes ao uso da energia fotovoltaica, o seu uso também apresenta a necessidade de atenção a outras adversidades. A inexistência de uma metodologia adequada para descarte dos resíduos tecnológicos oriundos do uso dessa tecnologia além da inexistência de um método adequado para adição de novos módulos fotovoltaicos à rede elétrica são dois entraves que contribuem para a desaceleração da expansão das usinas fotovoltaicas nas matrizes energéticas Mulvaney (2014); Tverberg (2017).

Outro dispositivo que contribui para a estabilidade no fornecimento de energia são as baterias. Conforme abordado por Divya e Østergaard (2009), o uso combinado dos módulos fotovoltaicos e baterias é capaz de prover mais previsibilidade na geração energética do sistema. Na próxima seção, será detalhado o funcionamento das baterias através dos sistemas de armazenamento de energia, apresentando sua composição e modos de operação que são fundamentais na redução das oscilações de geração de energia das UFVs.

## 2.5 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Segundo Luo et al. (2015), um sistema de armazenamento de energia pode ser entendido como os múltiplos processos de conversão de energia, que tem seu início na conversão de energia elétrica em alguma outra fonte e que, posteriormente, seja novamente convertida em energia elétrica quando houver necessidade. As aplicações desses sistemas são variadas, dentre as quais, destacam-se:

a) *Peak-shaving*: de acordo com Ananda-Rao et al. (2017), *Peak Shaving* pode ser definido como a redução da demanda máxima exigida pela rede em virtude do uso do SAE como auxílio durante momentos de pico de carga.

b) Nivelamento de carga: definido como um método utilizado para equilibrar grandes flutuações que ocorrem durante uma demanda elétrica, carregando a bateria durante momentos de baixa demanda energética e descarregando em momentos de alta demanda energética (Ananda-Rao et al., 2017).

c) Suporte de frequência: ajuste contínuo do sistema, em termos da geração e carga, para que a frequência seja mantida dentro de uma faixa de qualidade (Guzman et al. 2020).

Alguns trabalhos demonstram a relevância da utilização dos SAE para as aplicações citadas, alguns casos estão aqui apresentados.

Divya e Østergaard (2009), é afirmam que a crescente utilização de fontes de energia renovável nas redes de distribuição apesar de apresentarem vantagens, como, a diversificação da matriz energética e a redução fontes poluentes, também apresentam desafios para a sua inserção devido à sua variabilidade e intermitência. Uma solução apontada pelos autores consiste no armazenamento de energia por meio de baterias objetivando a melhora da qualidade e desempenho da rede.

Ainda de acordo com Divya e Østergaard (2009), ao se fazer uso dos SAE deve-se considerar o horizonte temporal no qual ela será inserida. Portanto, as aplicações podem ser divididas:

- Aplicações Instantâneas: são aplicações que exigem uma resposta instantânea do sistema como forma de assegurar sua estabilidade de operação. Intervalo de tempo: entre 0s e poucos segundos.
- Aplicações de curto prazo: nesse caso o BESS (*Battery Energy Storage System*) deve ser capaz de armazenar energia por um período mais longo, exigem densidade de potência e energia modestas. Intervalo de tempo: entre poucos segundos e alguns minutos.
- Aplicações de médio prazo: o armazenamento atua guardando ou fornecendo energia de acordo com a demanda da rede. Intervalo de tempo: poucos minutos até menos que 5 horas.
- Aplicações de longo prazo: nesse caso, o armazenamento ocorre para períodos prolongados, para caso de contingências ou baixa geração de

energia. Seu uso deve ser bem ponderado, uma vez que, possui barreiras que as tornam pouco viáveis. Intervalo de tempo: dias.

Ainda conforme Divya e Østergaard (2009), no mesmo artigo, os autores apresentam um estudo de caso realizado na Dinamarca no qual a participação de fontes renováveis teve um aumento significativo, necessitando dos ajustes para que a rede elétrica possa operar de forma satisfatória. Uma das soluções encontradas foi utilizar os SAE para reduzir a flutuação nos preços e estabilizar o mercado, armazenando energia nos momentos em que a demanda estiver baixa e a liberando quando a demanda estivesse elevada. Os autores concluíram que o uso combinado de baterias e fontes renováveis possibilitou que a participação de fontes de energia renovável no sistema elétrico fosse expandida, uma vez que a integração foi capaz de fornecer a oportunidade de armazenamento e uso dessa energia em momentos adequados. Além disso, o uso combinado foi capaz de suavizar as variações dos preços de energia, promover a sua melhor qualidade e viabilizar novos modos de operação, como a rede ilhada.

No trabalho de Atwa e El-Saadany (2010), alocação ótima do sistema de armazenamento de energia em sistemas de distribuição com alta incidência de energia eólica. Neste artigo, busca-se resolver os desafios operacionais decorrentes da inserção de fontes renováveis (no caso, energia eólica) através da integração de um sistema de armazenamento de energia (*Energy storage system* – ESS). Esse sistema irá atuar absorvendo o excedente que seria desperdiçada e injetá-la na rede em momentos de alta demanda.

Segundo os autores Atwa e El-Saadany (2010), o dimensionamento do ESS foi realizado determinando a sua potência, capacidade energética e eficiência, e a partir desses dados, o SAE foi modelado como uma carga nos momentos em que estava carregando e como um gerador durante as descargas. Ao final, pôde-se observar que a implementação desse sistema contribuiu para a concessionária na redução de perdas e no custo de energia.

No artigo dos autores, Wong et al., (2017), é investigada a utilização dos SAE para a redução das flutuações e oscilações de rede presentes no uso de fontes renováveis, nesse caso, a energia fotovoltaica. O artigo aborda dois algoritmos para a localização e dimensionamento do SAE. O primeiro algoritmo foi o QBFA, *Quantum binary firefly algorithm*, utilizado para definir a melhor localização do SAE a cada hora,

enquanto o EOFA, *Enhanced opposition-based firefly algorithm*, foi aplicado para determinar o melhor perfil de potência e capacidade total do SAE.

Ainda de acordo com os autores acima citados, a utilização de tais métodos demonstra que o uso desses algoritmos para a determinação da localização e dimensionamento do SAE na rede foram efetivos para a melhora de seus parâmetros, garantindo uma minimização dos impactos negativos da energia solar na rede.

Por último, Moeini, Kamwa e Montigny (2015) propõem uma metodologia para alocação e programação de sistemas de armazenamento de energia pretendendo que seja alcançada a redução de perdas marginais diárias e suavizar picos de carga. O sistema utilizado para isso foi o IEEE RTS96 aliado ao algoritmo *Integer SMPSO (Speed-constrained Multi-Objective Particle Swarm Optimization)*, uma adaptação do SMPSO que opera exclusivamente com valores inteiros.

No SMPSO aplicado no artigo de Moeini, Kamwa e Montigny (2015), cada partícula presente representa uma possibilidade de onde instalar (uma respectiva barra do sistema RTS96) e qual a capacidade do SAE (em MWh). Esse conjunto de hipóteses são testados de modo a encontrar qual a melhor configuração possível a partir dos critérios de redução de perdas de potência ativa e da minimização da capacidade total instalada de baterias. Ao final da simulação, percebe-se que a aplicação dessa metodologia foi eficaz e permitiu um melhor gerenciamento de carga horária, redução de perdas e atendimento à demanda de pico.

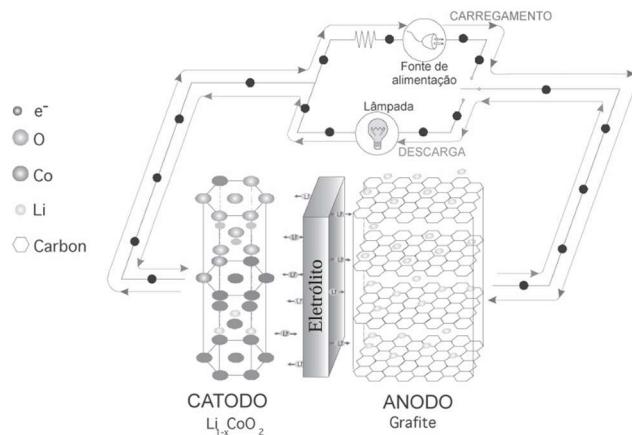
### 2.5.1 ALTERNATIVAS PARA O ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Sistemas de armazenamento de energia podem ser implementados fazendo uso de diferentes tecnologias. Com o aumento dos recursos energéticos distribuídos e o progressivo uso de baterias, alguns desses métodos apresentaram uma expansão em sua popularidade, como é o caso das baterias de íons de lítio, Hesse et al. (2017).

As baterias com armazenamento de energia em forma química (Figura 9) apresentam um grande percentual de consumo e produção, (Silva, 2019). De acordo com Chen et al. (2009) e Luo et al. (2015), as baterias desenvolvidas a partir dessa tecnologia apresentam o cátodo, ânodo e eletrólito como principais elementos de sua composição. O cátodo, eletrodo positivo, é responsável por receber íons lítio durante o processo de descarga. Normalmente em baterias de íons de lítio são compostos por óxidos metálicos de lítio. No ânodo, eletrodo negativo, é realizado o armazenamento desses íons durante o processo de carga da bateria, sendo compostos por óxidos

metálicos de lítio. Por último o eletrólito, correspondendo à solução no qual ocorre o movimento dos íons de lítio entre o ânodo e o cátodo.

Figura 9 - Representação de uma bateria recarregável de íons de lítio.



Fonte: Pesquero et al. (2008).

Conforme D'Aquino e Santos (2021) a capacidade de uma bateria representa a quantidade de energia que ela possui, sendo mensurada em Amperes-horas (Ah) ou Coulomb (C). Moreira (2024) cita que a capacidade da bateria pode ser calculada a partir da integral da corrente de descarga, no intervalo de tempo compreendido entre o instante em que a bateria está com sua carga completa,  $t_0$ , e o momento no qual ela se encontra com a carga em seu menor valor,  $t + \tau$ .

$$C = \int_{t_0}^{t+\tau} i(t) dt \quad (3)$$

A capacidade de uma bateria, embora possa ser determinada conforme explicitado acima, pode apresentar variações em seu valor a depender de alguns fatores que a influenciam, o efeito da corrente de descarga, o efeito da temperatura, profundidade de descarga máxima, degradação e temperatura (Moreira, 2024).

Ainda de acordo com Moreira (2024), o efeito da corrente de descarga relaciona-se com a capacidade da bateria, à medida que uma dessas variáveis apresenta um aumento, a outra irá diminuir. Já a temperatura também prejudica a vida útil da bateria quando se encontra em níveis críticos, sejam eles muito altos quanto muito baixos. A profundidade de descarga máxima e a degradação são fatores importantes que devem ser considerados. Conforme mencionado por Rufino Júnior et

al. (2023) a profundidade de descarga máxima (*deep of discarge maximum - DOD<sub>máx</sub>*<sup>6</sup>) pode causar a degradação da bateria, reduzindo a capacidade de armazenamento de energia.

A potência de uma bateria pode ser entendida como a taxa de energia transferida por ela e entregue a um sistema. Um valor elevado de potência torna a bateria capaz de liberar um valor maior de potência em um menor intervalo de tempo (Silva, 2018).

O estado de carga, SOC, é definido por D'Aquino e Santos (2021) como o estado da bateria em relação a sua capacidade nominal. Os autores completam informando que a representação desse parâmetro é dada por sua capacidade nominal, variando entre o estado de carga totalmente vazia (0%) e carga totalmente cheia (100%). O SOC pode ser representado pela equação (D'Aquino e Santos, 2021):

$$SOC(t) = SOC(t_0) - \frac{1}{AHC} \int_{t_0}^t i(\tau) d\tau \quad (4)$$

Conforme explicado por D'Aquino e Santos (2021), na equação 4, AHC é a capacidade nominal da bateria em Ampére-hora (Ah). Dessa forma, o SOC pode ser obtido a partir da medição da corrente de saída, obtendo-se o quanto resta de carga na bateria. Os autores ainda citam outras duas formas de se determinar o valor do SOC, realizar a estimativa pela tensão nos terminais ou pela impedância de saída. No entanto, a estimativa do SOC através da tensão dos terminais pode ser imprecisa, uma vez que a impedância presente durante os processos de descarga ou carga tem uma influência significativa nesse processo.

A eficiência do sistema é o percentual da energia que é entregue após a descarga em comparação com a energia cedida para o sistema antes da recarga (Silva, 2018). Segundo Moreira (2024); Pinho e Galdino (2014) o cálculo da eficiência de uma bateria pode ser dividido em três conceitos: 1. Ampere-hora (Ah): relação entre a carga retirada de um dispositivo de armazenamento de bateria e a quantidade de horas necessárias para que esse dispositivo retorne ao mesmo nível de carga inicial. 2. Voltaica: relação entre a tensão média para os processos de descarga e recarga de uma bateria. 3. Watt-hora (Wh): também conhecida como eficiência global. Seu

---

<sup>6</sup> Rufino Júnior et al. (2023) define a profundidade de descarga da bateria (*deep of discarge – DOD*) como a profundidade de descarga da bateria, portanto, o quanto de sua capacidade total foi utilizada em um ciclo de descarga.

valor é obtido a partir do produto entre a eficiência de ampere-hora e a eficiência voltaica.

A vida útil de uma bateria pode ser entendida com o intervalo de tempo no qual a capacidade de armazenamento da célula se mantém acima de um determinado valor, normalmente 80% de sua capacidade total (Rufino Junior et al., 2023). Para aumentar esse intervalo e possuir a bateria operando por mais tempo, algumas soluções podem ser implementadas. A solução mais comum é utilizar a bateria de forma parcial, sem realizar uma carga ou descarga completa, normalmente fazendo uso de uma faixa entre 20% e 80% do SOC (Hoffart, 2008). Uma outra forma de avaliar o estado de vida da bateria, e consequentemente, verificar sua degradação é obtida através do conceito de estado de saúde (*State of health* – SOH), que pode ser entendido como o quociente entre a capacidade atual da bateria e a sua capacidade nominal (D'Aquino e Santos, 2021).

$$SOH(\%) = \frac{C_{bateria}}{C_{nominal}} \times 100 \quad (5)$$

O SOH, dado em termos percentuais, indica o quanto uma determinada bateria envelheceu (D'Aquino e Santos, 2021). Quando o SOH atinge valores entre 70 e 80% autores como Yang et al. (2017) e HE et al. (2011) definem que a bateria chegou ao fim de sua vida útil. Nesse estado, a bateria passa a ter operações de carga e descarga muito instáveis, em virtude da sua perda de capacidade.

O uso de sistemas de armazenamento de energia embora apresente potencial para representar uma alternativa promissora para melhoria da confiabilidade do sistema elétrico, assim como proporciona o aumento da capacidade de fornecimento de energia, também possui desafios a serem superados para a expansão de seu uso. Dentre os principais obstáculos enfrentados, destacam-se aqueles relacionados à segurança e confiabilidade dessa tecnologia, que podem acarretar acidentes ou reduções na vida útil do equipamento, desacelerando o crescimento do uso dessa tecnologia Pinto et al. (2024).

## 2.5.2 APLICAÇÕES DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os SAE, quando utilizadas no sistema elétrico, possuem aplicabilidade em todos os setores, seja de geração, distribuição ou transmissão de energia. Sua operação, pode ser dividida em cinco grupos, (Silva, 2018):

Quadro 1: Aplicações de sistemas de armazenamento de energia no sistema elétrico.

