

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
GOIÁS - CAMPUS JATAÍ
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**NISÃ SOUZA SHIHADÉH
HEITOR BALUGOLI TAKAHASHI**

**OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO DAS GERAÇÕES
DISTRIBUÍDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Jataí - GO
2024



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Nisã Souza Shihadeh

Matrícula: 20161020040170

Título do Trabalho: OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO DAS GERAÇÕES OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO DAS GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O DISTRIBUÍDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O MERCADO LIVRE DE ENERGIA.

Autorização - Marque uma das opções

1. ☒ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ☐ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. ☐ Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- ☐ O documento está sujeito a registro de patente.
☐ O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

_____, Jataí _____, 25 / 09 / 2024 _____.
Local Data

**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS**



Documento assinado digitalmente
NISA SOUZA SHIHADÉH
Data: 25/09/2024 17:36:16-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Heitor Balúgoli Takahashi

Matrícula: 20161020040110

Título do Trabalho: OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO DAS GERAÇÕES OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO DAS GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O DISTRIBUÍDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O MERCADO LIVRE DE ENERGIA.

Autorização - Marque uma das opções

1. ☒ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ☐ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. ☐ Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- ☐ O documento está sujeito a registro de patente.
☐ O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais incluídos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

_____, Jataí _____, 25 / 09 / 2024 _____.
Local Data

**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS**



Documento assinado digitalmente

HEITOR BALUGOLI TAKAHASHI

Data: 25/09/2024 17:30:04-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
GOIÁS - CAMPUS JATAÍ
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**NISÃ SOUZA SHIHADÉH
HEITOR BALUGOLI TAKAHASHI**

**OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO DAS GERAÇÕES
DISTRIBUÍDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Campus Jataí, como requisito para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Marcelo Semensato

Jataí - GO
2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação na (CIP)

Shihadeh, Nisã Souza.

Otimização do despacho econômico das gerações distribuídas em redes de distribuição considerando o mercado livre de energia [manuscrito] / Nisã Souza Shihadeh; Heitor Balugoli Takahashi. - Jataí: IFG, Coordenação do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

57 f.; il.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Semensato.

Bibliografias.

1. Banco de capacitores e indutores. 2. Despacho econômico de energia elétrica. 3. Geração distribuída. 4. Mercado livre de energia elétrica. 5. Sistemas de distribuição de energia elétrica. I. Takahashi, Heitor Balugoli. II. Semensato, Marcelo. III. IFG, Câmpus Jataí. III. Título.



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS JATAÍ

Folha de Aprovação

HEITOR BALUGOLI TAKAHASHI
NISÃ SOUZA SHIHADDEH

**OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO DAS GERAÇÕES
DISTRIBUÍDAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO O
MERCADO LIVRE DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Coordenação do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Jataí, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Monografia defendida e aprovada, em 17 de setembro de 2024, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcelo Semensato
Presidente da banca / Orientador
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Câmpus Jataí

Prof. Dr. José Antônio Lambert
Membro
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Câmpus Jataí

Prof. Dra. Jaqueline Oliveira Rezende
Membro
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Câmpus Jataí

Jataí – GO

2024

Documento assinado eletronicamente por:

- **Jaqueline Oliveira Rezende**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 25/09/2024 07:59:03.
- **Jose Antonio Lambert**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 24/09/2024 21:08:58.
- **Marcelo Semensato**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 24/09/2024 17:28:34.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 09/09/2024. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 561748

Código de Autenticação: 6457ae57f3



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Av. Presidente Juscelino Kubitschek,, 775, Residencial Flamboyant, JATAÍ / GO, CEP 75804-714
(64) 3514-9579 (ramal: 9579)

AGRADECIMENTOS

Heitor Balugoli Takahashi:

Agradeço profundamente à minha família e amigos pelo apoio e encorajamento durante toda a realização deste TCC. Aos colegas de faculdade, pelo companheirismo e troca de experiências. Aos professores, por suas contribuições ao longo da trajetória acadêmica. Um agradecimento especial ao Dr. Marcelo Semensato, meu orientador, cuja orientação foi crucial para o desenvolvimento e sucesso deste trabalho.

Nisã Souza Shihadeh:

Gostaria de expressar minha profunda gratidão aos meus pais pelo amor incondicional e apoio constante ao longo dessa jornada. À minha noiva, Vitória, por sua paciência e incentivo inabaláveis, que foram fundamentais para a conclusão deste trabalho. Ao meu colega de TCC, Heitor, pela parceria e colaboração valiosas durante todo o processo. E, finalmente, ao Dr. Marcelo Semensato, meu orientador, por sua orientação experiente e dedicação, que foram essenciais para o sucesso deste projeto. A todos, meu sincero obrigado.

*"Uma mente que se abre a uma nova
ideia jamais voltará ao seu tamanho
original."*

Albert Einstein

RESUMO

O presente trabalho propõe uma abordagem para o ótimo despacho econômico de uma rede de distribuição de energia elétrica de 70 barras, apresentando diversas gerações distribuídas conectadas na rede. É analisado o sistema considerando a configuração estratégica de bancos de capacitores e indutores, com o intuito primordial de obter um menor custo na operação da rede. A alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição é uma estratégia empregada para diminuir as perdas de energia e garantir que a tensão permaneça dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL. Ainda, quando esses dispositivos são instalados em paralelo com a carga da rede, pode-se ainda obter vantagens adicionais, como a melhoria do fator de potência e a liberação de capacidade do sistema, possibilitando assim a adição de mais cargas. Os bancos de indutores garantem uma queda de tensão onde a tensão é elevada devido à potência despachada pela geração distribuída. A metodologia proposta baseia-se em simulações parametrizadas por dados reais, levando em consideração aspectos dinâmicos e variáveis como a irradiação solar, padrões de demanda de carga e características dos diferentes tipos de geração distribuída, considerando a probabilidade de que os consumidores do grupo B (baixa tensão) poderão se tornar consumidores livres, participando do mercado livre de energia. Uma parte significativa deste estudo concentra-se na análise da viabilidade técnica e econômica da integração de fontes renováveis de energia, como solar e eólica, assim como outras formas de geração distribuída, tornando as simulações mais realistas ao contexto atual das redes elétricas. O objetivo é o despacho econômico das gerações distribuídas na rede de distribuição com a alocação de bancos de capacitores e indutores. Os resultados obtidos demonstram configurações eficazes para a redução dos custos operacionais. Ao final, espera-se que este trabalho forneça análises positivas para o planejamento e a gestão de redes elétricas de distribuição, destacando a importância da aplicação de novas tecnologias e fontes de energia limpa para o futuro da distribuição de energia.

Palavras-chave: Bancos de Capacitores e Indutores; Despacho Econômico de Energia Elétrica; Geração Distribuída; Mercado Livre de Energia Elétrica; Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

ABSTRACT

This paper proposes an approach for the optimal economic dispatch of a 70-bus electrical distribution network, featuring various distributed generations (DG) connected to the grid. The system is analyzed considering the strategic configuration of capacitor and inductor banks, with the primary goal of minimizing operational costs. The allocation of capacitor banks in distribution systems is a strategy employed to reduce energy losses and ensure that voltage remains within the limits set by ANEEL. Furthermore, when these devices are installed in parallel with the network's load, additional benefits can be obtained, such as improving the power factor and increasing system capacity, thereby allowing the integration of more loads. Inductor banks ensure voltage drops where voltage is elevated due to power dispatched by distributed generation. The proposed methodology is based on simulations parameterized by real data, taking into account dynamic and variable factors such as solar irradiation, load demand patterns, and characteristics of different types of distributed generation, also considering the likelihood that Group B (low voltage) consumers may become free consumers, participating in the free energy market. A significant part of this study focuses on the technical and economic feasibility of integrating renewable energy sources, such as solar and wind, as well as other forms of distributed generation, making the simulations more realistic in the current context of electrical grids. The aim is to achieve economic dispatch of distributed generation in the distribution network by allocating capacitor and inductor banks. The results demonstrate effective configurations for reducing operational costs. In conclusion, this study provides valuable insights for planning and managing electrical distribution networks, highlighting the importance of applying new technologies and clean energy sources for the future of energy distribution.

Keywords: Capacitor and Inductor Banks; Distributed Generation; Economic Dispatch of Electrical Energy; Electrical Distribution Systems; Free Energy Market.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa do Sistema de Transmissão Brasileiro, Horizonte 2027;	19
Figura 2 - Diagrama unifilar do sistema de 70 barras;	37
Figura 3: Diagrama unifilar do sistema de 70 barras com GDs;	41

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Distribuição da matriz energética brasileira;	20
Quadro 2 - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV;	30
Quadro 3 - Sistema de 70 barras estudado;	36
Quadro 4 – Despacho dos Geradores;	41
Quadro 5 – Custo por kVAr dos bancos de capacitores e indutores;	42
Quadro 6 - Simulações do período 1 (0h-6h);	44
Quadro 7 - Simulações do período 2 (6h-9h e 15h-18h);	46
Quadro 8 - Simulações do período 3 (9h-15h);	48
Quadro 9 - Simulações do período 4 (18h-0h);	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
EPRI	<i>Electric Power Research Institute;</i>
FP	Fator de Potência;
GD	Gerador Distribuído / Geração Distribuída;
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica;
h	Hora;
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers;</i>
k	<i>Kilo;</i>
m	Metro;
M	<i>Mega;</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
<i>OpenDSS</i>	<i>Open Distribution System Simulator;</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica;
SEP	Sistema Elétrico de Potência;
SIGA	Sistema de Informações de Geração;
SIN	Sistema Interligado Nacional;
V	<i>Volt;</i>
VA _r	Volt-ampere de Demanda Reativo;
W	<i>Watt;</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO GERAL	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	17
2.2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	20
2.3 OPERADOR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	22
2.4 DESPACHO ECONÔMICO DE ENERGIA ELÉTRICA	23
2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	25
2.5.1 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
2.5.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	27
2.6 ANÁLISES E IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA ELÉTRICO	28
2.6.1 FLUXO DE POTÊNCIA	29
2.6.2 FLUTUAÇÕES DE TENSÃO	30
2.6.3 FATOR DE POTÊNCIA	31
2.7 MERCADO LIVRE DE ENERGIA	32
2.8 OPENDSS	33
3 METODOLOGIA	35
3.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DE ESTUDO	36
3.2 PERÍODOS DE DEMANDA E GERAÇÃO	37
3.3 MODELAGEM DOS DADOS	38
3.4 SIMULAÇÕES E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS	40
3.4.1 PERÍODO DA MADRUGADA: DESEMPENHO ENTRE 0H E 6H	43
3.4.2 PERÍODO DA MANHÃ E TARDE: DESEMPENHO ENTRE 6H-9H E 15H-18H	45
3.4.3 PERÍODO DIURNO: DESEMPENHO ENTRE 9H-15H	47
3.4.4 PERÍODO NOTURNO: DESEMPENHO ENTRE 18H-0H	49
4 CONCLUSÃO	51
5 REFERÊNCIAS	53

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, grandes desafios tem sido enfrentados no planejamento e gestão de redes elétricas de todo o mundo. O constante crescimento da demanda energética da população faz com que a busca por soluções sustentáveis e economicamente viáveis para a geração e distribuição de energia seja uma das maiores, se não, a maior prioridade para operadores de sistemas de energia. Neste âmbito, a integração de geradores distribuídos (GD), fontes renováveis de energia e tecnologias de monitoramento e controle tem desempenhado um papel de extrema importância na transformação e evolução constante dos SDEEs (Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica).