Suprimento de Energia	Serviços anciaraes	Serviços de suporte e infraestrutura a transmissão e distribuição	Serviços atrás do medidor	Integração a renováveis
<i>Time-Shift:</i> também conhecida como arbitragem de energia, trata-se de uma técnica para controle de energia no qual busca-se armazenar uma parcela de energia em um determinado momento para utilizá-la posteriormente, quando for adequado (Municio et al 2022).	Regulação de tensão: capacidade de um equipamento manter a tensão dentro de uma faixa permitida (Helman et al. 2020).	Alívio de congestionamento: Ações para reduzir ou eliminar congestionamentos presentes no processo de transporte de energia até a carga, permitindo um fluxo de energia mais eficiente (Marnell et al. 2019).	Qualidade de energia: manutenção dos níveis adequados de um sistema elétrico, garantindo que o fornecimento de energia ocorra de forma estável, sem gerar distúrbios que possam prejudicar o funcionamento da rede (Mayoral et al. 2023).	<i>Time-shift.</i> Regulação de frequência. Suporte a tensão. Suavização de saída: Utilização de um sistema de armazenamento de energia para mitigação das oscilações de geração de energia, contribuindo para um comportamento mais estável ao funcionamento da rede (Schoenwald e Elliso, 2016).
Capacidade no Fornecimento de Energia: capacidade de uma determinada fonte geradora conseguir fornecer energia durante momentos de alta demanda de um sistema (Helman et al. 2020).	Capacidade de reserva elétrica: Propriedade de um sistema elétrico de atender à uma demanda com reserva adequada para manter a confiabilidade (Helman et al. 2020).	Suporte à transmissão: função que os sistemas de armazenamento possuem para assegurar uma operação mais estável das linhas de transmissão (Marnell et al. 2019).	Confiabilidade: capacidade de um sistema ou equipamento de manter seu funcionamento em um padrão de qualidade satisfatório ao longo de sua operação (Kundur et al. 2019).	Capacidade de reserva elétrica. Inércia sistêmica: Energia armazenada em baterias para reduzir variações súbitas de frequência rede, ajudando a manter a estabilidade do sistema diante de perturbações (Denholm et al. 2020).
	Suporte a tensão: capacidade do sistema elétrico em manter as tensões próximas de seu valor nominal após perturbações ou mudanças nas condições operativas (Pishbaran et al. 2023).		<i>Time-Shift:</i> Controle de demanda: mecanismos para ajustar o consumo dos clientes em relação às condições de oferta de energia, promovendo a redução ou aumento conforme a necessidade do sistema elétrico (EPE, 2019).	

Fonte: Adaptado de Silva, (2018).

## 2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao final desta seção foram apresentados os principais tópicos envolvidos no processo de simulação de redes de distribuição de energia, focando nos sistemas de distribuição de energia elétrica, reconfiguração de rede, energia solar e sistemas de armazenamento de energia.

Os desafios presentes em redes elétricas foram destacados durante o desenvolvimento desta seção, demonstrando que a reconfiguração estática ou dinâmica, da rede, apresenta uma alternativa para resolução de parte deles.

Para isso, foram apresentados estudos que analisaram essa técnica com diferentes algoritmos em sua aplicação. Os resultados apresentaram a eficiência desse processo, que pôde ser observado quando os autores citam a ocorrência de redução das perdas e melhora no desempenho de operação.

Os RED, compostos pela usina fotovoltaica e pelo sistema armazenamento de energia, foram destacados nas seções 2.4 e 2.5, respectivamente

Por fim, as informações obtidas servem de base técnica para a construção dos cenários de simulação propostos, possibilitando uma verificação sobre a integração dessa tecnologia em sistemas de distribuição de energia visando melhoria de sua qualidade.

### 3 SISTEMA DE 33 BARRAS, DIMENSIONAMENTO E OPERAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Neste capítulo será descrita a metodologia do problema abordado nesta dissertação. Inicialmente é apresentado um fluxograma explicitando a rede utilizada, detalhando os processos que compõem a montagem e os critérios utilizados para avaliação do sistema.

Na próxima seção o sistema base para a simulação (IEEE 33 barras) é detalhado, sendo apresentados os grupos que compõem os disjuntores presentes no espaço de busca do sistema em análise. Os perfis de cada barra são apresentados em 3.2, nele são detalhados quais as cargas associadas à cada barra do sistema além de se detalhar qual perfil de consumo ela busca emular.

Os critérios para alocação e dimensionamento de potência dos RED são apresentados na seção 3.4, nela é descrito o processo para escolha do local onde a UFV e SAE são alocados, além de explicar o método para o dimensionamento da potência da operação de cada uma dessas tecnologias envolvidas e os modos de acionamento e entrega de potência da bateria.

A reconfiguração dinâmica deste trabalho foi realizada por meio do chaveamento entre cinco grupos apresentados na tabela 1. As manobras de abertura e fechamento desses disjuntores formam o conjunto de total de casos possíveis para avaliação. A factibilidade de cada cenário foi verificada mediante dois critérios:

1. Valores das tensões nos barramentos se apresentarem dentro de um intervalo

$$V_{(pu)}^{\minimo} \leq |V_{(pu)}^{\barramento}| \leq V_{(pu)}^{\maximo} \quad (6)$$

2. Valores de corrente nos alimentadores não podem exceder um valor máximo permitido.

$$|i_{\text{alimentador}}(t)| \leq i_{\text{alimentador}}^{\maximo} \quad (7)$$

Os casos que se mostrarem adequados aos limites acima são considerados factíveis. A quantidade de soluções válidas será apresentada para cada horário da simulação, em suas respectivas seções correspondentes, nos resultados.

Como forma de avaliar qual dentre as soluções é a mais adequada, foram realizados dois testes:

- (a) Índice de desempenho de perdas, IDP.
- (b) Índice normalizado de desvio de tensão, INDT.

As métricas e funções acima, para a avaliação do melhor resultado dentre os factíveis, encontram-se devidamente fundamentadas na seção 3.6.

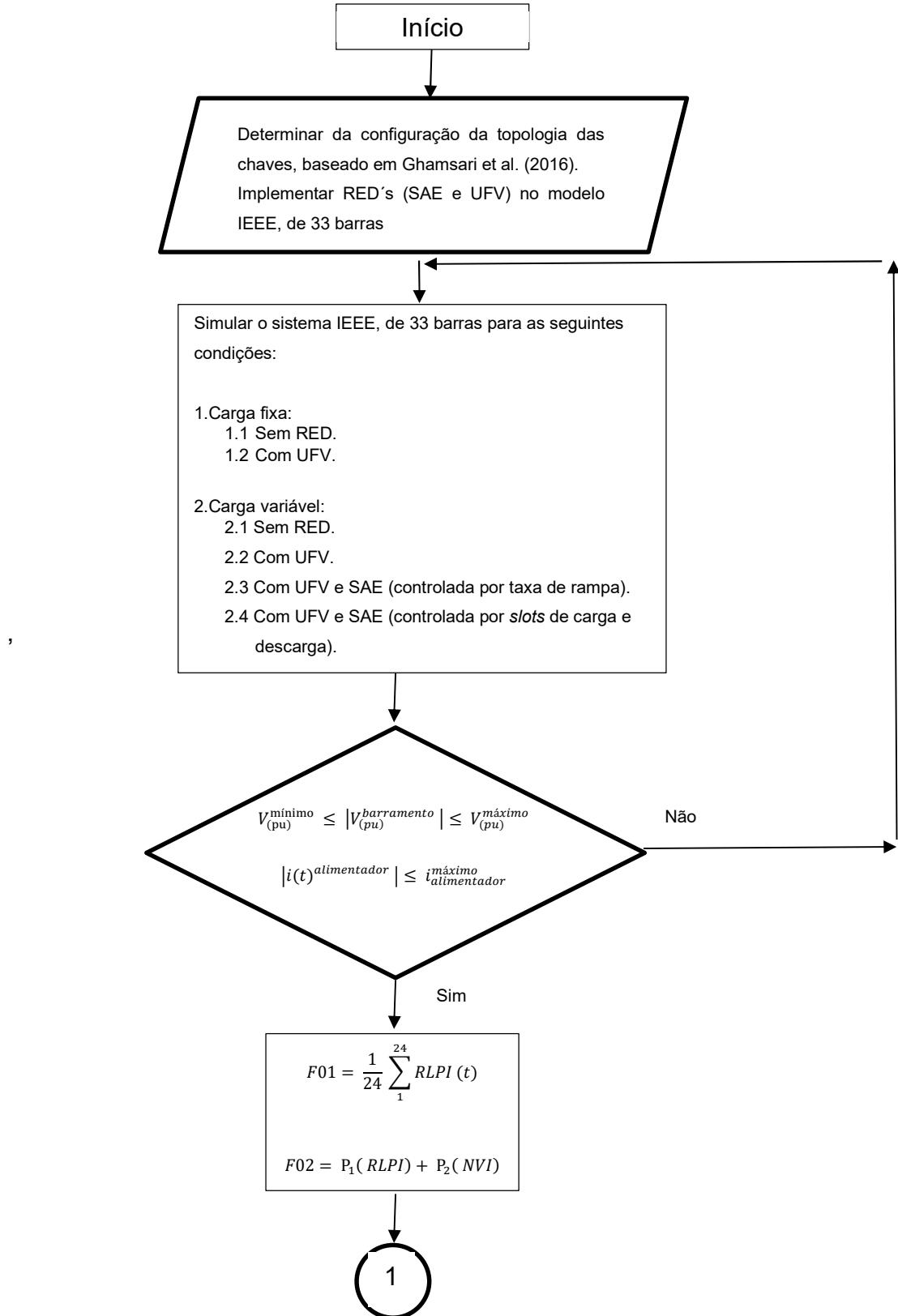
### 3.1 DESENVOLVIMENTO DA SIMULAÇÃO

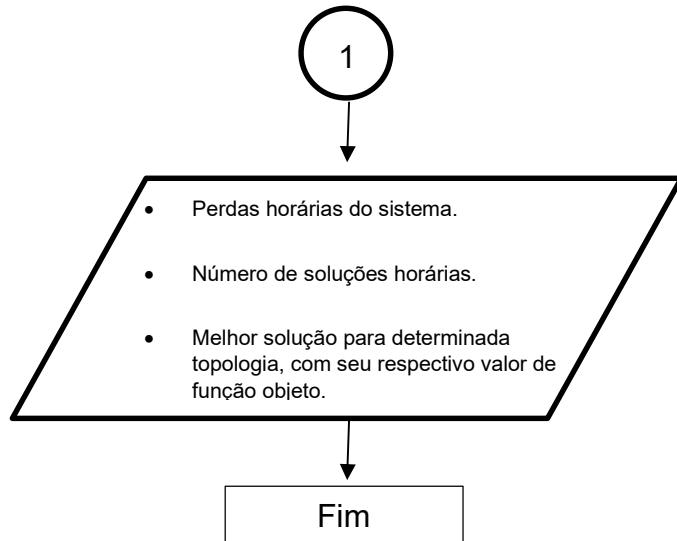
Conforme ilustrado no fluxograma 1, as etapas que envolvem o desenvolvimento deste trabalho incluem a aplicação do sistema IEEE de 33 barras, o dimensionamento e alocação adequada dos componentes, a definição dos cenários de análise e a avaliação dos resultados para cada caso proposto.

Inicialmente foi elaborado, através do software de simulação de sistemas elétricos, *OpenDSS*, o modelo de um sistema de 33 barras (Figura 11). A partir desse sistema, foram definidos os espaços de busca, correspondente aos disjuntores que seriam seccionados para a avaliação de cada hipótese. Inicialmente, é calculado o fluxo de potência para o circuito base, e a partir disso consegue-se obter os valores indicativos da rede, dentre os quais pode-se citar, os valores que servirão como base para a tensão e perdas. O cálculo dos valores base de tensão e perdas é realizado para todos os cenários de simulação e serve para a implementação dos critérios de análise.

Posteriormente, é realizada a comutação de estado de operação dos disjuntores presentes em cada segmento que compõe o sistema. A partir disso, as combinações dos disjuntores são testadas conforme abordado na seção 3.2 e o desempenho da rede para verificação das soluções factíveis é avaliado a partir das equações 19 e 20. A primeira modificação presente no modelo base foi a inserção da GD, feito a partir da inserção da UFV em conjunto com um sistema de armazenamento de energia em baterias, ambos conectados à mesma barra do sistema a qual foi escolhida, tomando por base o artigo de Dorostkar-Ghamsari et al. (2016). O autor citado realizou a configuração visando avaliar o impacto da reconfiguração horária da rede de distribuição elétrica na presença de fontes de energia renovável. A definição estrutural da usina, detalhando o processo de dimensionamento, está apresentada na seção 3.4.

Figura 10: Etapas de desenvolvimento do trabalho





Fonte: O autor.

A seguir, foi conduzida a inserção de um sistema para armazenamento e injeção de energia na rede. O SAE foi inserido em conjunto com a UFV, ficando localizados na mesma barra, objetivando um maior proveito da operação conjunta desses sistemas. Após a escolha do local da instalação do sistema de armazenamento de energia, foi realizado o dimensionamento na seção 3.4, e posteriormente, foi definido os seus métodos de controle, sendo descrito nas seções 3.4.1 e 3.4.2.

Com a rede elétrica e os recursos energéticos devidamente alocados, a simulação é executada em um regime diário, enquanto armazenam-se os dados de soluções factíveis e perdas do sistema para cada hora. Entre as combinações de disjuntores consideradas factíveis, seleciona-se aquela que possuir os melhores valores de acordo com as funções objetivo 1 e 2 (equações 19 e 20) é apresentada nos resultados, juntamente com os demais dados pertinentes para a avaliação da rede.

### 3.2 SISTEMA DE 33 BARRAS

O sistema utilizado durante a simulação trata-se de um modelo do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), o modelo de 33 barras, desenvolvido por Baran e Wu (1989), objetivando estudar o impacto da reconfiguração em sistemas de distribuição na redução de perdas e em balanceamento de carga. Com o passar dos anos esse modelo tornou-se popular e tornou-se amplamente empregado nos estudos envolvendo sistemas de distribuição tradicionais (Dolatabadi et al. 2020).

O modelo do sistema está representado na Figura 11, nele pode-se observar que o diagrama da rede possui 37 disjuntores, com 32 operando normalmente, com contato normalmente fechado (NF) e os 5 restantes em contato normalmente aberto (NA). Ao todo existem cinco malhas, conforme disposto na tabela 1, e a partir delas são geradas todas as combinações possíveis de topologias presentes na simulação.

As combinações do sistema são geradas pela mudança no estado dos disjuntores do sistema, sendo realizadas uma alteração para cada cenário. O total de casos presentes e testados, é dado pelo produto da quantidade de disjuntores presentes em cada espaço de busca, conforme o método da busca exaustiva. A relação para a contagem do total de casos está explícita na relação 8.

Tabela 1 - Segmentos presentes em cada malha da simulação.

Espaço de busca	Disjuntores
S1	2,3,4,5,6,7,18,19,20
S2	8,9,10,11,21,33,35
S3	12,13,14,34
S4	15,16,17,29,30,31,32,36
S5	22,23,24,25,26,27,28,37

Fonte: Autor.

$$C_{total} = C_{S1} \cdot C_{S2} \cdot C_{S3} \cdot C_{S4} \cdot C_{S5} = 9 \cdot 7 \cdot 4 \cdot 8 \cdot 8 = 16128 \text{ casos} \quad (8)$$

Em que:

$C_{S1}$  – Mudanças de estado presentes no espaço de busca 1 (9 ao todo).

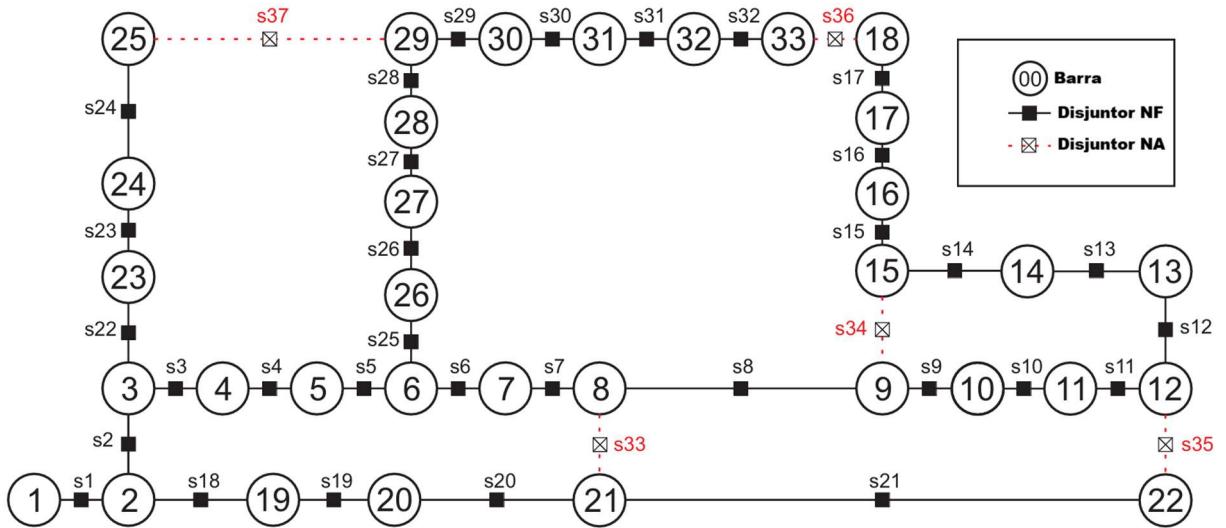
$C_{S2}$  – Mudanças de estado presentes no espaço de busca 2 (7 ao todo).

$C_{S3}$  – Mudanças de estado presentes no espaço de busca 3 (4 ao todo).

$C_{S4}$  – Mudanças de estado presentes no espaço de busca 4 (8 ao todo).

$C_{S5}$  – Mudanças de estado presentes no espaço de busca 5 (8 ao todo).

Figura 11 - Representação da rede utilizada na simulação



Fonte: Adaptado de Moreira (2024).

### 3.3 COMPOSIÇÃO DAS BARRAS DO SISTEMA

Nesta dissertação foi elaborado um estudo de caso para analisar o comportamento do sistema elétrico operando para suprir um conjunto de cargas operando de duas formas, 1) valores constantes de potência ao longo de todo o intervalo de tempo e 2) valores dinâmicos de potência, representando diferentes perfis de carga. A variação horária é obtida a partir do produto entre o valor referente ao consumo padrão de cada carga do sistema e o seu respectivo percentual de consumo horário (apresentado na tabela 20, apêndice A2).

A utilização desses perfis possibilita avaliar com maior precisão o impacto da geração distribuída sobre o sistema. Para o cenário, com variação horária foram utilizados três perfis de carga, são eles: residencial, industrial e comercial. Suas localizações no sistema estão apresentadas na tabela 2:

Tabela 2 - Localização dos perfis de carga utilizados na simulação

TIPO DE PERFIL	BARRAS ASSOCIADAS
Residencial	2,5,12,14,19,22,31,32
Comercial	4,7,8,10,11,13,15,17,20,23,24,25,26,28,29,30,33
Industrial	3,6,9,16,18,21,27

Fonte: Ghamsari et al. (2016).

Cada barra presente no sistema representa uma carga associada, os valores de potência de cada uma delas, assim como a variação horária do percentual de consumo a qual ela será submetida, encontram-se apresentadas no anexo A1 –

Curvas de carga variáveis no sistema e A2 – Variação percentual horária de cada perfil de carga do sistema.

### 3.4 DIMENSIONAMENTO E LOCALIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

A determinação da localização dos RED compostos por um sistema de armazenamento de energia e uma UFV, foi realizada com base em revisões bibliográficas, dentre os quais se buscou levar em consideração os fundamentos mais válidos para a determinação do barramento mais impactante do sistema. Dentre os principais fatores que podem ser considerados para a seleção da barra, destacam-se: redução de perdas ativas na rede Dorostkar-Ghamsari et al. (2016), estabilidade de tensão e a sensibilidade do barramento para transferência de energia (ANEEL, 2023).

Com base no estudo de Dorostkar-Ghamsari et al. (2016), que aborda a redução de perdas através da reconfiguração horária das redes de distribuição de energia aliado ao uso de fontes renováveis (energia solar e eólica). Os autores fazem uso de duas UFVs com potência de 350 kW e 450 kW as quais encontram-se alocadas nas barras 7 e 14, respectivamente.

O critério de avaliação a redução das perdas na rede foi adotado neste trabalho. Para isso foram elaborados quatro cenários com base nos dados apresentados no artigo mencionado. A tabela 3 apresenta os resultados das perdas na linha para cada um desses cenários, considerando o período de maior demanda energética da rede<sup>7</sup>. A escolha do cenário mais adequado foi feita com base naquele que apresentou os menores valores de perdas nos horários de maior demanda.

---

<sup>7</sup> Ao se analisar as curvas de carga variável na rede, conclui-se que o momento de maior demanda energética ocorreu entre as 11 e 13 horas.

Tabela 3 - Barras e potências simuladas para dimensionamento do Sistema Fotovoltaico.

Caso	Potência UFV (kW)	Barramento Utilizado	Perda (kW)		
			às 12h	às 13h	às 14h
1	350	7	93,05	98,53	92,67
2	350	14	93,27	98,25	92,39
3	450	7	90,55	96,80	91,29
4	450	14	88,91	95,83	90,79

Fonte: Autor.

Diante dos resultados acima, conclui-se que a melhor configuração (barra + potência) para a UFV consiste em ser alocada na barra de número 14 com potência instalada de 450 kW. O SAE foi inserido no mesmo barramento da UFV, essa decisão teve por objetivo reduzir as oscilações provenientes do fornecimento de energia solar que tem sua geração caracterizada por ser estocástica, não podendo ser premeditada a quantidade que será gerada de energia (Fattori e Anglani, 2015).

A capacidade da bateria foi determinada, considerando-se o perfil de carga do sistema a ser suprido por ela. Ao consultar a tabela 19 pode-se observar que o sistema de 33 barras, consome uma energia elétrica diária total de aproximadamente 3,7 MW. O dimensionamento da capacidade da bateria utilizou o dado de consumo total informado de maneira que o seu valor de capacidade fosse capaz de prover um percentual ou uma faixa específica do consumo total do sistema. De acordo com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL, 2024), a redução do consumo nos horários de ponta representa uma grande parcela das atividades empregadas pelos sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage System – ESS*), consequentemente, o método para dimensionamento da capacidade foi adotada como referência a faixa de consumo mais representativa do sistema. A operação realizada para o cálculo do consumo para cada hora do sistema foi:

$$C_{total}^h = C_{perfil}^{base} \cdot P_{perfil}^h \quad (8)$$

Em que:

$C_{total}^h$  – Consumo do sistema em uma determinada hora, h.

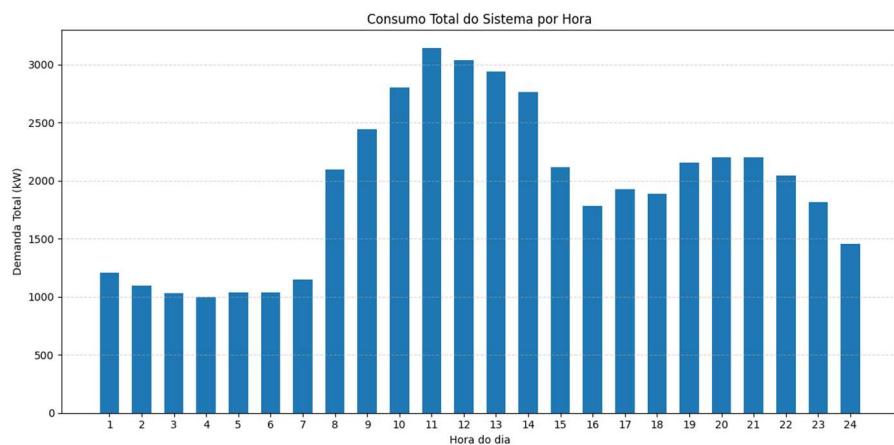
$C_{perfil}^{base}$  – Consumo base de um perfil de carga (residencial, industrial ou comercial).

$P_{perfil}^h$  – Percentual de consumo de um dos perfis de carga em uma determinada hora, h.

O consumo horário do sistema está apresentado na Figura 12, onde pode observar-se que o sistema apresenta seu maior consumo entre as 11 e 13 horas.

Portanto, esse intervalo foi escolhido para servir como dimensionamento da bateria do sistema.

Figura 12 - Consumo horário do sistema



Fonte: Autor.

A tabela 4 fornece os valores de consumo para cada hora do intervalo escolhido:

Tabela 4 - Maiores consumos do sistema.

Hora	Consumo Total (kWh)
11h	660 + 2232 + 265,2 = 3157,2
12h	721,6 + 2092,5 + 255 = 3069,1
13h	774,4 + 1953 + 255 = 2982,4
Total (kWh)	9208,7
Consumo médio por hora (kW/h)	3069,57

Fonte: Autor.

A bateria deve ser designada para suprir parte dessa solicitação do sistema fotovoltaico, dessa forma, foi determinado que ela seja capaz de suprir 10% do consumo médio do período de pico, sendo esse percentual baseado no artigo de Souza et. al (2024). Portanto, estipulou-se que sua capacidade de armazenamento fosse de, aproximadamente, 300 kWh. Além disso, visando obter um comportamento mais próximo do real, a bateria também possui as seguintes características:

- $SOC_{máximo} = 80\%$
- $SOC_{mínimo} = 20\%$
- $DOD = 60\%$

Os estados de carga máximo e mínimo representam os valores limites de energia a qual a bateria estará submetida como forma de evitar uma faixa de operação potencialmente prejudicial para sua vida útil.

De acordo com Hesse et al. (2017), as perdas durante o processo de conversão de energia, as oriundas da resistência interna, as perdas térmicas e as oriundas do ciclo de carga e descarga são as principais perdas presentes durante o processo de funcionamento de um sistema de armazenamento de energia.

Nesta dissertação foi atribuído um percentual de 5% de perdas no processo de descarga da bateria, portanto, seus valores de operação estão apresentados na tabela 5.

Tabela 5 – Valores de operação para bateria.

Operação	Valor (kW)
Carga	300
Descarga	285

Fonte: Autor.

### 3.4.1 SAE OPERANDO COM BASE NO CONTROLE DA TAXA DE RAMPA

Na operação por taxa de rampa (*Ramp rate* – RR) o acionamento do sistema de armazenamento energético é regulado a partir da variação do percentual de potência solicitada pela rede durante um intervalo de tempo específico. Dessa maneira, quando a variação de potência solicitada pelo sistema estiver acima ou abaixo de um determinado percentual, a bateria será acionada para recarregar, absorvendo potência da rede (no caso de a variação de potência atual estiver com um percentual menor que o valor médio do sistema), ou descarregar, fornecendo potência para a rede (quando a variação de potência atual estiver com um percentual acima do valor médio do sistema) (Pinheiro et al., 2021).

Durante o primeiro horário da simulação, esse sistema não terá dois intervalos para realizar a comparação. Dessa forma, durante esse momento o consumo da rede é comparado a um valor fixo de 2MW, representando uma faixa de demanda energética elevada, uma vez que o sistema possui um consumo máximo de 3,7MW. Nesse caso, o valor a ser injetado <sup>8</sup>de potência será calculado pela diferença entre o

---

<sup>8</sup> Nesse caso da taxa de rampa como o SOC inicial da bateria será de 80%, a bateria não irá operar absorvendo potência da rede durante a primeira hora de simulação

consumo apresentado na primeira hora e a faixa de consumo fixa da rede (2MW), sendo limitada pelo DOD.

A expressão matemática que representa esse método de avaliação da operação do sistema encontra-se apresentado nas equações 9, 10, 11 e 12.

$$Se t = 1 e C_{rede}(t) > 2 \text{ MW} \rightarrow SAE fornece energia para a rede \quad (9)$$

$$P_{Injetada}(1) = C_{rede}(1) - 2 \text{ MW}; \text{ limitado pelo DOD} \quad (10)$$

$$Se \left| \frac{C_{rede}(t) - C_{rede}(t-1)}{C_{rede}(t-1)} \right| > \Delta P \rightarrow SAE fornece energia para a rede \quad (11)$$

$$Se \left| \frac{C_{rede}(t) - C_{rede}(t-1)}{C_{rede}(t-1)} \right| \leq \Delta P \rightarrow SAE absorve energia da rede \quad (12)$$

Em que:

$C_{rede}(t)$  – Potência consumida pela rede durante um intervalo

$\Delta P$  – Percentual da variação entre os consumos (adotado 10%)

$P_{Injetada}(1)$  – Potência injetada pelo SAE na primeira hora de simulação

### 3.4.2 SAE OPERANDO COM BASE NO CONTROLE POR SLOTS

No modo de carregamento por *slots* a operação do sistema de armazenamento de energia dar-se-á pela determinação prévia das horas em que ela irá atuar injetando ou absorvendo energia na rede elétrica, objetivando realizar o *peak shaving*<sup>9</sup>. Para as escolhas desses turnos, a curva de carga do sistema (Figura 12) foi avaliada em conjunto com a sua demanda horária em horários em que a UFV não esteja atuando.

A partir desses dados foram definidos os *slots* de operação do sistema de armazenamento de energia. Os *slots* correspondem aos horários em que o sistema se encontra ativo, podendo estar operando fornecendo energia (sendo descarregado) ou recebendo energia (sendo recarregado). O critério de seleção dos horários de atuação do sistema de armazenamento de energia tomou por base os horários, sem a influência do sistema fotovoltaico, que apresentem os maiores e menores consumos consecutivos. Esse sistema de armazenamento energético irá fornecer energia para a rede durante o intervalo de maior consumo, enquanto irá receber energia durante os momentos de baixo demanda energética. Esse processo de operação pode ser representado por meio da equação 13:

---

<sup>9</sup> De acordo com Rizvi et al. (2023), *peak shaving* é uma estratégia do uso de energia que objetiva reduzir a demanda de energia em horários de pico e deslocar para horários fora de pico.

$$SB(t) = \begin{cases} \text{Se } t \in H_{D+} \text{ opera em descarga} \\ \text{Se } t \in H_{D-} \text{ opera em carga} \\ \text{Desligada para os demais casos} \end{cases} \quad (13)$$

Em que:

$SB(t)$  = Comportamento do SAE

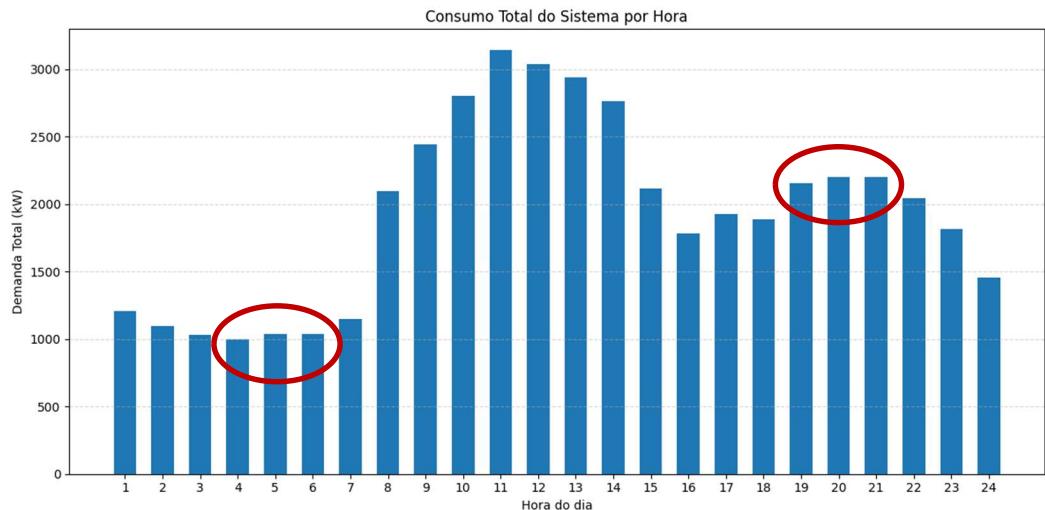
$t$  = tempo de simulação

$H_{D+}$  = Horário de maior demanda da rede

$H_{D-}$  = Horário de menor demanda da rede

Fazendo uso do critério de seleção horário da equação 13, os horários em que o sistema irá dispor do uso do SAE para injeção ou absorção de energia, encontram-se apresentados na Figura 13.

Figura 13 – Representação dos momentos de atuação do SAE quando controlado por *slots*.



Fonte: Autor.

Conforme pode ser observado no quadro 2, os horários escolhidos para o SAE atuar sendo recarregada (absorvendo energia da rede) e descarregado (fornecendo energia para a rede) correspondem, respectivamente ao conjunto de horas [4,5,6] e [19,20,21].

Quadro 2 - Definição dos períodos de carga e geração do sistema.

Tipo de operação	Horários
Carga (absorvendo energia da rede)	4h; 5h ;6h
Gerador (Fornecendo energia para a rede)	19h; 20h; 21h

Fonte: Autor.