A geração distribuída, caracterizada pela instalação de pequenas unidades de geração próximas aos pontos de consumo, contrário ao cenário idealizado no século XX – grandes usinas de produção suprindo a demanda energética por meio de redes de transmissão de alta tensão – tem ganhado cada vez mais espaço no mercado em geral, graças aos inúmeros benefícios como redução de perdas de transmissão, maior confiabilidade e menor impacto ambiental. Dentre as mais diversas modalidades, as fontes renováveis, como energia solar e eólica, compõem uma parcela cada vez maior nesse cenário, desempenhando um papel significativo na diversificação da matriz energética e na redução das emissões de gases de efeito estufa (Usama *et al.*, 2021).

No entanto, a integração de geradores distribuídos às redes elétricas apresenta desafios técnicos e econômicos consideráveis, especialmente em relação à operação e controle de tensão em estruturas mais complexas. A crescente aceitação de fontes renováveis em modalidade *on-grid*, tende a resultar nos mais diversos problemas operacionais devido à, principalmente, falta de planejamento adequado nas estruturas de transmissão e distribuição, ocasionando frequentemente flutuações na geração de energia, implicando negativamente na qualidade da energia elétrica.

O aumento contínuo da demanda do Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem sido fator de grande atenção para as concessionárias de energia por promover perdas de energia e desvios na tensão. A normativa vigente disposta pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) no PRODIST (Regras e Procedimentos de

Distribuição), em seu oitavo módulo – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica, estabelece que a tensão deve ser mantida dentro de -7% à $+5\%$ da tensão nominal da subestação. Muito investimento tem sido direcionado no desenvolvimento de medidas que mitiguem esses problemas, sendo um deles a alocação de bancos de capacitores e/ou indutores.

Estudos sobre a alocação de bancos de capacitores e/ou indutores em redes de distribuição se tornaram comuns desde a década de 1950, inicialmente com propostas que posicionavam os dispositivos próximos às subestações. No entanto, com o tempo, passaram a ser colocados mais próximos às cargas, o que trouxe vantagens adicionais. O desafio na alocação de bancos de capacitores consiste em determinar a capacidade, o tipo de ligação e o local para a instalação, visando à redução dos custos operacionais.

Este trabalho aborda esses desafios no intuito da minimização dos custos operacionais em uma rede de distribuição elétrica de 70 barras com a integração de geradores distribuídos de diversos tipos. A metodologia proposta apresenta simulações desenvolvidas no *software OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*, um *software* amplamente utilizado para análises e simulações de sistemas de distribuição elétrica (Dugan, 2013; Dugan et al., 2009), incluindo a alocação estratégica de capacitores e indutores na estrutura. Essas simulações consideram os padrões de demanda de carga, objetivando reduzir os custos de operação da rede, respeitando os limites normativos.

Em busca de sustentação para a proposta foi realizada análise da base bibliográfica sobre o tema. Segundo (Gopiya Naik et al., 2012), os resultados da integração de GDs a uma rede de distribuição podem agregar positivamente, como na redução de perdas, por exemplo, assim como negativamente, prejudicando a estabilidade do sistema. Desta forma, nota-se, portanto, a necessidade da contínua análise dessas GDs e seus impactos na distribuição de energia, seja por meio de métodos baseados em tecnologias computacionais inovadoras, como a Inteligência Artificial, ou em simulações parametrizadas, como realizado no presente trabalho.

1.1 OBJETIVO GERAL

Propor uma metodologia para minimizar os custos operacionais em uma rede de distribuição elétrica de 70 barras com geradores distribuídos integrados, por meio da alocação estratégica bancos de capacitores e indutores, considerando os padrões de demanda de carga, características das fontes de geração distribuída, respeitando os limites normativos vigentes.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Ademais, o presente trabalho tem como objetivos específicos:

- Investigar a viabilidade técnica e econômica da alocação de bancos de capacitores e indutores em uma rede elétrica de 70 barras: realizar análises detalhadas para identificar os pontos estratégicos da rede onde a alocação desses dispositivos será mais eficaz.
- Analisar os padrões de demanda de carga e suas variações: estudar as características da rede, incluindo dados reais de demanda de carga, para entender melhor os momentos em que a rede exige ajustes.
- Desenvolver uma metodologia de simulação utilizando o *OpenDSS*: implementar simulações detalhadas no *software OpenDSS* para modelar a operação da rede elétrica com diferentes configurações de bancos de capacitores e indutores, considerando as dinâmicas e variabilidades das demandas de carga e outros fatores que impactam a rede.
- Realizar o despacho ótimo das gerações distribuídas na rede elétrica de distribuição, levando em consideração os períodos de geração e de carga.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado em quatro etapas principais, estruturadas objetivando o alcance dos objetivos aos quais este se propõe, tão como o alcance de respostas às questões identificadas na pesquisa.

Inicialmente, na seção de Fundamentação Teórica, serão apresentadas fontes valiosas da literatura, desde a integração de geração distribuída em redes elétricas até os métodos de otimização aplicados à operação de sistemas elétricos de potência e outras ferramentas analíticas essenciais e atualmente integrantes do cenário de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. A etapa em questão promove de forma extremamente valiosa uma base bibliográfica consolidada, possibilitando o embasamento e desenvolvimento desta pesquisa.

Em seguida, na seção de Metodologia, serão detalhados os conceitos aplicados, procedimentos e ferramentas utilizadas na busca de atingir os objetivos gerais do estudo. Nesta, está inclusa a análise de dados, a modelagem da rede elétrica de 70 barras com seus geradores distribuídos, a implementação de estratégias que incluem a distribuição de bancos de capacitores e indutores em pontos-chave da rede visando, ademais as vantagens inerentes a integração desses dispositivos, a redução dos custos de operação da rede de distribuição, respeitando os padrões normativos vigentes. O foco do trabalho é a contribuição para o despacho econômico de redes de distribuição de energia elétrica, contando que esse mercado livre de energia em breve se estenda para a distribuição.

Na seção de Desenvolvimento, serão apresentados os resultados das simulações realizadas, destacando os impactos da integração de bancos de capacitores e indutores nos custos de operação da rede, a eficácia das estratégias de despacho de energia, alocação de recursos e a utilização de tecnologias avançadas, além da análise dos resultados das simulações realizadas no estudo. Os resultados serão discutidos em relação aos objetivos do estudo, assim como na agregação positiva dos resultados derivantes para a área de engenharia elétrica, tanto em um contexto operacional como também na evolução da cultura de sustentabilidade na geração e distribuição energética.

Finalizando o presente, na seção de Conclusão, serão apresentadas as principais considerações obtidas da análise dos resultados das simulações, pontuando primordialmente as nuances gerais do que se pode compreender com a pesquisa, destacando as descobertas, contribuições e limitações do estudo. Também, se utilizará desta para argumentar sobre as principais implicações práticas dos resultados, sejam econômicas, técnicas ou estruturais, agregando ainda em sugestões para pesquisas futuras, finalizando com o propósito primordial da expansão e aprimoramento do conhecimento neste campo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para justificar o presente trabalho, foi inicialmente realizada uma pesquisa e análise da imensa base literária disponível sobre temas relevantes, como a evolução contemporânea das SDEEs, o aumento da geração de energia por fontes renováveis e a consequente integração dessas fontes como GDs. Esses fatores estão remodelando o cenário de geração centralizada e impulsionando estudos recentes. Este trabalho se fundamenta em uma coleção de autores amplamente citados em pesquisas acadêmicas, validando sua pertinência neste campo de conhecimento.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Os sistemas elétricos de potência (SEP) são compostos por diversos componentes interligados que formam uma estrutura complexa, operada em tempo real e planejada para atender à expansão contínua do mercado de energia elétrica (Freitas, 2009). A função principal desses sistemas é fornecer energia elétrica aos usuários de forma contínua, segura, acessível e com qualidade. O SEP é normalmente dividido em três blocos distintos conforme sua finalidade: geração, transmissão e distribuição (Rocha, 2021).

A geração de energia elétrica ocorre em usinas geradoras, que podem utilizar várias fontes de energia, como hidráulica, térmica, nuclear, eólica e solar. Estas usinas são responsáveis por converter diferentes formas de energia em energia elétrica, que é então transmitida para os centros de consumo. A operação das usinas é planejada para garantir a máxima eficiência e minimizar os impactos ambientais. A escolha da fonte de energia é influenciada por fatores como disponibilidade de recursos naturais, custo de produção e políticas ambientais (Castro *et al.*, 2018).

O sistema de transmissão interconecta os grandes centros de geração aos principais centros de carga, transportando grandes blocos de potência. Opera com níveis de tensão elevados, tipicamente iguais ou superiores a 230 kV, o que minimiza as perdas de energia ao longo das longas distâncias percorridas (Gómez-Expósito *et al.*, 2017). As linhas de transmissão são projetadas para suportar condições ambientais adversas e garantir a continuidade do fornecimento de energia. A segurança e a confiabilidade do sistema de transmissão são

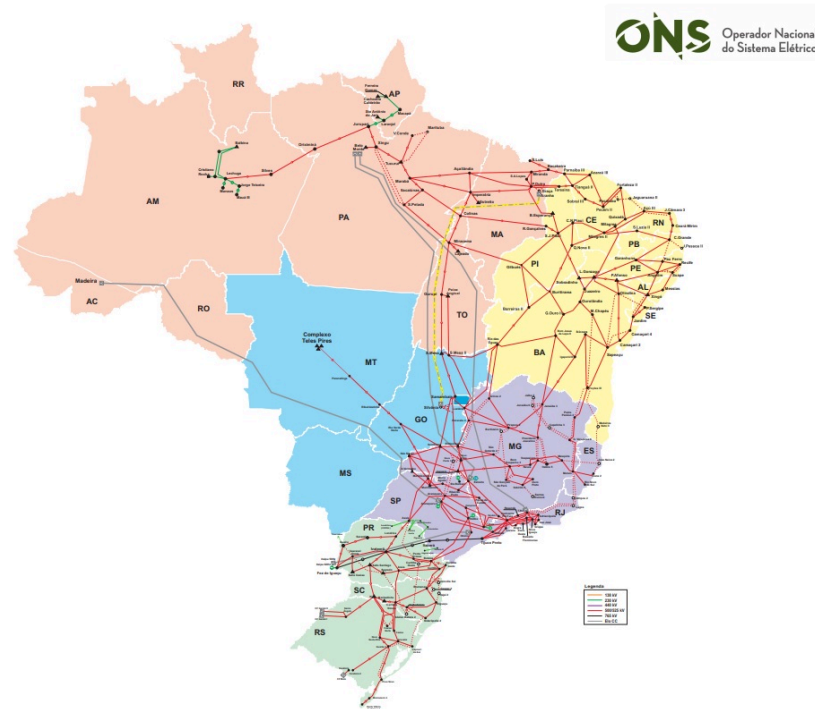
fundamentais para evitar interrupções no fornecimento de energia, que podem causar impactos significativos em diversos setores da sociedade.

A sub transmissão atua como um intermediário entre a transmissão e a distribuição. Este sistema transporta blocos de potência inferiores das subestações de transmissão para as subestações de distribuição. Ele também pode atender diretamente centrais de geração de menor porte e grandes consumidores industriais. A operação do sistema de sub transmissão deve ser coordenada de forma eficiente para garantir que a energia seja entregue de maneira estável e contínua aos consumidores finais (Keane *et al.*, 2013).

A distribuição é a etapa final do fornecimento de energia elétrica, onde a energia é entregue diretamente aos consumidores. Tem-se na rede de distribuição a composição por alimentadores de média tensão (entre 1 kV e 34,5 kV) que atendem consumidores industriais e alimentadores de baixa tensão (entre 110 V e 240 V) para consumidores residenciais e comerciais (Short, 2014). A eficiência da rede de distribuição é essencial para garantir a qualidade da energia fornecida e minimizar as perdas no sistema. Além da manutenção, a modernização da infraestrutura de distribuição é crucial para atender à crescente demanda por energia e para integrar novas tecnologias, como a geração distribuída e o uso de fontes renováveis de energia.

Devido às dimensões continentais do Brasil, o país possui um sistema elétrico de grande porte. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidro-termo-eólico robusto, com predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários, sendo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) responsável por coordenar e controlar a produção e transmissão de energia elétrica. O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maioria da região Norte (ONS, 2020). A interconexão dos sistemas elétricos por meio da malha de transmissão permite a transferência de energia entre subsistemas, proporcionando ganhos sinérgicos e explorando a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. Esta integração permite um atendimento ao mercado com maior segurança e economia, aproveitando as diferentes características de geração de cada região. Abaixo, pode-se analisar o Mapa do Sistema Interligado Nacional (Figura 1):

Figura 1 – Mapa do Sistema de Transmissão Brasileiro, Horizonte 2027.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A interconexão dos sistemas elétricos é essencial para a eficiência e a segurança do fornecimento de energia, permitindo, através da capacidade de transferir energia entre diferentes subsistemas, equilibrar a oferta e a demanda, reduzir custos operacionais e aumentar a resiliência do sistema (Pereira *et al.*, 2016). A integração dos recursos de geração e transmissão possibilita um atendimento mais eficaz ao mercado, aproveitando as vantagens comparativas de cada região. Além disso, a interconexão permite a otimização do uso dos recursos disponíveis, reduzindo a necessidade de investimentos em novas infraestruturas e promovendo a sustentabilidade do sistema elétrico.

A compreensão detalhada dos componentes e operações dos sistemas elétricos de potência é fundamental para o desenvolvimento de estratégias de otimização e planejamento. Expandir e modernizar o sistema elétrico brasileiro são ações essenciais para capacitar à crescente demanda por energia, promovendo a sustentabilidade e a resiliência do sistema (Silva *et al.*, 2019). A integração de novas tecnologias, como a geração distribuída e o uso de fontes renováveis, representa um desafio e uma oportunidade para os operadores do sistema, que devem adaptar

suas práticas e infraestrutura para garantir a eficiência e a segurança do fornecimento de energia.

2.2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A matriz energética brasileira é amplamente reconhecida por sua diversidade e predominância de fontes renováveis. Segundo os dados disponibilizados no Sistema de Informações de Geração (SIGA) da ANEEL, até o mês de maio de 2024, o Brasil possuía uma potência instalada de geração total aproximada de 369.125 MW, distribuída entre diferentes tipos de geração, conforme apresenta a Tabela 1.

Tabela 1 – Distribuição da matriz energética brasileira

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	220	103,602,291.00	103,213,069.00	50.93%
UTE	3108	55,994,331.91	46,212,744.31	22.80%
EOL	1646	55,455,721.86	30,639,353.86	15.12%
UFV	21224	142,823,255.33	13,935,742.57	6.88%
PCH	522	7,045,758.22	5,822,656.57	2.87%
UTN	3	3,340,000.00	1,990,000.00	0.98%
CGH	688	864,428.88	849,546.88	0.42%
Total	27411	369,125,787.20	202,663,113.19	100.00%

Fonte: Sistema de Informações de Geração (SIGA), ANEEL (2024).

Quase 60% da energia gerada no país provêm de fontes hídricas, incluindo Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) e Usinas Hidrelétricas (UHEs). Esta predominância reflete a estratégia do Brasil de aproveitar seus vastos recursos hídricos para gerar energia limpa, que não emite gases de efeito estufa. No entanto, apesar de não queimar combustíveis fósseis, a geração hidrelétrica pode causar impactos ambientais significativos, como alagamentos de grandes áreas e interrupção dos cursos naturais dos rios, afetando ecossistemas e comunidades locais (Pereira *et al.*, 2016; Silva *et al.*, 2019).

Em termos de outras fontes de energia, observa-se que as energias eólica (EOL), solar (UFV) e biomassa (agrupada no tipo UTE) já representam 23,26% da matriz energética brasileira. Este aumento é resultado de políticas de incentivo à

produção de energia limpa, avanços tecnológicos, redução dos custos de produção dos equipamentos e a popularização de linhas de crédito para a geração distribuída (Tavares, 2018; Castro *et al.*, 2018). Tais políticas e incentivos têm sido fundamentais para diversificar a matriz energética, reduzir a dependência das hidrelétricas e mitigar os efeitos das variações sazonais e das crises hídricas (Gómez-Expósito *et al.*, 2017; Keane *et al.*, 2013).

A expansão das fontes de energia eólica, solar e de biomassa tem se mostrado mais viável do que a construção de novas usinas hidrelétricas, que requerem processos de avaliação, licenciamento e implantação mais complexos e demorados (ONS, 2020). Além disso, a escassez hídrica, que ocorre em algumas regiões e períodos do ano, reforça a necessidade de diversificação da matriz energética para garantir a continuidade do suprimento da crescente demanda por energia (Freitas, 2009; Rocha, 2021).

A energia eólica, por exemplo, aproveita os ventos constantes em diversas regiões do Brasil, especialmente no Nordeste, para gerar eletricidade de maneira sustentável e com baixo impacto ambiental (Castro *et al.*, 2018). A energia solar, por sua vez, tem se beneficiado da alta incidência solar na maioria do território nacional, promovendo o uso de painéis solares em residências, indústrias e grandes usinas solares (Short, 2014). Fontes como a biomassa, que inclui resíduos agrícolas e industriais, bem como biogás de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto, contribuem significativamente para a matriz energética ao transformar resíduos em energia útil (Pereira *et al.*, 2016).

Segundo Tavares (2018), a diversificação da matriz energética brasileira é essencial não apenas para atender à demanda crescente por energia, mas também para garantir a segurança energética e a sustentabilidade ambiental. A ampliação das fontes renováveis também contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa, alinhando o Brasil com os compromissos internacionais de combate às mudanças climáticas (Gómez-Expósito *et al.*, 2017; Silva *et al.*, 2019).

Conforme a composição atual da matriz energética brasileira, cerca de 83,04% da produção de energia provém de fontes renováveis: hídrica (59,77%), eólica (11,85%), biomassa (8,69%), solar (2,72%) e undi-elétrica (0,00003%). As fontes não-renováveis representam 16,96% da matriz, distribuídas entre gás natural (8,95%), petróleo e derivados (4,97%), carvão mineral (1,96%) e nuclear (1,09%) (ANEEL, 2022; ONS, 2020).

A predominância das energias renováveis na matriz energética brasileira é um reflexo das políticas governamentais e dos investimentos em tecnologias limpas. No entanto, a participação das fontes não-renováveis ainda é significativa, especialmente em períodos de baixa hidraulicidade, quando as usinas térmicas são acionadas para garantir a segurança do suprimento (Rocha, 2021; Keane *et al.*, 2013).

A evolução da matriz energética brasileira demonstra o compromisso do país com a sustentabilidade e a inovação tecnológica. A integração de diferentes fontes de energia e a implementação de políticas de incentivo têm sido fundamentais para tornar o sistema energético brasileiro mais resiliente e diversificado. Com a continuidade desses esforços, espera-se que a participação das fontes renováveis continue a crescer, promovendo uma matriz energética cada vez mais limpa e eficiente (Freitas, 2009; Short, 2014).

2.3 OPERADOR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O Operador do Sistema de Distribuição (OSD) é responsável pela gestão eficaz das redes de distribuição de energia elétrica, assegurando a entrega confiável e de qualidade aos consumidores. Além de coordenar o fluxo de potência, o OSD deve equilibrar a oferta e a demanda, monitorando constantemente os parâmetros de qualidade, como tensão e frequência. Este papel é particularmente desafiador em um cenário de crescente integração de novas tecnologias e fontes de geração distribuída (GD) (Garcez, 2021).

Gerenciar a GD é uma das tarefas mais complexas para os OSDs. A geração distribuída, especialmente a proveniente de fontes renováveis como a energia solar e eólica, traz vantagens significativas, incluindo a redução de perdas na transmissão e a maior resiliência do sistema. Entretanto, a intermitência e a variabilidade dessas fontes de energia exigem que o OSD implemente estratégias de controle avançadas para manter a estabilidade da rede (Viawan, 2008).

Com a expansão da GD, o fluxo de potência nas redes de distribuição pode se tornar bidirecional, o que representa um desafio adicional para a configuração tradicional dos sistemas de proteção e controle. O desenvolvimento de novas abordagens para a coordenação de dispositivos de proteção é essencial para

garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de energia, mesmo em cenários de alta penetração de geração distribuída.

A introdução de tecnologias de redes inteligentes (*smart grids*) proporciona aos OSDs ferramentas avançadas para monitoramento e controle em tempo real. Essas tecnologias, incluindo medidores inteligentes e sistemas de automação, permitem uma resposta rápida a falhas e a uma gestão mais eficiente dos recursos energéticos. Além disso, o armazenamento de energia é uma solução emergente que pode ajudar a mitigar os efeitos da intermitência das fontes renováveis, contribuindo para a estabilidade da rede (Dugan & McDermott, 2011).

A regulação e o monitoramento do desempenho dos sistemas de distribuição são realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Este documento estabelece critérios para a qualidade da energia, como limites para flutuações de tensão e distorções harmônicas, e define indicadores de desempenho, como o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), que medem a frequência e a duração das interrupções no fornecimento de energia (ANEEL, 2020).