### 3.5 CRITÉRIOS PARA ATUAÇÃO DO SAE

Os métodos de acionamento do SAE mencionados acima asseguram seu momento para atuar em carga ou descarga, mas o valor a ser injetado ou absorvido é definido a partir dos seguintes fatores:

- Diferença entre o valor obtido da diferença do consumo entre duas horas consecutivas;
- Valor máximo e mínimo do SOC da bateria,  $SOC_{máximo}$  e  $SOC_{mínimo}$

Inicialmente será calculada a diferença entre o consumo atual da rede ( $C_{rede}(t)$ ) e o consumo da hora anterior ( $C_{rede}(t - 1)$ ). O resultado absoluto dessa expressão será o valor a ser injetado ou absorvido pelo sistema, estando ela limitada pela sua margem de operação ( $SOC_{máximo}$  e  $SOC_{mínimo}$ ). O processo pode ser resumido pelas expressões 14, 15 e 16.

$$Valor_{injetado,consumido} = |C_{rede}(t) - C_{rede}(t - 1)| \quad (14)$$

$$P_{consumida} = Valor_{injetado,consumido}; \text{ limitado a } SOC_{máximo} \text{ para recarga} \quad (15)$$

$$P_{Injetada} = Valor_{injetado,consumido}; \text{ limitado a } SOC_{mínimo} \text{ para descarga} \quad (16)$$

### 3.6 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES

Durante o uso do sistema de 33 barras em conjunto com os RED, procurou-se avaliar a efetividade da inserção dessas tecnologias para melhoria do sistema de distribuição. Alguns dos principais parâmetros que podem ser observados visando esse objetivo são minimização de perdas ativas no sistema, maior linearidade do perfil de tensão, valores mais adequados do fator de potência.

Neste trabalho, em consoante ao mencionado no início deste capítulo, a melhoria do sistema foi realizada a dois critérios: O índice de desempenho de perdas, IDP, *Relative Losses Performance Index*, e o índice normalizado de desvio de tensão INDT, *Normalized Voltage Deviation Index*. Os métodos foram descritos nas subseções constantes desta seção.

#### 3.6.1 ÍNDICE DE DESEMPENHO DE PERDAS, IDP

Segundo Moreira (2024), o índice de desempenho de perdas (IDP) pode ser entendido como uma ferramenta de avaliação do comportamento de redes de distribuição ao longo de seu funcionamento. Ainda de acordo com o Moreira (2024), o

IDP é obtido pela razão entre as perdas acumuladas pela rede durante um intervalo prefixado de tempo e um valor de referência das perdas.

$$IDP = \frac{P_{Rede}(t)}{P_{base}(t)} \quad (17)$$

Em que:

$P_{Rede}(t)$  – Perdas acumuladas pela rede durante a última hora, sob uma topologia específica.

$P_{base}(t)$  – Valor das perdas do sistema para a última hora, sob a topologia de referência.

### 3.6.2 ÍNDICE NORMALIZADO DE DESVIO DE TENSÃO, INDT

O índice normalizado de desvio de tensão (INDT) é calculado pela equação 18, nela compara-se o valor das tensões dos barramentos a um valor de referência. Quanto mais próximas as tensões dos barramentos estiverem desse valor de referência, melhor será o índice, indicando que as tensões estão sendo mantidas dentro de uma faixa adequada (Moreira, 2024).

$$INDT(t) = \sum_{b=1}^{N_b} \left( \frac{V_b^{RED}(t) - 1}{V_o(t) - 1} \right)^2 \quad (18)$$

A relação acima é válida para todos os barramentos presentes no sistema, as variáveis presentes são:

$V_b^{RED}(t)$  – Tensão para a hora "t" em um barramento após a inserção dos recursos energéticos

$V_o(t)$  – Valor base da tensão do sistema no mesmo barramento para a hora "t"

### 3.6.3 FUNÇÃO OBJETIVO

A partir das funções de desempenho de perdas e tensão foram realizadas as funções objetivo desta dissertação. A primeira função objetivo consiste na média das perdas calculadas pelo IDP ao longo das 24 horas, ao passo que a segunda relação é obtida por meio de uma ponderação entre os dois métodos supracitados. Logo, as funções objetivo podem ser apresentadas como nas expressões 19 e 20.

$$FO1 = \frac{1}{24} \sum_{t=1}^{24} IDP(t) \quad (19)$$

$$FO2 = P_1(IDP) + P_2(INDT) \quad (20)$$

As variáveis utilizadas na simulação. Por último é apresentado o procedimento de operação referente ao funcionamento do dispositivo de armazenamento de energia (bateria), explicando o que se espera de sua contribuição no sistema.

## 4 RESULTADO DAS SIMULAÇÕES

Este capítulo apresenta os resultados e as avaliações para cada um dos cenários simulados, cada um deles sendo implementados com o intuito de fornecer informações relevantes para a avaliação do impacto dos RED no processo de reconfiguração de uma rede e nos parâmetros de qualidade de energia.

A elaboração do ambiente de simulação foi realizada de forma sistemática, tendo seu início na escolha do perfil de carga. Foram considerados dois perfis, carga fixa e carga variável ao longo da simulação. A partir da distinção entre os perfis de carga foi montado o ambiente de simulação, no software OpenDSS. Ao todo foram realizados seis casos descritos no quadro 3.

Quadro 3 - Modos de composição das simulações realizadas.

Tipo de carga	
Carga Fixa	Carga Variável
IEEE 33 BARRAS	IEEE 33 BARRAS
IEEE 33 BARRAS + USINA FOTOVOLTAICA	IEEE 33 BARRAS + USINA FOTOVOLTAICA
	IEEE 33 BARRAS + USINA FOTOVOLTAICA + SAE (MODO DE OPERAÇÃO POR TAXA DE RAMPA)
	IEEE 33 BARRAS + USINA FOTOVOLTAICA + SAE (MODO DE OPERAÇÃO POR SLOTS)

Fonte: Autor.

Durante a simulação, diversas possibilidades de chaveamento são testadas e avaliadas conforme os parâmetros de corrente e tensão descritos na metodologia. Os resultados que estiverem dentro dos intervalos esperados, farão parte das soluções possíveis. Ademais, haverá uma que poderá ser dita como a melhor, para fazer essa seleção, todos os casos possíveis são avaliados em termos de dois parâmetros, IDP e INDT, explicados na seção 3.6, e o melhor dentre eles será apresentado junto aos demais dados obtidos para cada cenário simulado.

#### 4.1 COMPARAÇÃO RESULTADOS PARA CARGA CONSTANTE E CARGA VARIÁVEL

Ao comparar os resultados da simulação que possuem carga constante com carga variável torna-se possível perceber a influência da ação das fontes renováveis no processo de reconfiguração da rede e nos parâmetros de qualidade do sistema.

No primeiro caso, do sistema sem nenhum tipo de tecnologia adjacente para auxílio no seu funcionamento, percebe-se que em carga constante o sistema apresenta sempre o mesmo número de soluções possíveis e perdas horárias (Figuras 14 e 15, respectivamente), uma vez que ele terá sempre a mesma exigência das cargas que o compõem. Já no caso de carga variável, a variação de consumo da rede promove um comportamento mais próximo do cenário real, proporcionando uma avaliação mais precisa do uso dos recursos energéticos distribuídos em uma rede elétrica.

#### 4.2 RESULTADOS COM CARGA FIXA

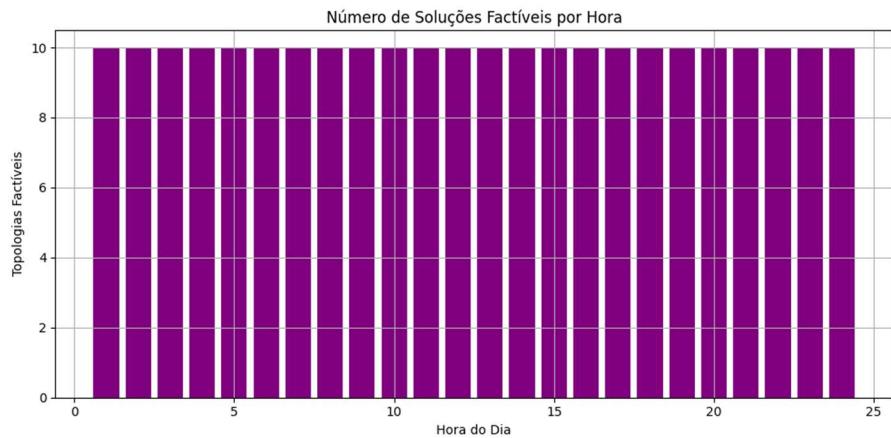
Os resultados são obtidos a partir das simulações dos sistemas para a carga apresentando um perfil fixo durante o horizonte de simulação. Isso significa que seu valor permanecerá constante, de acordo com a tabela 19, apresentada no apêndice.

##### 4.2.1 RESULTADO DA SIMULAÇÃO PADRÃO

Nesta configuração a rede possui o mesmo consumo ao longo de todo o período de simulação, e dessa forma mantém constantes o número de soluções viáveis e perdas, em 10 soluções e 138,42kW, respectivamente. Portanto, a demanda energética do sistema e sua resposta para essa configuração permanecem inalteradas.

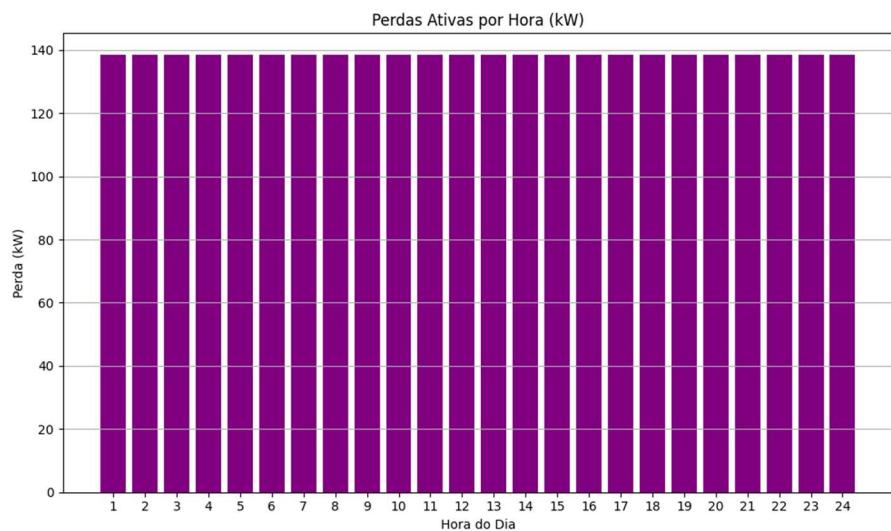
A melhor configuração de chaveamento para essa composição do sistema está expressa na tabela 6. Nela observa-se que para a função objetivo 1, a melhor sequência de chaveamento foi composta pelos disjuntores 7,9,14,32 e 28, enquanto para a segunda função objetivo, que se utiliza uma combinação entre o IDP e o INDT, a solução encontrada diferencia-se da primeira função objetivo pela substituição do disjuntor 14 pelo 13, resultando nos seguintes disjuntores acionados: 7,9,13,32 e 28.

Figura 14 - Número de soluções para o sistema de 33 barras, sem UFV e sem SAE.  
Carga fixa.



Fonte: Autor.

Figura 15 - Perdas para o sistema de 33 barras, sem UFV e sem SAE. Carga Fixa.



Fonte: Autor.

As melhores topologias para cada uma das funções objetivo estão apresentadas na tabela 6.

Tabela 6 - Melhor topologia para o sistema.

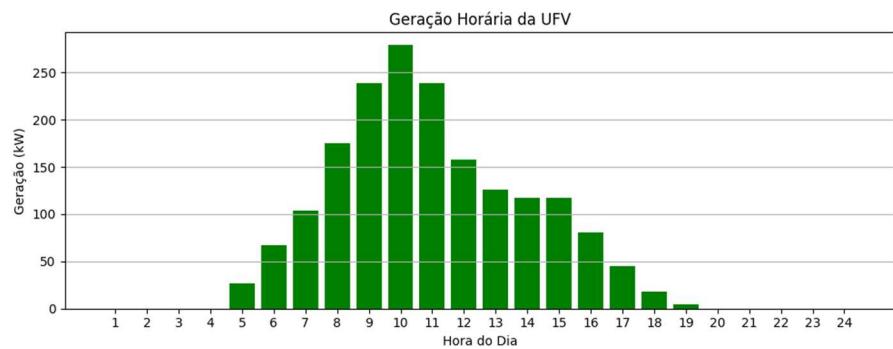
Tipo de avaliação	Chaves abertas	Resultado
F01: IDP	(7,9,14,32,28)	0,0007451
F02: IDP+INDT (Ponderado)	(7,9,13,32,28)	73,9844

Fonte: O autor.

#### 4.2.2 RESULTADO DA SIMULAÇÃO 33 BARRAS E UFV

Os resultados para o sistema atuando com valores fixos de carga para todo o horizonte de simulação e dispondo da geração energética do módulo fotovoltaico estão apresentados nas Figuras 16,17 e 18 e na tabela 7. Nesses resultados pode-se observar o impacto positiva da geração solar na melhora da operação da rede elétrica.

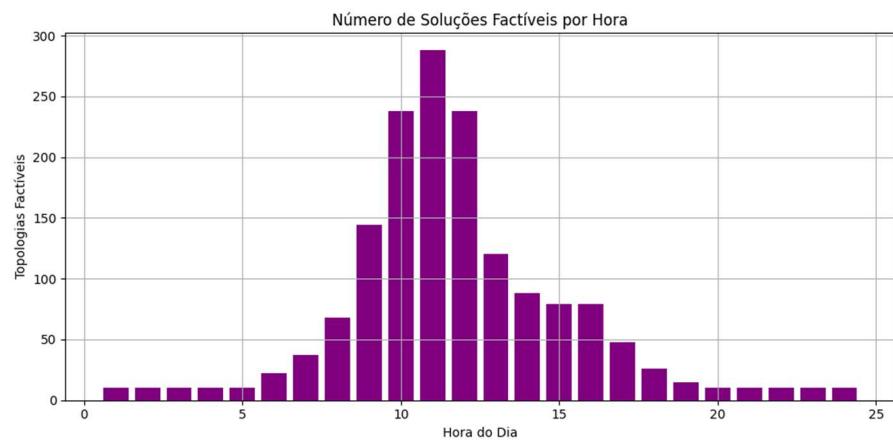
Figura 16 - Geração Fotovoltaica do Sistema.



Fonte: Autor.

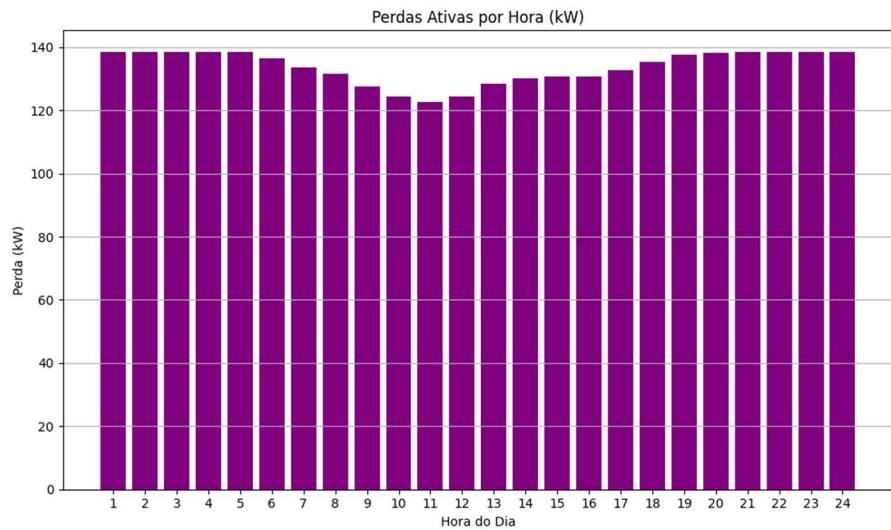
Figura 17 - Número de soluções para o sistema de 33 barras, UFV e sem SAE.

Carga Fixa.



Fonte: Autor.

Figura 18 - Perdas para o sistema de 33 barras, com UFV e sem SAE. Carga Fixa.



Fonte: Autor.

As melhores topologias, para as soluções encontradas durante a simulação, estão apresentadas na tabela 7.

Tabela 7 - Melhor topologia para o sistema.

Tipo de avaliação	Chaves abertas	Resultado
F01: IDP	(7,9,14,32,28)	0,0007199
F02: IDP+INDT (Ponderado)	(7,9,13,32,28)	67,25667

Fonte: Autor.

Na Figura 17, o uso de energia solar trouxe um aumento no número de soluções para o caso de carga fixa, com a curva do número de soluções assumindo um formato similar ao da curva de geração fotovoltaica (Figura 16).

O número de soluções e perdas no momento de atuação da energia solar, para o cenário atual, encontra-se exibido na tabela 8. A partir dos dados apresentados percebe-se que a utilização da usina fotovoltaica provou ser uma alternativa válida no aumento do número de soluções do sistema e na redução das perdas durante o seu funcionamento.

**Tabela 8 - Número de soluções e perdas para carga fixa nos momentos de maior atividade da geração solar.**

Hora	Quantidade de soluções viáveis	Perda (kW)
8h	68	131,51
9h	144	127,46
10h	238	124,47
11h	288	122,81
12h	238	124,46
13h	120	128,41
14h	88	130,16
15h	79	130,69

Fonte: Autor.

Ao comparar os resultados do sistema operando com e sem o uso da UFV percebe-se um impacto ainda maior do aumento do número de soluções e da redução dos valores de perdas após a inclusão do sistema fotovoltaico à rede elétrica em simulação. Conforme pode ser observado, o uso desta fonte no sistema foi capaz de apresentar um aumento do número de soluções para 288 e reduzir suas perdas para até 122,81kW, conforme apresentado na tabela 8.

De acordo com a tabela 7 a melhor configuração do sistema para as funções objetivos apresentadas foram, para a função objetivo 1, as chaves 7,9,14,32 e 28, e para a segunda função objetivo, as seguintes chaves: 7,9,13,32 e 28.

#### 4.3 RESULTADOS COM CARGA VARIÁVEL

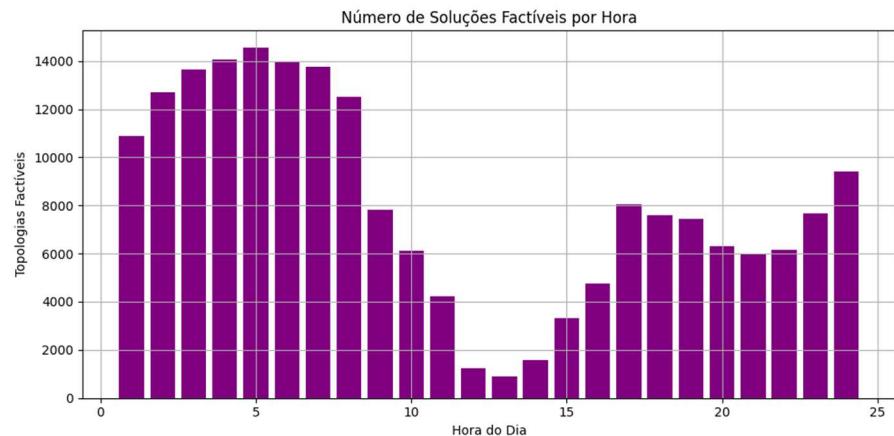
Os resultados foram obtidos a partir das simulações dos sistemas para a carga apresentando um perfil dinâmico durante o dia. Isso significa que seu valor sofrerá alterações de acordo com o perfil de carga a qual a barra estará associada. Os perfis de carga de cada barra, bem como os respectivos valores horários, estão apresentados nas próximas seções.

##### 4.3.1 RESULTADO DA SIMULAÇÃO PADRÃO

As Figuras 19 e 20, e as tabelas 9,10 e 11 apresentam os resultados para a rede composta por uma carga com valores dinâmicos ao longo da simulação. Os

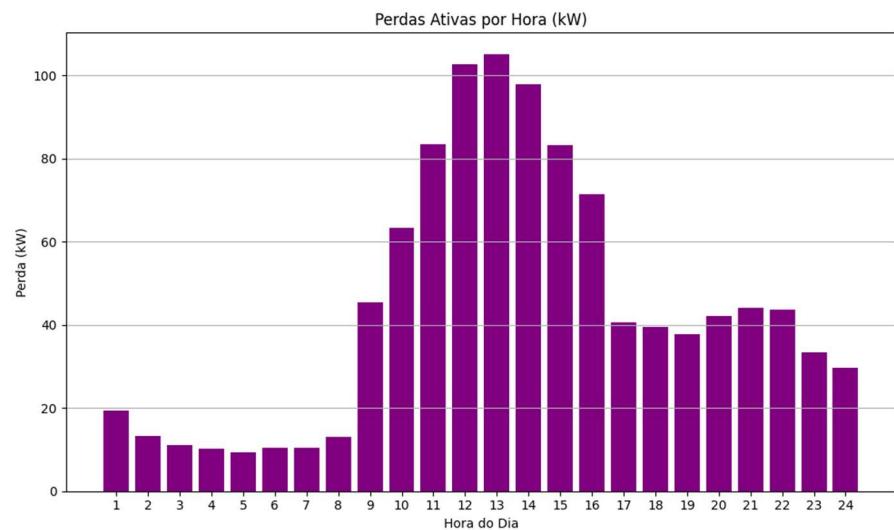
resultados demonstram que a redução do consumo do sistema contribui para uma melhora no número de soluções e na redução de perdas da rede.

Figura 19 - Número de soluções para o sistema operando com carga variável.



Fonte: Autor.

Figura 20 - Perdas do sistema. Sistema de 33 barras, sem UFV e sem SAE. Carga variável.



Fonte: Autor.

As melhores topologias para cada uma das funções objetivo apresentadas na seção 3.6.3 estão indicadas na tabela 9.

Tabela 9 - Melhor topologia para o sistema.

Tipo de avaliação	Chaves abertas	Resultado
F01: IDP	(7,9,14,32,37)	0,0001624
F02: IDP+INDT (Ponderado)	(7,10,14,36,37)	127,2325

Fonte: Autor.

Para esse cenário, onde o sistema é composto por 33 barras, funcionando e com cargas dinâmicas, já é possível perceber o impacto da mudança na exigência da carga na quantidade de soluções do sistema, uma vez que, ao possuir uma demanda variável com horários de demanda energética menor, é verificado um aumento no número de soluções e uma redução na quantidade de perda. Esse fenômeno pode ser observado principalmente durante as primeiras horas do dia, as quais possuem valores baixos de demanda energética, resultando em maiores soluções possíveis e menores valores de perda. À medida que a carga aumenta, o número de soluções diminui e as perdas do sistema aumentam, isso pode ser observado no gráfico de soluções factíveis, Figura 19, e nas perdas do sistema, Figura 20.

**Tabela 10 - Quantidade de soluções viáveis e perdas para carga variável nos horários de menor demanda, na condição do sistema sem RED.**

Hora	Quantidade de soluções viáveis	Perda (kW)
2h	12697	13,23
3h	13631	11,07
4h	14057	10,20
5h	14551	9,44
6h	13930	10,33
7h	13767	10,51
8h	12495	13,02
9h	7805	45,41

Fonte: Autor.

**Tabela 11 - Quantidade de soluções viáveis e perdas para carga variável nos horários de maior demanda, na condição do sistema sem RED.**

Hora	Quantidade de soluções viáveis	Perda (kW)
11h	4208	83,24
12h	1225	102,54
13h	892	104,96
14h	1590	97,72
15h	3322	83,50

Fonte: Autor.

A tabela 9 exibe os melhores resultados de acordo com as duas funções objetivos. Para o primeiro caso, o chaveamento que obteve o melhor resultado foi composto pelas chaves 7,9,14,32,37. No segundo caso, o chaveamento das chaves 7,10,14,36,37 foi a melhor solução.

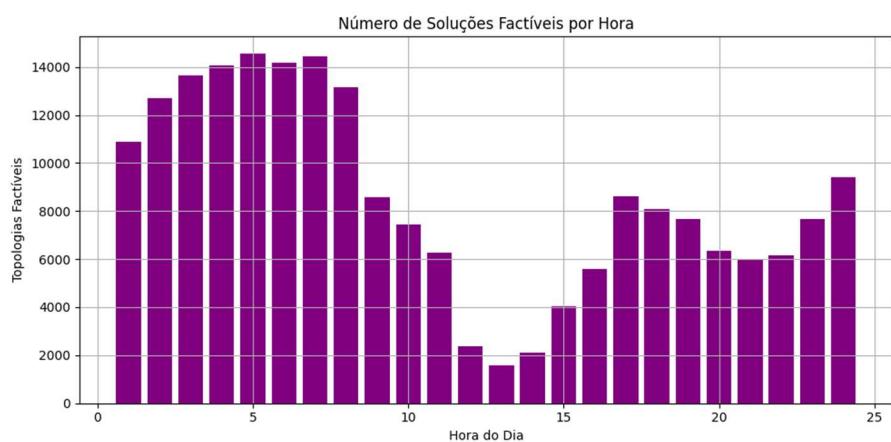
A diminuição da demanda no sistema implica em um aumento na quantidade de soluções possíveis e na redução das perdas no sistema. Da mesma forma, o aumento da oferta de geração tem potencial para contribuir positivamente com o número de casos aceitos em termos de parâmetros de tensão e corrente além de reduzir as perdas presentes no sistema (tabela 10 e tabela 11).

#### 4.3.2 RESULTADO DA SIMULAÇÃO 33 BARRAS E UFV

A inserção de fontes renováveis neste sistema traz a expectativa em um crescimento do número de soluções factíveis, além de uma redução nas perdas presentes no sistema. As Figuras 16, 21, 22 e a tabela 12 representam a participação da energia solar para o respectivo caso (carga variável). Nesse caso da carga variável a inserção de fotovoltaica apresenta uma melhora nos índices durante o tempo em que se encontra ativa no sistema. As tabelas 13 e 14 resumem a atuação do sistema possuindo uma usina fotovoltaica para ambas as composições de carga.

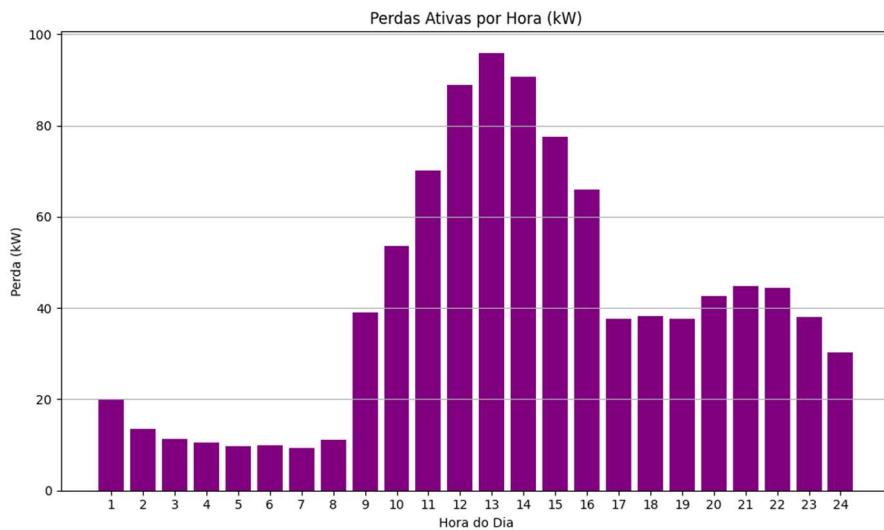
Figura 21 - Número de soluções para o sistema de 33 barras e usina fotovoltaica.

Operando com carga variável.



Fonte: Autor.

Figura 22 - Gráfico das perdas do sistema. Sistema de 33 barras e usina fotovoltaica. Carga variável.



Fonte: Autor.

As melhores topologias para esse modelo estão apresentadas na tabela 12.

Tabela 12 - Melhor topologia para o sistema.

Tipo de avaliação	Chaves abertas	Resultado
F01: IDP	(7,9,13,32,37)	0,00015113
F02: IDP+INDT (Ponderado)	(7,10,14,36,37)	104,2668

Fonte: Autor.

Tabela 13 - Quantidade de soluções viáveis e perdas para carga variável no momento de maior atividade da geração solar.

Hora	Quantidade de soluções viáveis	Perda (kW)
8h	13157	11,04
9h	8564	39,13
10h	7446	53,60
11h	6270	70,11
12h	2386	88,91
13h	1584	95,83
14h	2115	90,79
15h	4036	77,59

Fonte: Autor.

A utilização da usina fotovoltaica mostrou ser uma alternativa válida no aumento do número de soluções presentes no sistema e na redução das perdas durante o seu funcionamento.

Em se tratando dos perfis variáveis de carga, essa mesma tendência pode ser observada, com o sistema apresentando um aumento do número de casos dentro da faixa adequada de tensão e corrente, podendo atingir, durante o intervalo de atuação do sistema fotovoltaico, até 13157 soluções e reduzindo as perdas para valores próximos de 11,04 kW, tabela 13.

No caso do sistema operando com carga variável e sem a presença da UFV, para o mesmo intervalo de tempo correspondente à janela de atuação da energia solar, o melhor comportamento do sistema foi observado também às 8h, com ele possuindo até 12495 soluções e apresentando perdas de 13,02 kW. Todavia, esse valor ainda se mostra abaixo do mesmo caso para o sistema possuindo a UFV em sua composição.

As melhores soluções para essa composição do sistema, de acordo com a tabela 12, foram, para função objetivo 1 a sequência dada por 7,9,13,32,37. Já para a função objetivo 2, a sequência foi 7,10,14,36,37.

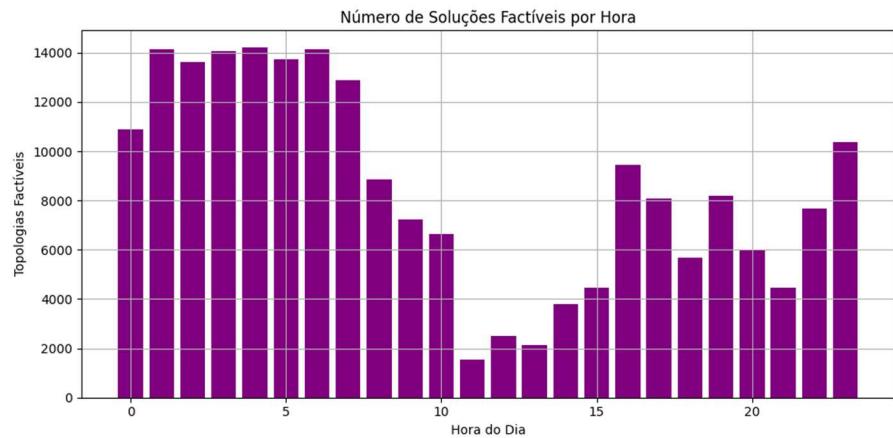
A inserção da usina fotovoltaica mostrou-se eficaz na melhora dos padrões da rede e no aumento do número de soluções viáveis em termos dos parâmetros fixados de qualidade de energia. O próximo passo consiste na integração da unidade de armazenamento de energia, no sistema e, consequentemente, avaliar o seu impacto nos mesmos padrões.

Em virtude do SAE necessitar de um método de controle para o seu funcionamento e os métodos aplicados nesta dissertação necessitaram de uma variação de carga da rede para que o seu sistema de controle funcione, o SAE só pode ser aplicado para cargas variáveis.

#### 4.3.3 RESULTADO DA SIMULAÇÃO (33 BARRAS), UFV E SAE (MODO DE OPERAÇÃO: TAXA DE RAMPA)

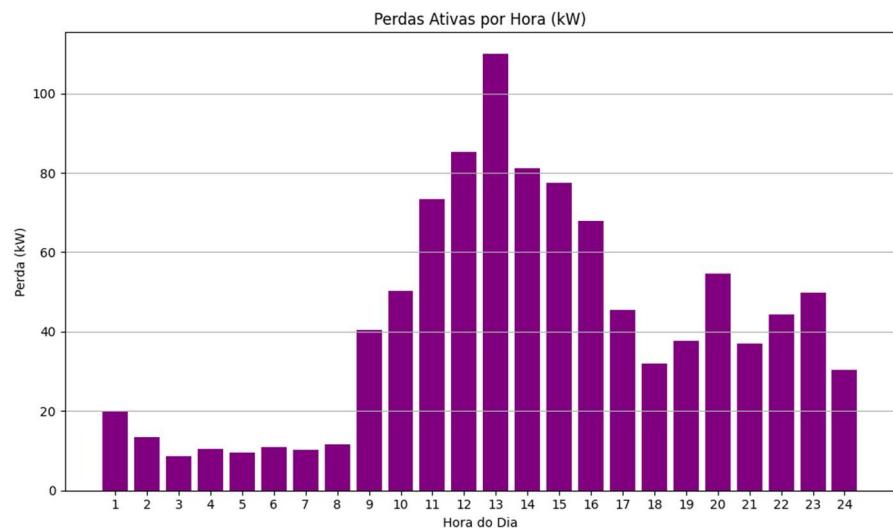
Nessa configuração o SAE apresenta diferentes momentos em que irá como carga ou gerador, tendo maior flexibilidade para impactar o sistema em diferentes turnos. Os momentos de atuação como carga e gerador e os seus valores de recombinações possíveis e perdas, encontram-se apresentados na tabela 15.