Para garantir um sistema de distribuição eficiente e confiável, os OSDs devem continuar a investir em infraestrutura e capacitação. A evolução tecnológica e a crescente demanda por energia exigem que os operadores estejam preparados para adotar novas práticas e tecnologias que suportem a integração de GD e a melhoria contínua da qualidade do serviço (Pinho & Galdino, 2014).

2.4 DESPACHO ECONÔMICO DE ENERGIA ELÉTRICA

O despacho econômico de energia elétrica é uma técnica essencial utilizada para otimizar a operação dos sistemas de potência, minimizando os custos operacionais enquanto atende à demanda de energia de forma eficiente e segura. Esse processo envolve a determinação da quantidade de energia que cada gerador deve produzir para atender à carga demandada, de modo que os custos de geração sejam minimizados, considerando as restrições operacionais e técnicas do sistema (Wood & Wollenberg, 2012).

O conceito de despacho econômico baseia-se na otimização dos custos de operação do sistema de potência, levando em conta a curva de oferta de cada unidade geradora e os custos variáveis associados à produção de eletricidade. A função objetivo é minimizar o custo total de geração, que pode ser expresso conforme a equação (1):

$$C = \sum_{i=1}^N C_i(P_i) \quad (1)$$

Na equação, o custo de produção da unidade geradora i é representado por $C_i(P_i)$ em função de sua potência P_i , sendo N o número total de unidades geradoras no sistema (Kothari & Dhillon, 2011). O problema é resolvido sujeitando-se às restrições de balanço de potência e aos limites de capacidade das unidades geradoras.

A implementação de um despacho econômico eficaz pode resultar em economias significativas para as concessionárias de energia e, consequentemente, para os consumidores finais. A otimização dos custos operacionais não apenas reduz as despesas diretas associadas à geração de energia, mas também pode melhorar a confiabilidade do sistema ao garantir que os recursos sejam alocados de forma eficiente. Adicionalmente, o despacho econômico pode auxiliar na mitigação de impactos ambientais, promovendo o uso de unidades geradoras mais eficientes e menos poluentes (Boyle, 2012).

No contexto brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desempenham papéis cruciais na regulação e operação do despacho econômico. O ONS é responsável por coordenar a operação dos sistemas de potência no Brasil, assegurando que o despacho de geração seja realizado conforme as diretrizes econômicas e técnicas estabelecidas, incluindo a consideração de custos de combustível, disponibilidade de recursos hídricos e demandas ambientais (ANEEL, 2020). O OSD exerce uma função semelhante, atuando no controle do despacho econômico para sistemas de distribuição com diversas fontes de geração.

Avanços em técnicas de otimização, como algoritmos genéticos e programação estocástica, estão sendo explorados para lidar com a incerteza e variabilidade associadas às fontes renováveis. Essas abordagens avançadas são capazes de considerar uma gama mais ampla de cenários operacionais e de

mercado, proporcionando uma operação mais robusta e resiliente do sistema de potência (Conejo et al., 2010).

2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No contexto energético brasileiro, a produção de energia elétrica dependeu historicamente de grandes plantas de geração, localizadas distantes dos centros de consumo, operando em um sistema unidirecional de transmissão de extra-alta e alta tensão para a média e baixa tensão. Contudo, o desenvolvimento das tecnologias de fontes renováveis, em conjunto com as políticas do mercado de energia elétrica, tem gradualmente viabilizado um novo paradigma de geração, conhecido como geração distribuída (GD).

A geração distribuída é caracterizada pela produção de energia elétrica em pequenas unidades de geração próximas aos usuários finais, permitindo que os GDs, como pequenas centrais hidroelétricas, parques eólicos ou fotovoltaicos, possam suprir a demanda local de um consumidor específico ou fornecer energia para a rede elétrica. Essa abordagem flexível e descentralizada tem o potencial de atender eficientemente às necessidades de consumo em determinadas regiões ou grupos de consumidores.

Desta forma, o crescente aumento na demanda por energia elétrica, aliado às restrições na construção de novas centrais hidrelétricas de grande porte e à desregulamentação do mercado de energia elétrica, impulsionaram significativamente o uso da GD em sistemas elétricos nas últimas décadas (Pepermans, 2005).

Essa transformação acarreta impactos positivos e negativos no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). Em lados opostos, os benefícios vão desde a melhoria da tensão através do suporte de reativos até a redução das perdas ativas e custos operacionais, com relevância equivalente aos malefícios, como o redirecionamento da coordenação de proteção, os prejuízos à estabilidade do sistema e a injeção de harmônicos no SDEE (Gopiya Naik *et al.*, 2012).

Os desafios resultantes dessa mudança de paradigma suportam de forma inerente os inúmeros estudos realizados ao longo dos últimos anos. A busca da alocação e dimensionamento eficientes da GD nas SDEEs, assim como a

reestruturação e otimização da estrutura das mesmas, são fontes pesquisas para diversos objetivos, como a melhoria do perfil de tensão, a redução das perdas técnicas e outros aspectos relacionados à qualidade de energia elétrica e estabilidade do sistema (Wang, Nehrir, 2004; El-Zonkoly, 2011; Hien, Mithulananthan, Bansal, 2013).

No Brasil, em 2004, entrou em vigor a Lei 10.848/04, que versa sobre a comercialização de energia elétrica e menciona a Geração Distribuída (GD). Desde 17 de abril de 2012, com a entrada em vigor da Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012, posteriormente atualizada pela Resolução Normativa n° 687 de 2015, os consumidores brasileiros têm o direito de gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição local. Essa modalidade de geração é denominada Micro geração (inferior a 75 kW) e Mini geração (superior a 75 kW e igual ou inferior a 5 MW) Distribuídas de energia elétrica. O estímulo à Geração Distribuída é de grande importância, pois pode trazer benefícios significativos ao sistema elétrico (ANEEL, 2015).

2.5.1 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é comumente associada a fontes de energia renováveis ou de baixa emissão de carbono, especialmente à energia solar fotovoltaica (Garcez, 2017). A expansão desse modelo de geração tem destacado seu potencial na diversificação da matriz energética e no aumento da participação de fontes renováveis no setor elétrico. No entanto, por sua própria definição, não há limitações quanto às tecnologias de geração distribuída em relação às fontes primárias de energia utilizadas.

Em geral, são os órgãos reguladores de cada país que determinam o que pode ser considerado como geração distribuída para efeitos de políticas públicas. Portanto, é comum que qualquer tecnologia capaz de gerar energia elétrica em um sistema de distribuição ou no local de consumo seja considerada uma fonte potencial de geração distribuída.

Com base nessa premissa, observa-se uma ampla variedade de tecnologias viáveis para a geração distribuída. As tecnologias disponíveis atualmente podem ser

categorizadas em dois grupos: aquelas que empregam fontes renováveis de energia, como painéis solares, turbinas eólicas, geradores movidos a biomassa e biogás, pequenas centrais hidrelétricas, células de combustível e geradores geotérmicos; e aquelas que utilizam fontes não renováveis de energia, como motores de combustão interna e micro turbinas a gás.

2.5.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) é um processo de geração de energia conectada à rede de distribuição, que ocorre por meio da conversão direta da radiação solar em eletricidade. Esse processo se dá por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica, que utiliza o princípio do efeito fotoelétrico ou fotovoltaico (Almeida *et al.*, 2015).

O efeito fotovoltaico ocorre quando a luz solar é absorvida pela célula fotovoltaica, gerando uma diferença de potencial na estrutura do material semicondutor. Isso cria um fluxo de elétrons em um circuito elétrico, enquanto houver incidência de luz sobre a célula (Severino; Oliveira, 2010; Nascimento, 2014).

Para o funcionamento de um sistema fotovoltaico, além dos módulos fotovoltaicos, são necessários equipamentos auxiliares, como o inversor. O inversor é responsável pela conversão da energia em corrente contínua, produzida pelos módulos, para corrente alternada, utilizada pelos equipamentos. O inversor também possui protocolos de segurança, como o anti-ilhamento, que impede a injeção de energia quando ocorre uma interrupção no fornecimento, garantindo a segurança de pessoas que realizam manutenções na rede (Pinho e Galdino, 2014).

A GDFV foi a forma de geração distribuída que mais cresceu no Brasil. Isso se deve a vários fatores, como a ausência de partes móveis, não necessidade de mão de obra para sua operação, boa disponibilidade de irradiação solar entre os trópicos, redução de custos e maturidade das tecnologias empregadas. Além disso, a geração de energia fotovoltaica é silenciosa e pode ser instalada de forma modular, desde baixas potências em pequenas residências até grandes potências em usinas solares fotovoltaicas (Paixão; Abaide, 2021; Zomer; Ruther, 2018).

O rendimento energético anual brasileiro é excelente, apresentando taxas de 1100 a 1800 *kWh/kWp.ano* em todo o território nacional. Nos meses de verão,

principalmente de dezembro a março, a geração é máxima nos estados do extremo sul e sudeste do Brasil, coincidindo com os picos de demanda registrados pelo ONS para essas regiões. Isso demonstra o potencial da GDFV para contribuir significativamente para a redução dos picos de demanda dos sistemas elétricos (Pereira *et al.*, 2017).

A geração fotovoltaica é considerada a tecnologia de potência renovável com crescimento mais rápido ao longo da última década. Prevê-se que a partir de 2060, a energia solar irá suprir um terço de toda a demanda energética mundial (Afifi, Darwish e Taylor, 2014).

2.6 ANÁLISES E IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA ELÉTRICO

A inserção de geração distribuída no sistema elétrico de distribuição promove uma série de benefícios, como a redução de perdas elétricas e o alívio da carga na rede de transmissão. No entanto, também traz desafios relacionados à estabilidade do sistema, regulação de tensão e controle de fluxo de potência. Segundo Baran e Wu (1989), a localização estratégica de fontes de geração distribuída, como a geração fotovoltaica, pode impactar significativamente o equilíbrio do sistema, exigindo uma análise detalhada para garantir que a geração local não cause flutuações indesejadas na tensão ou sobrecarga nos componentes da rede.

Considerando os conceitos previamente abordados sobre geração distribuída e sua integração à matriz energética, faz-se importante uma análise sistêmica dos impactos que esse cenário causa ao SDEE num contexto geral. Este capítulo aprofunda a análise dos impactos dessa modalidade de geração no sistema elétrico. Especificamente, a geração distribuída fotovoltaica (GDFV) tem sido um tema de crescente importância no cenário energético mundial, especialmente no Brasil, onde as condições favoráveis de radiação solar possibilitam seu amplo desenvolvimento (Mamede Filho, 2013).

2.6.1 FLUXO DE POTÊNCIA

A injeção de potência ocasionada pela geração distribuída fotovoltaica (GDFV) tem potencial para contribuir significativamente para a diminuição da potência fornecida pela subestação de distribuição, podendo amenizar a demanda em determinados horários. Contudo, em períodos do dia em que a potência fornecida à rede pelo gerador é superior ao consumo da carga, um fluxo de potência reverso pode ocorrer no ponto de conexão do sistema fotovoltaico, tornando o fluxo de potência bidirecional nas linhas de distribuição. Isso pode acarretar consequências como a exportação de energia para cargas e alimentadores vizinhos, ou até mesmo para o sistema de transmissão, ocasionando na maioria das vezes uma sobretensão na rede acima da permitida em norma. Estas características também são válidas para outras tecnologias GDs (Paludo, 2014).

Uma preocupação relacionada ao fluxo de potência reverso é a influência que este pode ter na coordenação e operação dos sistemas de proteção e nos equipamentos de regulação de tensão presentes na rede. Por isso, é necessário investigar se esses componentes possuem configurações adequadas para lidar com ambos os sentidos de fluxo. A análise do fluxo de potência é essencial para determinar as condições operativas em regime permanente de um sistema de energia elétrica. A metodologia clássica para solução desse problema é o método de *Newton-Raphson*, porém, alguns autores discutem que este método pode apresentar problemas de convergência quando aplicado a sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), devido ao seu desenvolvimento ser baseado nas características típicas de sistemas de transmissão de energia (Floréz *et al.*, 2021).

Para sistemas de distribuição, metodologias mais eficientes e usuais, como a varredura direta e inversa, são recomendadas. Essa metodologia é especialmente indicada para sistemas puramente radiais, embora possa ser adaptada para redes com poucas malhas. Outra abordagem comum são os métodos fundamentados na matriz impedância nodal implícita, que utilizam uma formulação mais adequada para sistemas com muitas malhas. O *software OpenDSS*, por exemplo, utiliza o método denominado *Zbus*, que se baseia na superposição para calcular as tensões nas barras. Essas metodologias são fundamentais para resolver as equações do sistema elétrico e garantir a eficiência e estabilidade da rede (Machado, 2017).

2.6.2 FLUTUAÇÕES DE TENSÃO

A flutuação de tensão é uma característica inerente aos sistemas de distribuição de energia elétrica, devido à sua topologia predominantemente radial. Conforme se afasta das fontes, como geradores ou em dispositivos reguladores de tensão, como os transformadores, os níveis de tensão tendem a diminuir (Dulau *et al.*, 2013).

A queda de tensão ao longo de um alimentador pode ser aproximadamente modelada conforme a equação (2) (Viawan, 2008):

$$\Delta V = l \cdot (R_{ln} + jX_{ln}) \quad (2)$$

Essa equação indica que, quando bancos de capacitores são inseridos na rede, a potência reativa e os níveis de queda de tensão presentes na rede devem diminuir ao longo do alimentador. No entanto, se bancos de indutores forem inseridos, aumentando a potência reativa fornecida pela rede, a queda de tensão pode aumentar (Viawan, 2008).

Segundo o módulo 8 do PRODIST (2021) da ANEEL, os limites desejáveis para as flutuações de tensão são definidos para garantir a qualidade da energia elétrica. As faixas estão apresentadas na tabela 2.

Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, ANEEL (2020).

2.6.3 FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência é um indicador crucial da eficiência energética de um sistema elétrico. Ele está diretamente relacionado à relação entre a potência ativa (que realiza o trabalho) e a potência aparente (que inclui a potência reativa necessária para manter campos magnéticos em dispositivos como motores e transformadores). Em consumidores industriais e comerciais, especialmente aqueles com cargas indutivas, como motores, transformadores e reatores, o fator de potência pode ser significativamente baixo, indicando uma quantidade considerável de energia reativa circulando no sistema.

MAMEDE FILHO (2013) e NORÕES (2019) apontam diversas situações em que a potência reativa se faz presente, destacando a operação de motores de indução com baixa carga, transformadores em operação a vazio, reatores de baixo fator de potência, entre outros. Essas cargas indutivas demandam energia reativa para criar os campos magnéticos necessários ao seu funcionamento, aumentando a potência aparente necessária no sistema.

Os sistemas fotovoltaicos, por sua vez, são projetados para operar com fator de potência unitário, conforme salientado por Paludo (2014). Isso significa que eles podem suprir total ou parcialmente a demanda por potência ativa da carga local, contribuindo para a redução do fator de potência na conexão com a rede elétrica. Entretanto, a demanda por potência reativa dos equipamentos conectados à rede continua existindo, o que pode resultar em uma interpretação pela concessionária de um excedente de reativos, levando a cobranças indevidas por esses falsos excedentes aos consumidores que possuem micro e minigeradores distribuídos.

Conforme o Módulo 8 do PRODIST (2021) da ANEEL, o fator de potência no ponto de conexão deve estar dentro de determinados limites, entre 0,92 e 1 para indutivo, ou entre 1 e 0,92 para capacitivo. Caso o fator de potência não esteja dentro desses limites, encargos extras para os clientes por excedentes reativos requisitados do sistema poderão ser cobrados. Portanto, o ajuste do fator de potência nos sistemas fotovoltaicos pode ser uma estratégia para trazer benefícios no ponto de conexão com a rede de distribuição, mas deve ser cuidadosamente avaliado em relação às necessidades específicas do sistema elétrico e das cargas instaladas.

2.7 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

O Mercado Livre de Energia no Brasil representa uma importante evolução no setor elétrico, permitindo que grandes consumidores, como indústrias e empresas, negociem diretamente com os geradores e comercializadores de energia. Essa modalidade de contratação proporciona maior flexibilidade e possibilidade de redução de custos para os consumidores, uma vez que podem escolher seus fornecedores e negociar preços e condições contratuais (Tolmasquim, 2015).

Instituído pela Lei n.º 9.074/95, o Mercado Livre de Energia é parte do modelo de desverticalização do setor elétrico brasileiro, que separa as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Nesse mercado, os consumidores classificados como "livres" ou "especiais" têm a liberdade de escolher seus fornecedores de energia elétrica, ao contrário do mercado cativo, onde os consumidores compram energia de uma distribuidora local, com tarifas reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (Bicalho, 2016). A concessionária de energia elétrica pode comprar da GD no máximo de 10% da sua própria carga, por meio de contrato. As GDs podem também vender energia elétrica para a concessionária em forma de crédito ou para consumidores do mercado livre, este último desde que regulamentada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Em janeiro de 2023, a ANEEL implementou uma nova regra para o grupo A, conforme a Resolução Normativa n.º 1000/2021, que prevê a abertura gradual do mercado livre de energia para consumidores de menor porte conectados ao sistema de distribuição. A nova regra permitia que consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, pertencentes ao grupo A de tensão (alta e média tensão), pudessem migrar para o mercado livre de energia e contratar diretamente com geradores e comercializadores (ANEEL, 2023). Em consequência, a Portaria Normativa n.º 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022, estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2024, todos os consumidores classificados como Grupo A poderão optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do Sistema Interligado Nacional.

Essa mudança visa ampliar o acesso ao mercado livre, proporcionando benefícios como redução de custos e maior flexibilidade na gestão dos contratos de energia. A abertura do mercado para o grupo A também incentiva a competitividade

no setor elétrico e a diversificação da matriz energética, pois os consumidores podem optar por fontes de energia renovável, alinhando-se às políticas de sustentabilidade e eficiência energética (Abreu, 2023).

A nova regra para o grupo A tem potencial para aumentar significativamente o número de consumidores no mercado livre de energia, promovendo uma maior dinâmica de preços e uma melhor alocação de recursos. Além disso, essa abertura é vista como um passo importante na modernização do setor elétrico brasileiro, alinhando-se às melhores práticas internacionais e fortalecendo a competição entre os agentes de mercado (Barata, 2022). Em um futuro próximo, é possível vislumbrar a abertura do mercado livre de energia para os consumidores do grupo B (baixa tensão), possibilitando uma maior entrada de minigeração e microgeração distribuída na rede de distribuição, tão como a redução dos custos de energia para os consumidores finais de cerca de 15% a 40%.

No entanto, a migração para o mercado livre requer planejamento e entendimento das dinâmicas de mercado por parte dos consumidores. É necessário considerar os riscos associados à volatilidade de preços e às condições contratuais, que diferem das tarifas reguladas do mercado cativo. A decisão de migrar deve ser baseada em uma análise cuidadosa dos custos e benefícios, incluindo a avaliação de opções de compra de energia a longo prazo e a possibilidade de integração de fontes renováveis (Tolmasquim, 2015).

2.8 OPENDSS

O *software OpenDSS* tem desempenhado um papel significativo no campo da distribuição de energia elétrica desde seu início em 1997, quando foi criado por Roger Dugan e Thomas McDermott na *Electrotek Concepts, Inc.* Originalmente desenvolvido para a análise de sistemas com Geração Distribuída (GD), o *OpenDSS* passou por uma série de evoluções que ampliaram sua funcionalidade e aplicabilidade ao longo dos anos. Em 2004, a *EPRI Solutions* adquiriu o *software*, e, em 2008, o *OpenDSS* foi lançado como um programa de código aberto. Esse marco permitiu que uma comunidade global de desenvolvedores contribuísse para seu aprimoramento contínuo, aumentando sua utilidade e alcance (Dugan & McDermott, 2011).

A flexibilidade do *OpenDSS* permitiu que ele se adaptasse rapidamente aos novos conceitos e demandas emergentes dos sistemas de *Smart Grids* (Redes Inteligentes). Sua capacidade de se ajustar a essas novas realidades tornou o *OpenDSS* uma ferramenta indispensável para simulações e análises no contexto da distribuição de energia elétrica. Com funcionalidades versáteis e uma interface intuitiva, o *OpenDSS* permite que engenheiros e pesquisadores explorem uma ampla gama de cenários e soluções no campo da energia elétrica.

A arquitetura do *OpenDSS* é projetada para oferecer uma experiência acessível e eficiente para todos os usuários, independentemente de seu nível de experiência. Utilizando linhas de comando e uma interface amigável, os usuários podem definir e manipular elementos do circuito, realizar simulações detalhadas e analisar os resultados com precisão e eficácia. Além disso, o suporte para a interface *Component Object Model* (COM) da *Microsoft* facilita o desenvolvimento e a integração de soluções personalizadas, ampliando ainda mais as capacidades do *software* (Dugan, McDermott & Santo, 2009).

A codificação no *OpenDSS* é facilitada por meio de *scripts* de comando, permitindo que os usuários utilizem uma variedade de linguagens de programação para criar e executar simulações personalizadas. Essa flexibilidade permite que os usuários implementem e testem diferentes estratégias e soluções para os desafios complexos enfrentados no campo da distribuição de energia.

No contexto da Geração Distribuída, o *OpenDSS* desempenha um papel crucial ao fornecer uma plataforma robusta para a avaliação e análise de sistemas de energia elétrica. Pesquisadores e profissionais utilizam o *OpenDSS* para investigar os impactos da integração de GDs, desenvolver e testar estratégias de controle de tensão e potência reativa em sistemas de distribuição modernos. Esses estudos são essenciais para o avanço do conhecimento e o desenvolvimento de soluções inovadoras que abordem os desafios enfrentados na transição para uma matriz energética mais sustentável e eficiente (Paiva *et al.*, 2011).