Figura 23 - Número de soluções para o sistema de 33 barras, usina fotovoltaica e SAE (operação por taxa de rampa).



Fonte: Autor.

Figura 24 - Gráfico das perdas do sistema. Sistema de 33 barras e usina fotovoltaica e SAE (modo de operação por taxa de rampa).



Fonte: Autor.

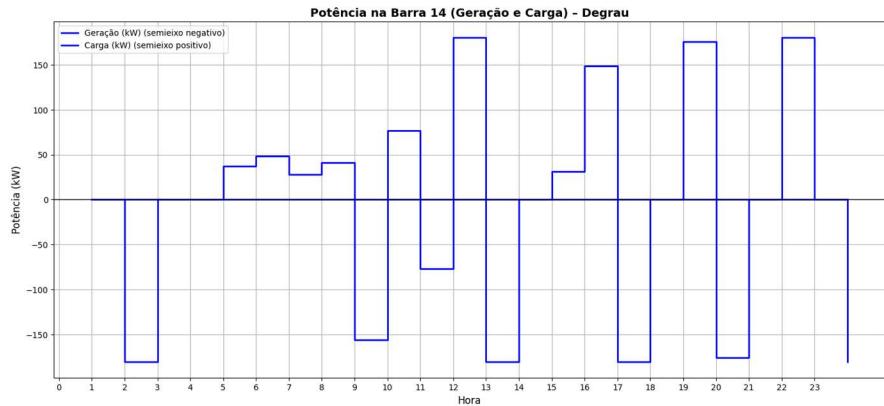
As melhores topologias para cada uma das funções objetivo apresentadas em 3.6.3 estão indicadas na tabela 14.

Tabela 14 - Melhor topologia para o sistema.

Tipo de avaliação	Chaves abertas	Resultado
F01: IDP	(7,9,13,32,37)	0,001537
F02: IDP+INDT (Ponderado)	(7,10,14,36,37)	106,10

Fonte: Autor.

Figura 25 - Comportamento do SAE presente na barra 14. Controle por taxa de rampa.



Fonte: Autor.

Essa configuração forneceu os melhores resultados dentre todas as configurações analisadas durante o seu funcionamento como gerador, para todas as respectivas faixas de horário nesse modo de operação. Em momentos de baixa demanda energética da rede sua contribuição conseguiu elevar os números de soluções factíveis para 14151 casos, os demais casos possuindo 12697 soluções, demonstrando a melhora dos índices de qualidade a partir do funcionamento do SAE.

Outro momento no qual pôde-se verificar o impacto positivo do SAE no sistema, ainda no funcionamento como gerador, ocorre às 13h, nesse momento de alta demanda do sistema, o número de soluções possui uma queda significativa entre todos os métodos.

Entretanto, o sistema de armazenamento de energia sendo controlado por taxa de rampa aliada à usina fotovoltaica mostraram-se capazes de fornecer a melhor alternativa para o funcionamento contínuo da rede, com 2485 casos possíveis, enquanto os demais sistemas não foram capazes de prover uma alternativa próxima, possuindo 1584 casos factíveis.

O maior consumo do sistema operando neste modo ocorre às 12h, possuindo 1542 soluções adequadas nesse momento. Em comparação com os demais cenários de carga variável esse valor representa uma queda no número de soluções do sistema, uma vez que, esse caso é o único dentre os casos com variação de carga que possui carregamento às 12h.

Tabela 15 - Quantidade de soluções e perdas para o sistema atuando como gerador e carga na configuração composta pela usina fotovoltaica e SAE (controle por taxa de rampa).

Modo de operação	Hora	Quantidade de soluções viáveis	Perda (kW)
Gerador	2h	14151	13,48
	9h	8867	40,52
	13h	2485	109,90
	17h	9442	45,47
	20h	8191	54,66
	24h	10353	30,30
Carga	5h	14210	9,65
	6h	13719	10,85
	7h	14138	10,30
	8h	12891	11,52
	12h	1542	85,22
	15h	3802	77,60
	16h	4445	67,80
	19h	5681	37,60
	22h	4456	44,35

Fonte: Autor.

Nos demais intervalos o sistema possui uma queda esperada em virtude de seu modo de operação, podendo ainda destacar o baixo impacto desse processo nas primeiras horas do dia, as quais, embora possuam uma queda no número de soluções não as distanciam dos resultados apresentados para as demais simulações realizadas. A configuração de chaveamento ideal para este arranjo do sistema está apresentada na tabela 14, nela para a primeira função objetivo, composta apenas pelo IDP, a melhor sequência foi dada com a seguinte composição 7,9,13,32,37. No caso da segunda função objetivo, a qual é calculada a partir de uma ponderação entre IDP e INDT, a melhor sequência correspondeu à composição 7,10,14,36,37.

Os resultados apresentados pelo sistema composto pela usina fotovoltaica e o SAE atuando por meio da taxa de rampa, demonstraram sua eficiência na otimização da rede, apesar das oscilações presentes nos processos de recarga.

Embora o número de soluções tenha apresentado uma queda nos momentos de operação como carga, sua diminuição não representou um impacto significativo

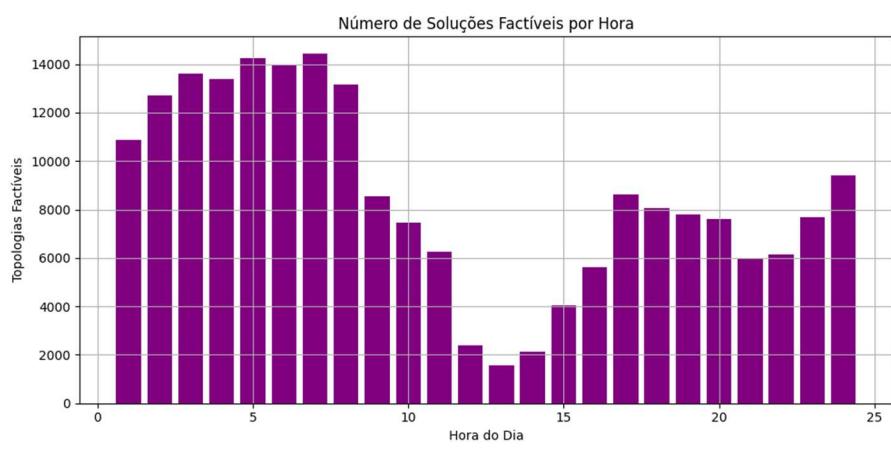
nas possíveis reconfigurações do sistema. Portanto, esse método não apenas demonstra a efetividade do sistema de armazenamento de energia para operar aumentando o número de soluções do sistema, como representa uma estratégia de controle promissora para uma maior estabilidade do sistema.

#### 4.3.4 RESULTADO DA SIMULAÇÃO (33 BARRAS), UFV E SAE (MODO DE OPERAÇÃO: CONTROLE POR SLOTS)

Inicialmente, a escolha dos respectivos intervalos para carga e geração apresenta pontos positivos e outros menos interessantes. Ao direcionar o carregamento da bateria para horários de baixa demanda energética por parte da rede, certifica-se que a bateria possa ser carregada no horário com menor impacto na rede, tornando sua exigência para a rede a menor possível.

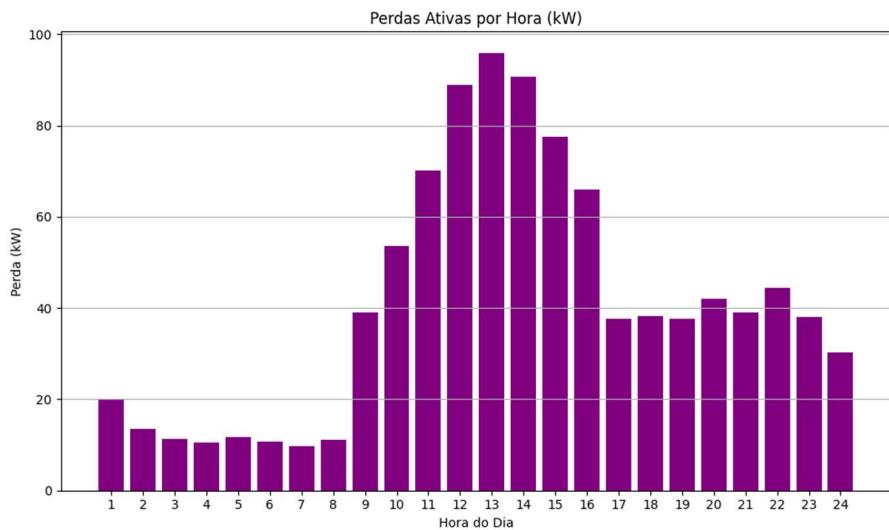
Entretanto, os horários de operação como gerador se por um lado asseguram o funcionamento na maior demanda de carga do sistema, por outro impossibilitam a atuação da bateria em conjunto com o gerador fotovoltaico, o que proporcionaria, em teoria, os melhores valores de casos possíveis e redução de perdas para a rede. Esse caso da operação simultânea poderá ser observado na seção 4.3.3, em que a bateria será controlada por meio da taxa de rampa.

Figura 26 - Número de soluções para o sistema de 33 barras, usina fotovoltaica e SAE (operação por *slots*).



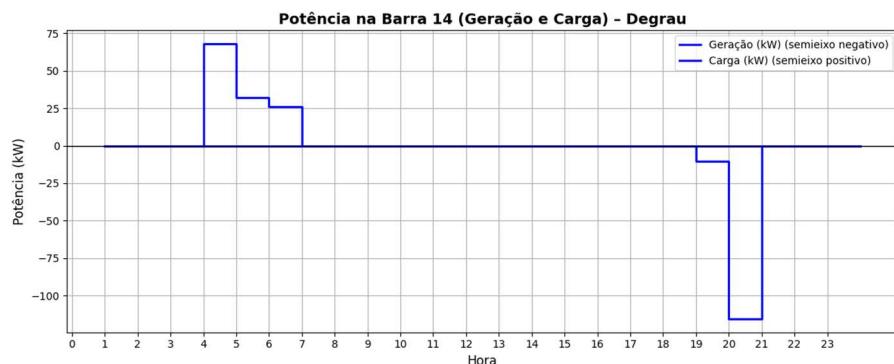
Fonte: Autor.

Figura 27 - Gráfico das perdas do sistema. Sistema de 33 barras, usina fotovoltaica e SAE (modo de operação por *slots*).



Fonte: Autor.

Figura 28 - Comportamento do SAE presente na barra 14. Controle por *slots* de carga e descarga.



Fonte: Autor.

As topologias que apresentaram o resultado mais equilibrado para este caso, foram:

Tabela 16 - Melhor topologia para o sistema.

Tipo de avaliação	Chaves abertas	Resultado
F01: IDP	(7,9,13,32,37)	0,001508
F02: IDP+INDT (Ponderado)	(7,10,14,36,37)	103,68

Fonte: Autor

No modo de controle por *slots* de carga e descarga, o SAE teve sua ativação e desativação em turnos determinados previamente. O método de escolha desses horários e a respectiva configuração desse caso encontra-se explicitado na seção 3.4.3. Ainda nessa seção, na tabela 17 encontram-se os horários programados para a atuação da bateria no processo de descarga (injetando energia na rede) e carga (recebendo energia da rede) além dos números de soluções possíveis e perdas para cada hora.

Tabela 17 - Quantidade de soluções viáveis e perdas para o sistema composto de 33 barras com usina fotovoltaica e SAE (Controle por *slots*).

Modo de operação	Hora	Quantidade de soluções viáveis	Perda (kW)
Carga	4h	13383	10,43
	5h	14244	11,67
	6h	13942	10,72
Gerador	19h	7788	37,60
	20h	7590	42,02
	21h	6000	39,10

Fonte: Autor.

Ao operar como carga o SAE, por ser alocado para um intervalo com baixa demanda energética da rede, apresenta pouco impacto de seu processo de recarga no número de casos aceitáveis dentro dos padrões de qualidade e na redução de perdas. Para esses mesmos intervalos de horas, os números de recombinações possíveis e as perdas do sistema para os demais casos estão indicados na tabela 18.

Durante os horários reservados para o intervalo de carregamento no método de controle por *slots*, o sistema apresenta uma diminuição muito pequena no número de soluções quando comparada com o caso base (sistema de 33 barras sem a presença de usina fotovoltaica e sem SAE). A maior discrepância ocorre às 4h, momento em que a bateria exige mais potência da rede (tabela 18) consequentemente sistema por *slots* possui o pior desempenho dentre os casos com carga variável, tendo 674 soluções a menos que os demais. Entretanto, por se tratar de um horário com baixa demanda energética do sistema o impacto no processo de reconfiguração e nas perdas do sistema foi reduzido, mantendo um valor aceitável e sem prejudicar o funcionamento da rede.

**Tabela 18 - Quantidade de soluções viáveis e perdas para as demais composições de sistemas.**

Modo	Hora	Quantidade de soluções viáveis	Perda (kW)
33 Barras (Carga Fixa)	4h	10	138,42
	5h	10	138,42
	6h	10	138,42
	19h	10	138,42
	20h	10	138,42
	21h	10	138,42
33 Barras + UFV (Carga Fixa)	4h	10	138,42
	5h	10	138,42
	6h	22	136,49
	19h	15	137,11
	20h	10	138,09
	21h	10	138,42
33 Barras (Carga variável)	4h	14057	10,20
	5h	14551	9,44
	6h	13930	10,33
	19h	7441	37,76
	20h	6314	42,12
	21h	6000	44,05
33 Barras + UFV (Carga variável)	4h	14057	10,43
	5h	14192	9,65
	6h	14436	9,91
	19h	7664	37,60
	20h	6352	42,58
	21h	6000	44,77
33 Barras + UFV + SAE (Controle por rampa) (Carga variável)	4h	14057	10,43
	5h	14210	9,65
	6h	13719	10,85
	19h	5681	37,60
	20h	8191	54,66
	21h	6000	36,93

Fonte: Autor.

Nos horários em que o SAE está encarregado de injetar energia para a rede, o momento de maior impacto ocorre às 19h (tabela 18).

Nesse caso o número de soluções torna-se o maior dentre todos os casos estudados com 7788 casos possíveis, tendo 124 casos a mais que o segundo melhor sistema para esse horário. As perdas, no entanto, não apresentaram uma redução significativa, mantendo-se semelhante aos demais casos.

Dentre as soluções encontradas para este sistema, aquelas que melhor corresponderam às funções objetivo foram exibidas na tabela 16. Para a primeira função objetivo, a melhor sequência foi composta pelas chaves 7,9,13,32,37. Na segunda função objetivo, a melhor sequência era dada pelas chaves 7,10,14,36,37.