3 METODOLOGIA

A presente metodologia descreve detalhadamente o processo de modelagem, simulação e análise de uma rede elétrica de 70 barras, integrando geração distribuída (GD) visando otimizar a operação da rede para a minimização dos custos ao longo de um período de 10 anos, que corresponde a vida útil média dos bancos de capacitores e indutores. Através do *software OpenDSS*, que é amplamente utilizado para a simulação de redes de distribuição de energia e permite a análise de múltiplos cenários operacionais, a pesquisa foi realizada considerando a variabilidade das fontes de energia e as características da demanda ao longo do dia. A escolha pelo *OpenDSS* se justifica pela sua robustez e flexibilidade na análise de redes complexas, conforme destacado por Mamede Filho et al. (2020), que validaram a eficácia do *software* na otimização de sistemas de distribuição com geração distribuída.

Neste trabalho, considerou-se uma abordagem prática e detalhada para a implementação da metodologia, onde cada elemento da rede, incluindo as fontes de geração distribuída, capacitores e indutores, foi configurado para refletir condições operacionais realistas. A configuração da rede e os parâmetros de simulação foram selecionados com base em estudos anteriores e em normas técnicas que orientam a operação de redes de distribuição, como recomendado por Chiconi et al. (2018), que enfatizam a importância de uma modelagem precisa para a obtenção de resultados confiáveis.

O estudo foi estruturado para abordar quatro períodos diários distintos, cada um representando diferentes níveis de demanda e disponibilidade de recursos energéticos, o que reflete a realidade da operação de redes elétricas que incorporam fontes de geração distribuída. Esses períodos foram definidos conforme a incidência solar e a demanda de carga, garantindo que as simulações capturassem as variações sazonais e diárias que afetam o desempenho da rede. Além disso, a metodologia adotada permitiu a avaliação comparativa entre diferentes cenários de geração, identificando a configuração que minimiza os custos operacionais sem comprometer a qualidade do fornecimento de energia. A otimização do problema é realizada pelo algoritmo ganancioso, ou seja, a otimização é obtida em cada etapa do problema e, no final, tem-se o resultado para o todo.

3.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DE ESTUDO

Visando implementar as simulações da alocação de capacitores e indutores, utilizou-se como referência um sistema de 70 barras de topologia radial, apresentada em Baran e Wu (1989). A tabela 3 exibe os dados detalhados de cada barra do sistema.

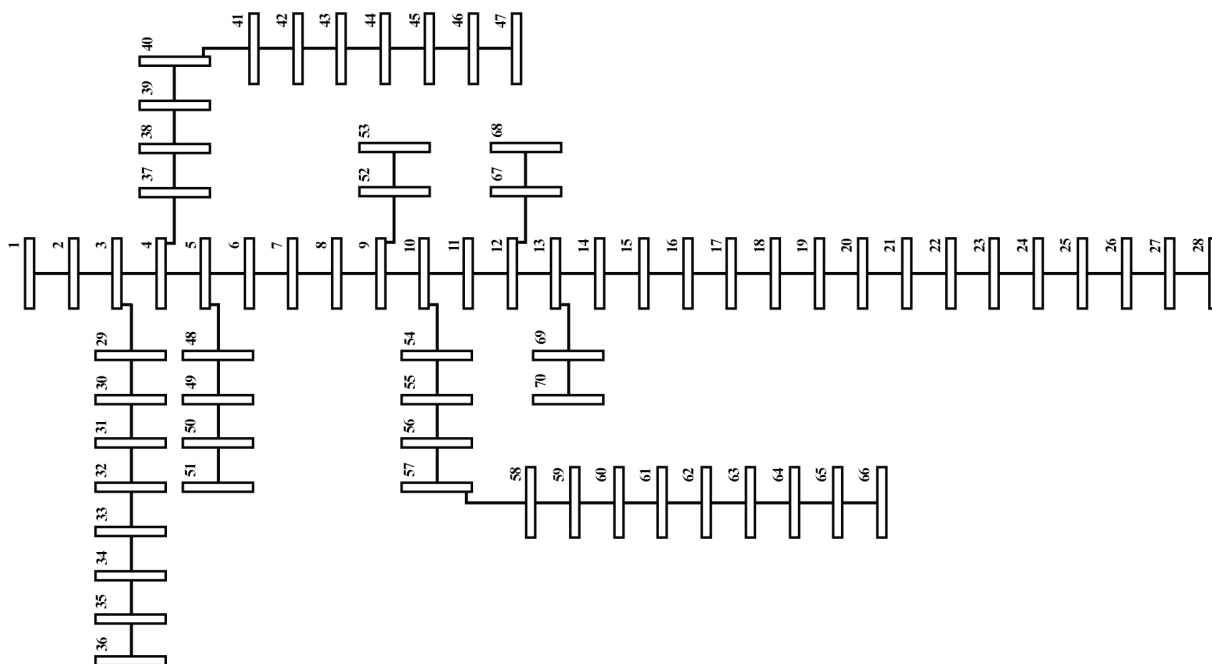
Tabela 3 – Sistema de 70 barras estudado.

Br. No	Sd. Nd.	Rv Nd.	Br.Par.A		Rv. Nd. Carga		Br. No	Sd. Nd.	Rv Nd.	Br.Par.		Rv. Nd. Carga	
			r(Ω)	x(Ω)	P(kW)	Q(kVAr)				r(Ω)	x(Ω)	P(kW)	Q(kVAr)
1	1	2	0,0005	0,0012	0,00	0,00	36	4	37	0,0044	0,0108	26,00	18,50
2	2	3	0,0005	0,0012	0,00	0,00	37	37	38	0,0640	0,1565	26,00	18,50
3	3	4	0,0001	0,0001	0,00	0,00	38	38	39	0,1053	0,1230	0,00	0,00
4	4	5	0,0015	0,0036	0,00	0,00	39	39	40	0,0304	0,0305	24,00	17,00
5	5	6	0,0251	0,0294	0,00	0,00	40	40	41	0,0018	0,0021	24,00	17,00
6	6	7	0,3660	0,1864	2,60	2,20	41	41	42	0,7283	0,8509	1,20	1,00
7	7	8	0,3811	0,1941	40,40	30,00	42	42	43	0,3100	0,3623	0,00	0,00
8	8	9	0,0922	0,0470	75,00	54,0	43	43	44	0,0410	0,0478	6,00	4,30
9	9	10	0,0493	0,0251	30,00	22,00	44	44	45	0,0092	0,0116	0,00	0,00
10	10	11	0,8190	0,2707	28,00	19,00	45	45	46	0,1089	0,1373	39,20	26,30
11	11	12	0,1872	0,0619	145,00	104,0	46	46	47	0,0009	0,0012	39,20	26,30
12	12	13	0,7114	0,2351	145,00	104,00	47	5	48	0,0034	0,0084	0,00	0,00
13	13	14	1,0300	0,3400	8,00	5,50	48	48	49	0,0851	0,2083	79,00	56,40
14	14	15	1,0440	0,3450	8,00	5,50	49	49	50	0,2898	0,7091	384,70	274,50
15	15	16	1,0580	0,3496	0,00	0,00	50	50	51	0,0822	0,2011	384,70	274,50
16	16	17	0,1966	0,0650	45,50	30,00	51	9	52	0,0928	0,0473	40,50	28,30
17	17	18	0,3744	0,1238	60,00	35,00	52	52	53	0,3319	0,1114	3,60	2,70
18	18	19	0,0047	0,0016	60,00	35,0	53	10	54	0,1740	0,0886	4,30	3,50
19	19	20	0,3276	0,1083	0,00	0,00	54	54	55	0,2030	0,1034	26,40	19,00
20	20	21	0,2106	0,0696	1,00	0,60	55	55	56	0,2842	0,1447	24,00	17,20
21	21	22	0,3416	0,1129	114,00	81,0	56	56	57	0,2813	0,1433	0,00	0,00
22	22	23	0,0140	0,0046	5,30	3,50	57	57	58	1,5900	0,5337	0,00	0,00
23	23	24	0,1591	0,0526	0,00	0,00	58	58	59	0,7837	0,2630	0,00	0,00
24	24	25	0,3463	0,1145	28,00	20,00	59	59	60	0,3042	0,1006	100,00	72,00
25	25	26	0,7488	0,2475	0,00	0,00	60	60	61	0,3861	0,1172	0,00	0,00
26	26	27	0,3089	0,1021	14,00	10,00	61	61	62	0,5075	0,2585	1244,00	888,00
27	27	28	0,1732	0,0572	14	10,0	62	62	63	0,0974	0,0496	32,00	23,00
28	3	29	0,0044	0,0108	26	18,6	63	63	64	0,1450	0,0738	0,00	0,00
29	29	30	0,0640	0,1565	26	18,6	64	64	65	0,7105	0,3619	227,00	162,00
30	30	31	0,3978	0,1315	0,00	0,00	65	65	66	1,0410	0,5302	59,00	42,00
31	31	32	0,0702	0,0232	0,00	0,00	66	12	67	0,2012	0,0611	18,00	13,00
32	32	33	0,3510	0,1160	0,00	0,00	67	67	68	0,0047	0,0014	18,00	13,00
33	33	34	0,8390	0,2816	14,00	10,00	68	13	69	0,7394	0,2444	28,00	20,00
34	34	35	1,7080	0,5646	19,50	14,00	69	69	70	0,0047	0,0016	28,00	20,00
35	35	36	1,4740	0,4873	6,00	4,00							

Fonte: Baran, M. E., Wu, F. F. (1989).

A rede elétrica alvo do estudo reflete características inerentes a um sistema de distribuição típico em ambientes urbanos, operando com uma tensão nominal de 12,66kV. Essa configuração foi escolhida por sua relevância na análise de redes de distribuição de média tensão, especialmente no contexto da integração de geração distribuída (GD). A subestação responsável pela alimentação da rede possui uma potência base de 10 MVA, fornecendo uma carga ativa total de 3802,19 kW e uma carga reativa total de 2694,60 kVAr. O diagrama unifilar da figura 2 ilustra a disposição da topologia da rede:

Figura 2: Diagrama unifilar do sistema de 70 barras.



Fonte: Baran, M. E., Wu, F. F. (1989).

3.2 PERÍODOS DE DEMANDA E GERAÇÃO

A análise do comportamento da rede elétrica ao longo de diferentes períodos do dia é crucial para entender as variações na demanda e na geração de energia. Neste estudo, foram definidos quatro períodos distintos para a realização das simulações, cada um com características específicas em relação à demanda de carga e à incidência solar. Esses períodos foram estabelecidos para capturar as variações sazonais e diárias, que influenciam diretamente o desempenho e a eficiência da rede.

O primeiro período, compreendido entre 0h e 6h, caracteriza-se pela ausência total de incidência solar e uma demanda de 60% da carga total da rede. Este é um intervalo de baixa atividade, onde a demanda reduzida reflete o menor consumo residencial e comercial.