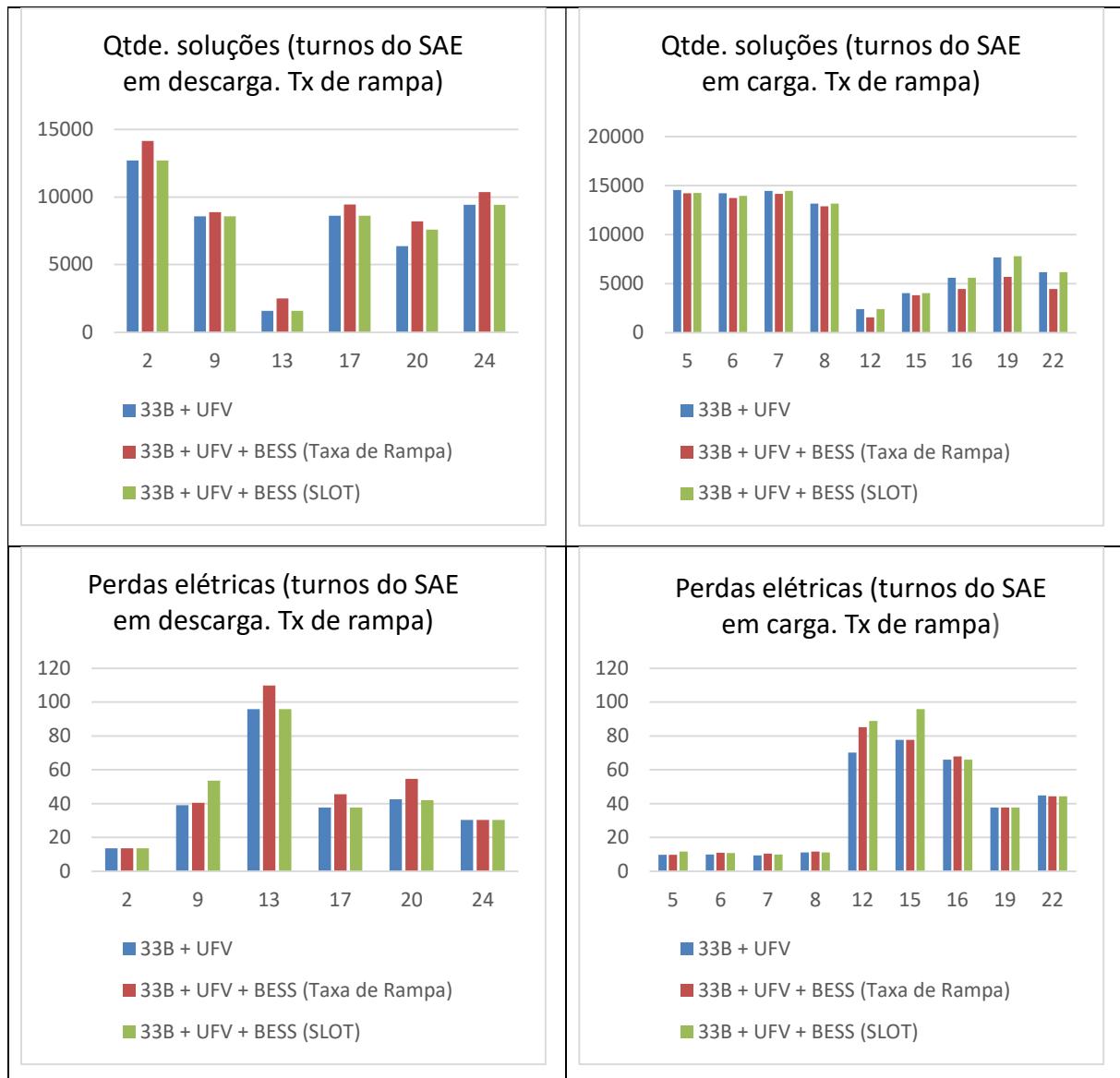
Ao final da análise do sistema composto pela usina fotovoltaica e bateria operando por meio do controle de *slots*, demonstrou que apesar da pequena e esperada diminuição do número de soluções durante seu processo de carregamento, a rede composta pela usina fotovoltaica e a bateria operando por *slots*, se mostraram eficazes na otimização da rede.

Como já mencionado, a redução no número de casos no momento mais crítico de seu carregamento e o desempenho do sistema no processo de injeção de energia na rede, apresentando o maior valor de soluções possíveis dentre todos os casos estudados aprovam o uso combinado da UFV em conjunto ao SAE operando por *slots* para uma melhora do desempenho da operação da rede.

#### 4.3.5 COMPARATIVO DAS PERDAS E NÚMERO DE SOLUÇÕES PARA OS CASOS SIMULADOS

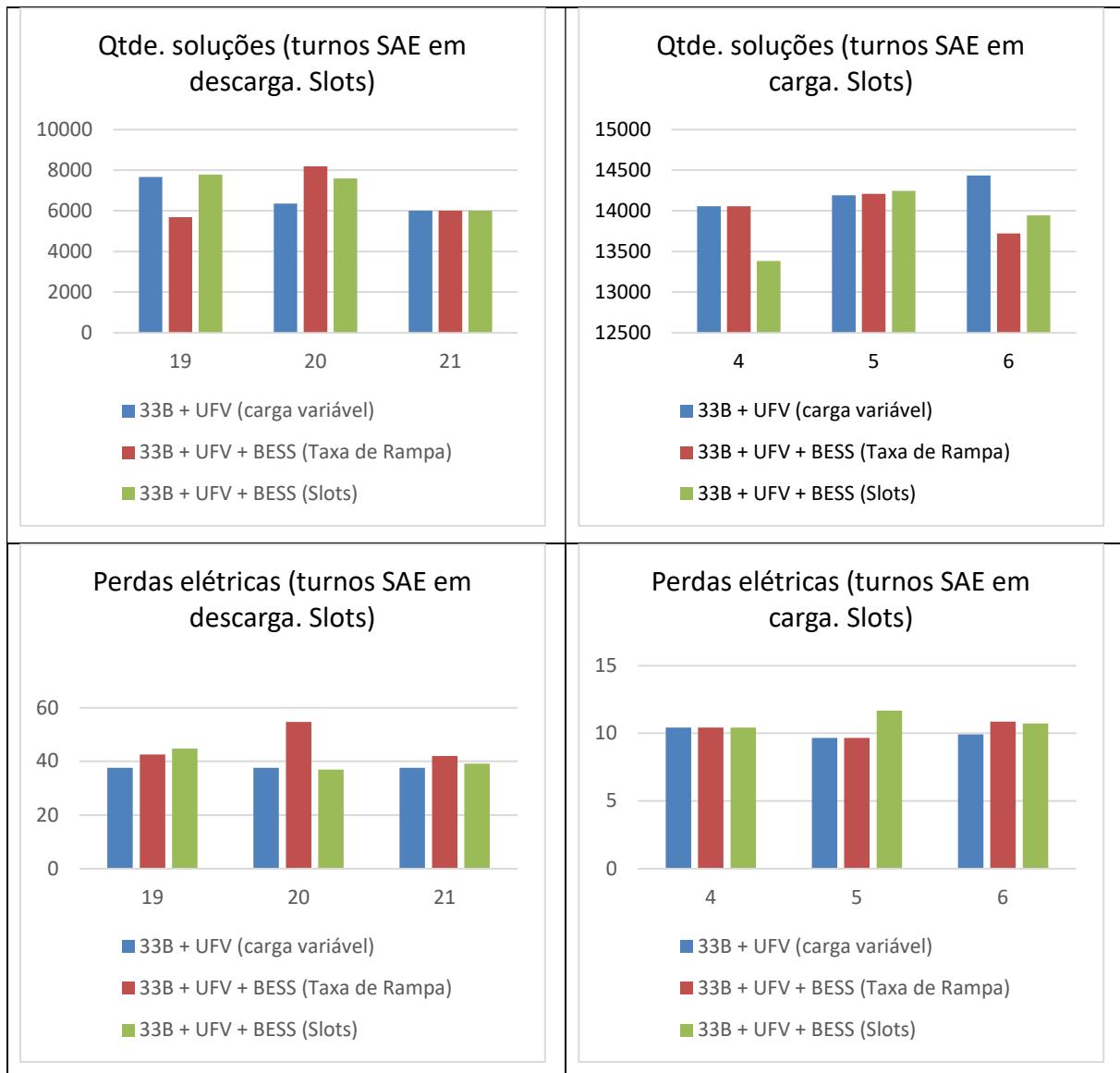
Nesta seção são apresentados os resultados comparativos entre os casos simulados envolvendo a bateria nos dois modos de operação. A Figura 29 envolve a comparação entre os horários de atuação do SAE quando controlado pela taxa de descarga enquanto os resultados quando controladas por slots de descarga e recarga é apresentado na Figura 30.

Figura 29: Comparativo dos resultados para horários do SAE controlado por taxa de rampa



Fonte: O autor.

Figura 30: Comparativo dos resultados para horários do SAE controlado por *slots*



Fonte: O autor.

Durante as operações baseadas em controle por taxa de rampa, a bateria apresentou mais intervalos reservados para recarga ou descarga do que na operação por horários fixos. Na recarga, não se observou uma redução acentuada das soluções do sistema nem elevação das perdas elétricas da rede, mantendo valores próximos aos observados na operação do sistema sem SAE. A descarga da bateria apresentou um aumento no número de soluções quando comparado com a rede sem nenhum SAE.

Na operação por *slots* o impacto sobre o desempenho do sistema foi mais acentuado da operação do sistema, uma vez que ele irá dispor de horários fixos para

atuar, possuindo uma reserva energética inicial maior. Todavia, também ficou claro que a capacidade da bateria foi um limitante para esse modo de operação, uma vez que ela foi completamente esvaziada nas duas primeiras horas de atuação, ficando sem energia disponível para fornecer à rede na última hora programa para operar em descarga.

#### 4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As simulações realizadas neste capítulo atestaram o impacto positivo da inserção dos RED na rede elétrica simulada. A inclusão progressiva dos novos elementos na rede, assim como a alteração de seu comportamento da carga do sistema, contribuiu para uma avaliação mais precisa da contribuição de cada alteração realizada.

Nos casos simulados, pode-se observar que a operação conjunta da energia solar e sistema de armazenamento de energia proporcionou melhorias na qualidade do sistema, reduzindo as suas perdas elétricas presentes e aumentando o número de topologias adequadas de acordo com os critérios estabelecidos para tensão e corrente.

A variação da carga permitiu avaliar o impacto de uma operação mais próxima de valores reais de consumo energético. Ao simular o sistema disposto desse perfil dinâmico de carga somado à composição dos RED consegue-se os melhores dados de números de topologias e redução de perdas da rede, comprovando a eficiência do uso dessa tecnologia para a melhora da operação do sistema.

Os resultados obtidos durante as simulações confirmam o potencial do RED como uma alternativa para a melhora dos índices de qualidade de uma rede de distribuição de energia. Essa tecnologia se mostra com potencial para ser uma alternativa segura para melhoria do sistema elétrico, e oferecendo os melhores valores índices de desempenho dentre os cenários estudados.

## 5 CONCLUSÃO

Com a expansão do uso de fontes renováveis nos sistemas elétricos, as redes de distribuição necessitaram passar por mudanças com o intuito de tornar-se adequadas para a inclusão das novas formas de geração de energia. Portanto, o uso de mudanças topológicas, como a reconfiguração da rede, associadas a sistemas compostos por fontes renováveis e dispositivos de armazenamento de energia, demonstram ter potencial para garantir uma operação mais eficiente das redes elétricas.

Neste trabalho utilizou-se o sistema IEEE de 33 barras para simular o impacto dos RED no processo de reconfiguração dinâmica de rede. A simulação foi conduzida com a utilização de dois perfis de carga, um estático e outro dinâmico, além disso, foram simulados seis casos, que incluíam de um caso base, com a rede operando sem a inclusão de nenhuma fonte de geração adicional, sendo adicionadas a geração fotovoltaica e o sistema de armazenamento de energia nos cenários posteriores.

O processo de alocação dos recursos energéticos distribuídos também demonstrou a importância da escolha do local de instalação. Ao se analisar diferentes opções de instalação e potência pôde-se observar a redução das perdas na rede, ressaltando a importância de uma análise aprofundada para o dimensionamento e localização dos RED na rede elétrica.

As simulações foram realizadas para cada cenário através da busca por exaustão e, consequentemente, todas as possibilidades decorrentes das comutações de estado das chaves, foram testadas. Os resultados alcançados comprovaram a eficiência dos RED em colaborar para a melhoria da qualidade da rede, através do aumento de casos que atendam aos índices de tensão e corrente estabelecidos e da redução das perdas elétricas durante o seu funcionamento.

### 5.1 TRABALHOS FUTUROS

Ao concluir este trabalho, percebe-se a necessidade de trabalhos futuros para a continuidade de pesquisas no tema. Dentre as principais adições pode-se citar:

- Realizar a simulação em uma rede que disponha de mais barras, por exemplo a IEEE 300 barras com mais de uma UFV e bateria presentes no sistema.

- Implementar uma análise de custo-benefício para os RED presentes na simulação, de forma a se verificar sua faixa de custo e tempo de *payback*<sup>10</sup> do investimento para sua aquisição e funcionamento.
- Realizar a análise considerando dados mais próximos da realidade nacional além de novas fontes renováveis, como a geração eólica.
- Implementar falhas reais no sistema (curto-circuito, variação de carga, falha na geração de uma das fontes) e verificar o comportamento do sistema e RED frente a esses eventos.
- Adicionar gradualmente RED ao sistema elétrico em estudo para uma análise mais efetiva do seu funcionamento e consequentemente um entendimento mais aprofundado da melhor forma de contribuição para a rede elétrica.

---

<sup>10</sup> Indicador financeiro utilizado para determinar o tempo de retorno de um investimento.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Regulação. Portal Gov.br. Brasília, DF, s.d. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao>. Acesso em: 28 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). *Módulo 8 – Qualidade do fornecimento de energia elétrica: procedimentos de distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 5 maio 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 1000. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em 05 mai. 2025.

ALCÂNTARA, M. V. P. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica. *O setor elétrico*, v. 71, p. 36–45, 2011.

ANANDA-RAO, Kumuthawathe; ALI, Rosnazri; TANISELASS, S. *Battery energy storage system assessment in a designed battery controller for load leveling and peak shaving applications*. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, [S.I.], v. 9, n. 4, p. 044107, 2017. Disponível em: <http://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.4991455>. Acesso em: 26 jun. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Norma Brasileira de Regulação nº 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. 2. ed. Rio de Janeiro, 2004. 209 p.

ATWA, Yasser Moustafa; EL-SAADANY, E. F. *Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 4, p. 1815–1822, nov. 2010.

Azizivahed, A.; Narimani, H.; Fathi, M.; Naderi, E.; Safarpour, H.R.; Narimani, M.R. *Multi-objective dynamic distribution feeder reconfiguration in automated distribution systems*. *Energy* 2018, 147, 896–914.

BARAN, M.E.; WU, F. F. *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*. *IEEE Transactions on Power delivery*, IEEE, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.

BELLIDO, Marlon Max Huamaní. Microrredes elétricas: uma proposta de implementação no Brasil. 2018. 196 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

BORDONS, Carlos; GARCÍA-TORRES, Félix; VALVERDE, Luis. *Gestión óptima de la energía en microrredes con generación renovable*. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, v. 12, p. 117–132, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.03.001>. Acesso em: 14 nov. 2024.

BRAGA, Mateus Dias. Capacidade de hospedagem de sistemas de distribuição com inserção de geração distribuída utilizando o OpenDSS. 2019. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019.

CHEN, Haisheng; CONG, Thang Ngoc; YANG, Wei; CHUNQING, Tan; LI, Yongliang; DING, Yulong. *Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in natural science*, [s. l.], v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009.

COÊLHO, Cássia Caren. *Análises estáticas de contingências simples desenvolvidas com auxílio de método de fluxo de potência: uma abordagem comparativa*. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, MG, 2018.

ARMAZENAMENTO de energia em baterias e o futuro do setor. COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL SOLUÇÕES). [S. l.]: CPFL Soluções, 2024. Disponível em: <https://cpflsolucoes.com.br/bess-e-o-futuro-do-setor-eletroco/>. Acesso em: 1 jul. 2025.

D'AQUINO, Patrick Cadier; SANTOS, Baroni. Métodos para a estimativa da capacidade de baterias estacionárias com ênfase em aplicações de segurança. 2021. 138 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

DENHOLM, Paul; MAI, Trieu; KENYON, Rick Wallace; KROPOSKI, Ben; O'MALLEY, Mark. *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2020. (NREL/TP-6A20-73856). Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>. Acesso em: 5 jul. 2025.

DE SOUZA, Ricardo Moura; FERREIRA, Felipe J. P.; NETO, Antonio S.; NETO, Rafael C.; NEVES, Francisco A. S.; CASTRO, José Filho Costa. *An analysis of the limitations of power smoothing metrics and future perspectives for their evolution in the context of BESS-based systems*. Eletrônica de Potência, Rio de Janeiro, v. 29, e202423, 2024.