O segundo período engloba os horários de 6h às 9h e de 15h às 18h, representando momentos de transição em termos de atividade solar. Com 50% de incidência solar e uma demanda de 80% da carga total, este período reflete o aumento gradual do consumo com o início das atividades diárias.

Das 9h às 15h, temos o terceiro período, marcado pela máxima incidência solar, atingindo 100%, e por uma demanda que permanece em 80% da carga total. Este é o intervalo onde a geração fotovoltaica atinge seu auge, oferecendo uma oportunidade significativa para o aproveitamento da energia solar. A correlação entre a alta incidência solar e uma demanda elevada é crucial para entender o comportamento da rede sob alta penetração de geração distribuída.

Por fim, o quarto período, que se estende das 18h até a meia-noite, apresenta uma configuração semelhante ao primeiro, com ausência de incidência solar, mas com a demanda atingindo 100% da carga total. Este é um momento crítico, pois reflete o pico de consumo residencial e comercial, sem principalmente o apoio da geração solar, restando a dependência de outras formas de geração para suprir a demanda energética.

A consideração dos aspectos diversos e inerentes a rede elétrica, como a variação da incidência solar ao longo do dia, são pontos cruciais para simulações realistas de sistemas de energia distribuída, conforme indicado nos estudos de Yang et al. (2018), que destacam a necessidade de ajustar os perfis de geração solar às condições locais.

3.3 MODELAGEM DOS DADOS

A modelagem dos dados é uma etapa crucial para a análise de desempenho do sistema de 70 barras, composto por uma subestação operando a 12,66 kV, com uma potência de base de 10 MVA, tensão de base também de 12,66 kV, e com uma carga total ativa de 3802,19 kW e uma carga reativa de 2694,60 kVAR. A metodologia adotada visa o melhor despacho econômico, levando em consideração diferentes configurações de geração distribuída (GD) e o impacto das mesmas nos custos de operação.

As simulações foram realizadas utilizando o *software OpenDSS*, que é amplamente reconhecido na literatura por sua capacidade de modelagem detalhada de sistemas de distribuição, permitindo a simulação de diversas condições operacionais e estratégias de controle. A escolha do *OpenDSS* é fundamentada em sua robustez e flexibilidade para lidar com a complexidade dos sistemas elétricos de potência, conforme evidenciado por trabalhos como o de Baran e Wu (1989), que

também utilizam modelagens detalhadas para otimização em sistemas de distribuição.

Os dados tarifários utilizados nas simulações foram baseados em informações reais obtidas de Heck e Lima (2022). A tarifa de energia elétrica da concessionária referente à energia advinda da subestação é obtida da Neoenergia Elektro (2023), especificamente os valores praticados para o grupo B. Essas tarifas foram essenciais para a determinação dos custos de operação em cada cenário simulado. As tarifas para energia elétrica, que variam conforme a fonte de geração, desempenham um papel significativo na análise de custos das diferentes configurações de GD.

Nas simulações realizadas, cada tipo de geração de energia foi associado a um custo específico por megawatt-hora (*MWh*). A geração eólica foi precificada a R\$ 296,00/*MWh*, destacando-se como uma das opções mais econômicas, especialmente em períodos de menor demanda. Para a biomassa, se fixou o custo de R\$ 349,00/*MWh*, sendo uma alternativa viável para complementar a geração eólica, principalmente em períodos de alta demanda. A energia solar, mesmo com sua intermitência, foi incorporada nas simulações a um preço de R\$ 446,00/*MWh*, evidenciando seu papel crucial durante o dia, quando a incidência solar é significativa. Finalmente, a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) foi considerada a um custo de R\$ 360,00/*MWh*, oferecendo uma fonte constante e confiável de energia, particularmente importante em períodos sem incidência solar. O custo da energia proveniente da subestação foi o mais elevado, sendo R\$ 753,00/*MWh*.

A modelagem das cargas foi ajustada para refletir as condições reais de operação em diferentes períodos do dia, conforme descrito anteriormente. Cada simulação considerou as variações na demanda de carga, na incidência solar, bem como o impacto das diferentes fontes de geração distribuída, como solar, eólica, biomassa e PCH. O *software OpenDSS* foi utilizado para simular o fluxo de potência na rede de distribuição.

O *OpenDSS* é uma ferramenta amplamente utilizada para a modelagem e simulação de sistemas de distribuição elétrica, permitindo análises detalhadas e ajustadas às necessidades específicas de cada estudo. (Adaptada de Gómez-Expósito et al., 2018).

As simulações foram configuradas para cobrir um período de 10 anos, contabilizando todos os dias do ano, com variações periódicas que refletem a realidade operacional do sistema. Esse horizonte de análise permite uma visão abrangente dos efeitos de longo prazo das diferentes estratégias de operação e otimização do sistema elétrico.

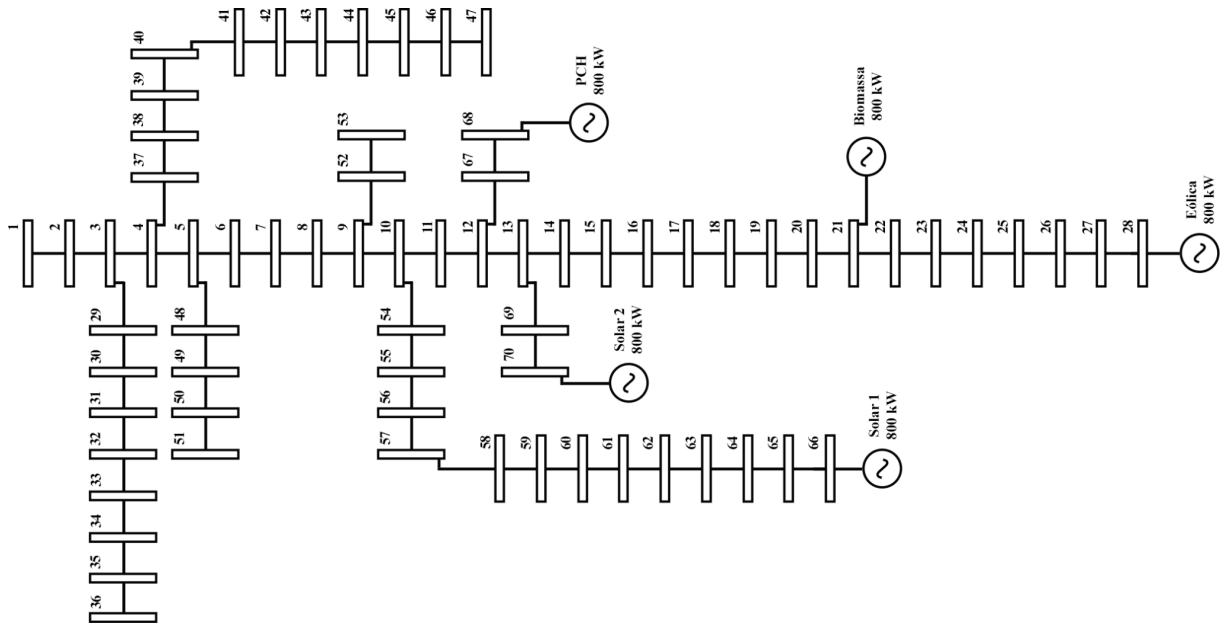
Dessa forma, a modelagem e simulação no *OpenDSS*, aliada aos dados tarifários e condições operacionais específicas do sistema de 70 barras, fornece uma base sólida para a avaliação de desempenho e otimização do sistema. A integração de diferentes fontes de GD e a análise detalhada dos custos associados a cada configuração são fundamentais para alcançar uma operação eficiente e economicamente viável. Em todas as GDs, foram considerados os despachos de energia com fator de potência unitário. Os testes de otimização foram realizados exaustivamente e apresentadas cinco soluções factíveis para cada etapa em tabelas.

3.4 SIMULAÇÕES E AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

As simulações realizadas neste estudo foram cruciais para analisar o desempenho do sistema elétrico sob diferentes condições operacionais, considerando a presença de Geração Distribuída (GD), variação de carga e a alocação de capacitores e indutores. Cada simulação foi conduzida utilizando o *software OpenDSS*, que permitiu modelar e avaliar o comportamento da rede elétrica de 70 barras em diferentes cenários. A seguir, descrevem-se detalhadamente as simulações realizadas para cada um dos quatro períodos do dia, destacando os parâmetros utilizados, os resultados obtidos, e a justificativa para a escolha da melhor configuração para cada período.

A figura da rede elétrica apresentada na figura 3 mostra a disposição de cada um dos geradores distribuídos, suas localizações e capacidades.

Figura 3: Diagrama unifilar do sistema de 70 barras com GDs.



Fonte: Adaptado de Baran, M. E., Wu, F. F. (1989).

Cada gerador opera dentro de seus despachos mínimo e máximo, com os valores detalhados na tabela 4.

Tabela 4 – Despacho dos Geradores.

Gerador	Tipo	Barra	Despacho Mínimo	Despacho Máximo
1	Biomassa	21	300 <i>kW</i>	800 <i>kW</i>
2	Eólico	28	0 <i>kW</i>	800 <i>kW</i>
3	Solar	66	0 <i>kW</i>	800 <i>kW</i>
4	PCH	68	300 <i>kW</i>	800 <i>kW</i>
5	Solar	70	0 <i>kW</i>	800 <i>kW</i>

Seguindo as condições operacionais definidas para os geradores, a geração eólica opera em dois modos distintos: quando está desligada, sua produção é nula, e quando acionada, gera a potência máxima de 800 *kW*. Já a geração solar segue a variação da incidência solar ao longo do dia. Durante o período noturno, sem incidência solar, a geração é nula. No período de menor irradiação solar (6h-9h e 15h-18h), a geração solar é de 400 *kW*, enquanto no período de máxima radiação solar (9h-15h), a produção atinge o valor de 800 *kW*. Esses parâmetros foram

utilizados em todas as simulações para avaliar o desempenho da geração distribuída no sistema elétrico.

Os bancos de capacitores e indutores trifásicos foram alocados em pontos específicos da rede, conforme a variação de tensão nas barras. O *OpenDSS* forneceu o retorno das tensões em cada barra, o que permitiu identificar as barras com menor e maior tensão. Capacitores foram instalados nas barras com tensões abaixo dos níveis adequados, enquanto indutores foram instalados onde a tensão estava elevada, ajustando o fator de potência da rede.

A tabela 5 detalha o custo dos bancos de capacitores e indutores por *kVAr*, com base nos valores praticados:

Tabela 5 – Custo por *kVAr* dos bancos de capacitores e indutores.

Tipo	Custo por <i>kVAr</i>
Capacitor	R\$ 24,50
Indutor	R\$ 1.000.00

A formulação do custo total (CT) considera tanto os custos da energia gerada pelas diferentes fontes de geração distribuída (GDs) quanto o custo associado aos bancos de capacitores e indutores. A equação (3) do custo total é expressa da seguinte forma:

$$CT = C_{GD} + C_{cap} + C_{ind} \quad (3)$$

Nessa fórmula, o custo da energia originada de cada fonte de geração distribuída (C_{GD}) é calculado pela multiplicação da energia despachada (em *MW*) pelo preço correspondente do *MWh* de cada fonte. Além disso, o custo dos bancos de capacitores e indutores (C_{cap} e C_{ind}) é incorporado com base nos valores apresentados na Tabela 5. Assim, o cálculo reflete tanto os custos das fontes de geração quanto os dos dispositivos responsáveis pelo ajuste do fator de potência na rede.