DIVYA, K.C.; ØSTERGAARD, Jacob. *Battery energy storage technology for power systems-An overview*. Electric Power Systems Research, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009.

DOLATABADI, Sarineh Hacopian; GHORBANIAN, Maedeh; SIANO, Pierluigi; HATZIARGYRIOU, Nikos D. *An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies*. IEEE Transactions on Power Systems, [S. l.], nov. 2020. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3038030. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/346885512>. Acesso em: 22 abril. 2025.

DOROSTKAR-GHAMSAARI, Mohammad Reza; FOTUHI-FIRUZABAD, Mahmud; LEHTONEN, Matti; SAFDARIAN, Amir. *Value of Distribution Network Reconfiguration in Presence of Renewable Energy Resources*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 3, p. 1879–1888, maio 2016.

DUAN, Dong-Li; LING, Xiao-Dong; WU, Xiao-Yue; ZHONG, Bin. *Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm*. *Electrical Power and Energy Systems*, [S.l.], v. 64, p. 88–95, 2015.

DUNN, Seth. *Micropower: the next electrical era*. Washington, DC: Worldwatch Institute, 2000. (Worldwatch Paper, 151).

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Matriz energética e elétrica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Acesso em: 1 abril. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Resposta da demanda: conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético. Nota Técnica EPE-DEE-NT-022/2019-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Sistemas de Armazenamento em Baterias: aplicações e questões relevantes para o planejamento. Nota Técnica EPE-DEE-NT-098/2019-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 1 abril. 2025.

OLIVEIRA, Erik da Cruz. Estudo comparativo de técnicas de compartilhamento de potência em microrredes operando no modo autônomo. 2018. 63 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2018.

EUSUFF, Muzaffar; LANSEY, Kevin; PASHA, Fayzul. *Shuffled frog-leaping algorithm: a memetic meta-heuristic for discrete optimization*. *Engineering Optimization*, v. 38, n. 2, p. 129–154, 2006.

FATTORI, Fabrizio; ANGLANI, Norma. *Review on the Stochastic Nature of Photovoltaic Generation and its Impact on the Energy Systems: Why it Matters*. In: 2015 International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). IEEE, 2015. p. 1122–1129.

FERNANDES, Armando de Oliveira. A indústria da energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 1953, 250p.

FERNANDES, Thiago Ramos. *Decoupled three-phase state estimator for power distribution systems: an approach based on the symmetrical components theory*. 2021. 210 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2021.

FERREIRA, João Tiago Veríssimo. Redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão: estágio na Helenos, S.A. 2018. 147 f. Relatório (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia) – Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Coimbra, 2018.

GALVIN, Robert; YEAGER, Kurt; STULLER, Jay (2009). *Perfect power: how the microgrid revolution will unleash cleaner, greener, and more abundant energy*, McGraw-Hill.

GUZMAN E., N. Sofia; CAÑIZARES, Claudio A.; BHATTACHARYA, Kankar; SOHM, Daniel. *Frequency Regulation Model of Bulk Power Systems with Energy Storage*. arXiv preprint arXiv:2009.04573, 2020. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2009.04573>. Acesso em: 27 jun. 2025.

HELMAN, Udi; KAUN, Ben; STEKLI, Joseph. *Development of Long-Duration Energy Storage Projects in Electric Power Systems in the United States: A Survey of Factors Which Are Shaping the Market*. *Frontiers in Energy Research*, v. 8, 2020. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2020.539752/full>. Acesso em: 2 jul. 2025.

HERNÁNDEZ-MAYORAL, Emmanuel; MADRIGAL-MARTÍNEZ, Manuel; MINA-ANTONIO, Jesús D.; IRACHETA-CORTEZ, Reynaldo; ENRÍQUEZ-SANTIAGO, Jesús A.; RODRÍGUEZ-RIVERA, Omar; MARTÍNEZ-REYES, Gregorio; MENDOZA-SANTOS, Edwin. A comprehensive review on power-quality issues, optimization techniques, and control strategies of microgrid based on renewable energy sources. *Sustainability*, Basel, v. 15, n. 12, p. 1–53, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su15129847>. Acesso em: 6 jul. 2025.

HESSE, Holger C.; SCHIMPE, Michael; KUCEVIC, Daniel; JOSSEN, Andreas. Lithium-ion battery storage for the grid - *A review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids*. *Energies*, Basel, v. 10, n. 12, p. 2107, 2017. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/2107>. Acesso em: 5 maio 2025.

HOFFART, Fran. Proper care extends li-ion battery life. *Power Electron*, v. 25, 2008.

HOLZBACH, Matheus. Análise da inserção de geração distribuída fotovoltaica em um modelo de sistema elétrico de distribuição real utilizando o software OpenDSS. 2022. 122 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade do Estado de Mato Grosso, Campus Universitário de Sinop – Aquarela das Artes, Sinop, 2022.

KHOURY, Jawad; SALLOUM, Georges; MBAYED, Rita; MONMASSON, E.; GUERRERO, J. *Review on the integration of photovoltaic renewable energy in developing countries—Special attention to the Lebanese case*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, p. 562–575, maio 2016.

KUNDUR, Prabha; PASERBA, John; AJJARAPU, Venkat; ANDERSSON, Göran; BOSE, Anjan; CANIZARES, Claudio; HATZIARGYRIOU, Nikos; HILL, David; STANKOVIC, Alex; TAYLOR, Carson; VAN CUTSEM, Thierry; VITTAL, Vijay. *Definition and classification of power system stability*. IEEE/CIGRÉ Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, p. 1387–1401, maio 2004.

Lasseter, R. H. "Microgrids". In: *Proceedings of the IEEE power engineering society winter meeting* (PESWM 02), pp. 305–308, Nova Iorque, EUA, Jan. 2002.

LEDUCHOWICZ-MUNICIO, Alba; UDAETA, Miguel Edgar Morales; GIMENES, André Luiz Veiga; JI, Tuo; RIBOLDI, Victor Baiochi. *Socio-environmental evaluation of MV commercial time-shift application based on battery energy storage systems*. *Energies*, Basel, v. 15, n. 15, p. 5282, 21 jul. 2022. DOI: 10.3390/en15145282. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en15145282>. Acesso em: 29/05/2025.

LOTFI, Hossein; HAJIABADI, Mohammad Ebrahim; PARSADUST, Hossein. Power distribution network reconfiguration techniques: a thorough review. *Sustainability*, v. 16, n. 23, p. 10307, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su162310307>. Acesso em: 23/06/2025.

LUO, Xing; WANG, Jihong; DOONER, Mark; CLARKE, Jonathan. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. *Applied Energy*, [S. l.], v. 137, p. 511–536, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>. Acesso em: 23/06/2025.

MANGELSCHOTS, Geert; KERCKHOVE, Sari; HASHMI, Md Umar; VAN HERTEM, Dirk. *Distribution network reconfiguration for operational objectives: reducing voltage violation incidents and network losses*. *arXiv preprint*, arXiv:2409.09460, 2024. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2409.09460>. Acesso em: 8 jul. 2025.

MARCHIORO, Alison. A eficiência energética na transmissão em alta tensão em corrente contínua. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-Graduação em Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos) – Universidade Federal de Santa Maria, Panambi, 2014.

MARQUES, Davidson da Costa. Controle de frequência em microrredes utilizando baterias baseado no aprendizado emocional do cérebro. 2023. 207 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Recife, 2023.

MARNELL, Kevin; OBI, Manasseh; BASS, Robert. *Transmission-scale battery energy storage systems: a systematic literature review*. *Energies*, Basel, v. 12, n. 23, p. 1–31, 2019. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/23/4603>. Acesso em: 3 jul. 2025.

MOEINI, Ali; KAMWA, Innocent; DE MONTIGNY, Martin. *Optimal Multi-Objective Allocation and Scheduling of Multiple Battery Energy Storages for Reducing Daily Marginal Losses*. In: 2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2015, Washington, DC. Anais [...]. Washington, DC: IEEE, 2015. p. 1–5. DOI: 10.1109/ISGT.2015.7131909.

MOREIRA, Alex Ferreira Falcão. Reconfiguração dinâmica e multi-período de rede de distribuição considerando recursos energéticos distribuídos. 2024. 138 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Centro

de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Recife, 2024.

MULVANEY, Dustin. *Solar Energy Isn't Always as Green as You Think*. *IEEE Spectrum*, 13 nov. 2014. Disponível em: <https://spectrum.ieee.org/solar-energy-isnt-always-as-green-as-you-think>. Acesso em: 23 set. 2025.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. Energia Solar no Brasil: Situação e perspectivas. Câmara dos Deputados. DF, 2017.

OLIVEIRA, Kleber Carneiro de. Avaliação da conversão da energia fotovoltaica em sistemas isolados. 2007. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia de Geociência, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2007.

PESQUERO, N. C.; BUENO, P. R.; VARELA, J. A.; LONGO, E. *Materiais cerâmicos de inserção aplicados a baterias de íons lítio*. Cerâmica, São Paulo, v. 54, n. 330, p. 233–244, 2008. DOI: 10.1590/S0366-69132008000300002.

PIN, Mario Luiz Ferrari. Levantamento do potencial de geração fotovoltaica com sistemas de microgeração aplicados à arquitetura nos edifícios do campus São Paulo da USP. 2017. 103 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

PINHEIRO, Aline L.; RAMOS, Felipe O.; NETO, Martins M. B.; LIMA, Rafael N.; BEZERRA, Libina G. S.; JUNIOR, Washington A. S. *A review and comparison of smoothing methods for solar photovoltaic power fluctuation using battery energy storage systems*. In: Innovative Smart Grid Technologies Conference – Latin America (ISGT Latin America), 2021 IEEE PES. Anais... IEEE, 2021.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESES, 2014.

PINTO, Daniel R.; ARIOLI, Vitor. T.; ROsolem, Maria de Fátima. N. C.; NASCIMENTO, Thiago Chiachio do; SOARES, Luiz Antônio; BECK, Raul Fernando.; SILVA, Caio C. V. F. A. Desafios e soluções na manutenção de sistemas de armazenamento de energia em baterias: um estudo de caso na ISA CTEEP. [S.I.: s.n.], [202-?]. 8 p. Disponível em: [https://www.sba.org.br/cba2024/papers/paper\\_8600.pdf](https://www.sba.org.br/cba2024/papers/paper_8600.pdf). Acesso em: 23 set. 2025.

PISHBAHAR, Hesam; BLAABJERG, Frede; SABOORI, Hedayat. *Emerging grid-forming power converters for renewable energy and storage resources integration – A review*. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 60, 103538. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103538>. Acesso em: 25 mai. 2025.

RIZVI, Syed Sabir Hussain; CHATURVEDI, Krishna Teerth; KOLHE, Mohan Lal. *A review on peak shaving techniques for smart grids*. AIMS Energy, [S.I.], v. 11, n. 4, p.

723–752, 2023. Disponível em: <http://www.aimspress.com/journal/energy>. Acesso em: 8 jul. 2025.

RUFINO JÚNIOR, Carlos Antônio; SANSEVERINO, Eleonora Riva; GALLO, Pierluigi; AMARAL, Murilo Machado; KOCH, Daniel R.; KOTAK, Yash; SCHWEIGER, Hans-Georg; ZANIN, Hudson G. *A comprehensive review of EV lithium-ion battery degradation.* Preprints, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.20944/preprints202306.0228.v1>. Acesso em: 1 jun. 2025.

SCHOENWALD, David; ELLISON, James. *Determination of duty cycle for energy storage systems in a PV smoothing application.* Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 2016. (SAND2016-3474. Unlimited Release. April 2016).

SIAHBALAE, Jafar; REZANEJAD, Neda; GHAREHPETIAN, Gevork B. *Reconfiguration and DG sizing and placement using improved shuffled frog leaping algorithm.* Electric Power Components and Systems, [S.I.], v. 48, n. 1-2, p. 1–14, 2020. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15325008.2019.1689449>. Acesso em: 23 jun. 2025.

SILVA, J. B. L. Avaliação da expansão do Ambiente de Contratação Livre brasileiro para consumidores do grupo B através do modelo varejista. 2022. 30f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

SILVA, Pablo Luiz Tabosa da. Sistema de armazenamento de energia utilizando bateria com aplicação para suavização de potência. 2018. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia de Geociência, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2018

SILVA, Stephany Pires da. Ressíntese e caracterização de eletrodos de LiCoO<sub>2</sub> recuperados de cátodos de baterias descartadas de íons de lítio. 2019. 181 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais) – Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2019.

SOLANO, Diego Leandro Suarez. Sistema de supervisão e controle de geração solar fotovoltaica para aplicação em microrredes inteligentes. 2015. 156 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

SOUZA, Antonio Lopes de; MARTINS, Margareth Guimarães; QUAGLINO, Maria Ana; HAZAN, Sergio Sami. Gramme e o desenvolvimento de suas máquinas: uma experiência multimídia. Encontro Regional de História da Associação Nacional de História do Rio de Janeiro ANPUH-RIO, 14., 2010, Rio de Janeiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

TVERBERG, Gail. Researches have been underestimating the cost of wind and solar. Disponível em: <https://ourfiniteworld.com/2017/07/22/researchers-have-been-underestimating-the-cost-of-wind-and-solar>. Acesso em 23 set. 2025

VASCONCELOS, Fillipe Matos de. *Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica*. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2017. 224 p. ISBN 978-85-522-0179-3.

WONG, Ling Ai; SHAREEF, Hussain; MOHAMED, Azah; IBRAHIM, Ahmad Asrul. *Optimal placement and sizing of energy storage system in distribution network with photovoltaic based distributed generation using improved firefly algorithms*. International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, [S.I.], v. 11, n. 7, p. 811–819, 2017. Disponível em: <https://publications.waset.org/10007638/optimal-placement-and-sizing-of-energy-storage-system-in-distribution-network-with-photovoltaic-based-distributed-generation-using-improved-firefly-algorithms>. Acesso em: 31 mai. 2025.

Wu, X., Yin, X., Wei, Q., Jia, Y., Wang, J. “Research on microgrids and its application in China”, Energy and Power Engineering v. 5, n. 4B, pp. 171-176, Out. 2013.

YANG, Duo; WANG, Yujie; PAN, Rui; CHEN, Ruiyang; CHEN, Zonghai. *A neural network based state-of-health estimation of lithium-ion battery in electric vehicles*. Energy Procedia, v. 105, p. 2059-2064, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.583>. Acesso em: 2 jun. 2025.

YERGIN, Daniel. *The 1973 Oil Crisis: Three Crises in One—and the Lessons for Today. Testimony & Speeches*. New York: Center on Global Energy Policy, 16 out. 2023. Disponível em: <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/the-1973-oil-crisis-three-crises-in-one-and-the-lessons-for-today/>. Acesso em: 18 dez. 2024.

## APÊNDICE A – DADOS PRESENTES NA SIMULAÇÃO

Aqui são apresentados os dados que compõem o sistema utilizado nesta dissertação. Na Tabela 19 é apresentado os valores de cada carga presente no sistema IEEE 33 barras que foi utilizado na simulação. A variação horária de cada perfil de carga do sistema foi retirada de Dorostkar-Ghamsari et al. (2016) e está disponibilizado na Tabela 20.

## A.1 CURVAS DE CARGA VARIÁVEIS DO SISTEMA

Tabela 19 - Valores das cargas presentes em cada barra do sistema.

Barra	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVar)
1	-	-
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

Fonte: Autor (2025).

## A.2 VARIAÇÃO PERCENTUAL HORÁRIA DE CADA PERFIL DE CARGA DO SISTEMA

Tabela 20 - Variação de percentual da carga utilizada no sistema.

Hora	Residencial (%)	Comercial (%)	Industrial (%)
1	32	28	50
2	30	27	38
3	28	28	27
4	26	27	27
5	26	29	26
6	25	30	24
7	25	35	22
8	25	70	42
9	22	85	45
10	23	96	60
11	75	96	52
12	82	90	50
13	88	84	50
14	78	80	48
15	55	60	48
16	40	50	50
17	65	45	62
18	80	40	57
19	95	40	82
20	100	40	84
21	90	40	96
22	65	40	100
23	45	40	87
24	35	35	60

Fonte: Dorostkar-Ghamsari et al. (2016).