Esses valores serviram de base para avaliar o impacto econômico de diferentes configurações da rede, ajustando o fator de potência e otimizando o uso das fontes de geração distribuída para a redução dos custos operacionais.

3.4.1 PERÍODO DA MADRUGADA: DESEMPENHO ENTRE 0H E 6H

Durante o período noturno, compreendido entre 0h e 6h, não há incidência solar, e a demanda da carga total é de 60%. As simulações para este período focaram em diferentes combinações de geração distribuída (GD) com a alocação ou não de capacitores e indutores, sempre visando reduzir os custos operacionais.

Inicialmente, foi testada uma configuração com despacho de três geradores principais: uma usina eólica com 0,8 MW, uma usina de biomassa também com 0,8 MW e uma pequena central hidrelétrica (PCH) com potência de 0,8 MW. A subestação, por sua vez, despachou 0,054679 MW. Além disso, foram instalados indutores de 300 kVAr nas barras 20 e 27, visando controlar a tensão da rede nesse período de baixa carga. Essa configuração resultou em um custo total na quantia de R\$ 19.109.294,99, com o valor do kWh calculado em R\$ 0,3555.

Na segunda simulação, os indutores foram removidos e os despachos de energia eólica e PCH mantidos em 0,8 MW, enquanto a biomassa foi reduzida para 0,53 MW para respeitar os níveis de tensão. Com a diminuição do despacho das GDs, houve aumento no despacho da subestação para 0,262409 MW, elevando o custo total da operação para R\$ 19.871.271,10, o que resulta no custo de R\$ 0,3793 por kWh. Essa configuração, apesar de não ter a alocação dos bancos de indutores, demonstrou um aumento nos custos em relação à primeira simulação, destacando que a estratégia de simplificar a rede pode acarretar maior dependência da subestação e, conseqüentemente, em custos mais elevados.

Posteriormente, na rede foram alocados bancos de capacitores de 300 kVAr nas barras 8, 66 e 44, enquanto o despacho foi limitado às GDs de biomassa e PCH, ambas operando com 0,8 MW cada. Esta configuração, apesar de respeitar os limites de tensão, resultou em um custo muito elevado, atingindo R\$ 24.611.442,47, com um custo de R\$ 0,4807 por kWh. A maior dependência de energia da subestação, que atingiu 0,737853 MW, demonstrou que a ausência de diversificação

nas fontes de geração distribuída pode aumentar significativamente os custos operacionais.

Na quarta simulação, foram alocados capacitores de 300 *kVAr* nas barras 8 e 66, enquanto o despacho foi composto por 0,8 *MW* de GD eólica, 0,4 *MW* de biomassa e 0,8 *MW* de PCH. A subestação forneceu 0,368458 *MW* de energia para suprir a demanda da rede. O custo total para essa configuração alcançou o valor de R\$ 20.641.190,34, sendo R\$ 0,3979 por *kWh*. Os ajustes realizados apresentaram uma redução significativa nos custos em comparação à terceira simulação do período, demonstrando que a combinação equilibrada de GD com o ajuste do fator de potência são características cruciais para minimizar os custos operacionais da rede.

Nesta última simulação do primeiro período, foram alocados capacitores de 300 *kVAr* nas barras 8, 66 e 44, enquanto o despacho foi composto por 0,8 *MW* de GD eólica e 0,8 *MW* de PCH. A subestação forneceu 0,744765 *MW* de energia para suprir a demanda da rede. O custo total atingiu o valor de R\$ 23.796.866,19, sendo R\$ 0,4634 por *kWh*. Esta abordagem, embora robusta em termos de suporte capacitivo, apresentou custos operacionais significativamente mais altos devido à maior dependência da subestação.

Os resultados das simulações realizadas para o período estão dispostos na tabela 6.

Tabela 6 – Simulações do período 1 (0h-6h).

Si.	Eólica	Biom.	Solar B66	Solar B70	PCH	Subestação	Cap./Ind.	Custo Total
1	0,8 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,054679 <i>MW</i>	Indutores 300 <i>kVAr</i> B20 e 27	R\$ 19.109.294,99
2	0,8 <i>MW</i>	0,53 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,262409 <i>MW</i>	Nenhum	R\$ 19.871.271,10
3	0 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,737853 <i>MW</i>	Capacitores 300 <i>kVAr</i> B8, 44 e 66	R\$ 24.611.442,47
4	0,8 <i>MW</i>	0,4 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,368458 <i>MW</i>	Capacitores 300 <i>kVAr</i> B8 e 66	R\$ 20.641.190,34
5	0,8 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,744765 <i>MW</i>	Capacitores 300 <i>kVAr</i> B8, 44 e 66	R\$ 23.796.866,19

Feitas as simulações, conclui-se que a primeira simulação ofereceu o menor custo operacional total, destacando-se como a mais vantajosa para este período, com o valor total de operação em R\$ 19.109.294,99 e R\$ 0,3555 por *kWh*. A configuração utilizada na melhor simulação equilibrou adequadamente os despachos das fontes de GD e da subestação, utilizando-se de indutores alocados nas barras 20 e 27 para regular os limites de tensão e possibilitar maior despacho das GDs, diminuindo a energia vinda da subestação, resultando na redução significativa dos custos operacionais.

3.4.2 PERÍODO DA MANHÃ E TARDE: DESEMPENHO ENTRE 6H-9H E 15H-18H

Este período cobre duas faixas de tempo durante o dia, uma pela manhã e outra à tarde, ambas com 50% de incidência solar e uma demanda de 80% da carga total. As simulações realizadas exploraram como a energia solar pode ser eficientemente integrada à rede em conjunto com outras fontes de GD.

Na primeira análise, o despacho foi realizado com geradores de energia eólica de 0,8 *MW*, biomassa de 0,47 *MW*, solar de 0,4 *MW* nas barras 66 e 70, além da PCH de 0,8 *MW*, alocando capacitores de 300 *kVAr* nas barras 61 e 65. Essa configuração aproveitou ao máximo a energia solar disponível, resultando em um despacho de 0,271915 *MW* da subestação. No entanto, os custos operacionais ainda foram elevados, totalizando R\$ 27.390.715,69 e R\$ 0,3981 por *kWh*, principalmente devido à necessidade de suporte da subestação.

Na segunda simulação, foi realizada uma modificação na alocação dos capacitores, agora com apenas um capacitor de 600 *kVAr* na barra 61. O despacho manteve as GDs eólica em 0,8 *MW*, a biomassa em 0,47 *MW*, solar em 0,4 *MW* nas barras 70 e 66, e a PCH em 0,8 *MW*. A subestação forneceu 0,271828 *MW*. Com essas configurações, o custo total de operação foi de R\$ 27.381.931,00 e R\$ 0,3980 por *kWh*.

Na terceira simulação, alocando capacitores de 300 *kVAr* nas barras 10 e 61, despachando a GD eólica em 0,8 *MW*, a biomassa ajustada para 0,65 *MW* e a PCH em 0,8 *MW*. A GD solar foi removida completamente, resultando em uma maior dependência da subestação, que atingiu o valor de 0,924351 *MW*. O custo total de operação desta configuração atingiu o valor de R\$ 31.711.680,04 e R\$ 0,4562 por

kWh, demonstrando que, embora tenha reduzido a complexidade da rede, agora sem geração solar, não foi uma estratégia eficiente, resultando em um aumento significativo nos custos operacionais, principalmente devido maior dependência da subestação.

No quarto teste foi realizada alocação de capacitores de 600 *kVAr* na barra 61 e de 300 *kVAr* na barra 10. O despacho foi composto pela GD eólica em 0,8 *MW*, a biomassa em 0,65 *MW*, a GD solar em 0,4 *MW* na barra 66, e a PCH ajustada para 0,6 *MW*, com a subestação totalizando 0,684908 *MW*. Os custos operacionais totais atingiram R\$ 30.093.257,36, com um custo por *kWh* de R\$ 0,4383.

Por fim, foi testada uma configuração que aumentou a compensação do fator de potência, alocando capacitores de 600 *kVAr* nas barras 10 e 61. No despacho, manteve-se a GD eólica em 0,8 *MW*, a biomassa ajustada para 0,47 *MW*, a GD solar nas barras 70 e 66 em 0,4 *MW* cada, e a PCH em 0,8 *MW*. Com essas mudanças, a dependência da subestação foi reduzida para 0,531447 *MW*. No entanto, mesmo com todos os ajustes, o custo total de operação alcançou R\$ 31.677.930,04, com um custo por *kWh* de R\$ 0,4253, não conseguindo superar as eficiências obtidas nas configurações anteriores, especialmente em comparação com a segunda simulação.

Os resultados das simulações realizadas para o período estão dispostos na tabela 7.

Tabela 7 – Simulações do período 2 (6h-9h e 15h-18h).

Si.	Eólica	Biom.	Solar B66	Solar B70	PCH	Subestação	Capacit.	Custo Total
1	0,8 <i>MW</i>	0,47 <i>MW</i>	0,4 <i>MW</i>	0,4 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,271915 <i>MW</i>	300 <i>kVAr</i> B61 e B65	R\$ 27.390.715,69
2	0,8 <i>MW</i>	0,47 <i>MW</i>	0,4 <i>MW</i>	0,4 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,271828 <i>MW</i>	600 <i>kVAr</i> B61	R\$ 27.381.931,00
3	0,8 <i>MW</i>	0,65 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,924351 <i>MW</i>	300 <i>kVAr</i> B10 e B61	R\$ 31.719.030,04
4	0,8 <i>MW</i>	0,65 <i>MW</i>	0 <i>MW</i>	0,4 <i>MW</i>	0,6 <i>MW</i>	0,684908 <i>MW</i>	300 <i>kVAr</i> B10 600 <i>kVAr</i> B61	R\$ 30.093.257,36
5	0,8 <i>MW</i>	0,47 <i>MW</i>	0,4 <i>MW</i>	0,4 <i>MW</i>	0,8 <i>MW</i>	0,531447 <i>MW</i>	600 <i>kVAr</i> B10 e B61	R\$ 31.677.930,04

A segunda simulação para este período destacou-se como a mais eficiente, resultando em um custo total operacional de R\$ 27.381.931,00, com um custo por *kWh* de R\$ 0,3980.

3.4.3 PERÍODO DIURNO: DESEMPENHO ENTRE 9H-15H

O período diurno, que vai das 9h às 15h, é caracterizado pela máxima incidência solar, com 100% de aproveitamento e uma demanda de 80% da carga total. As simulações realizadas para este período focaram em maximizar a utilização da energia solar para reduzir a dependência da subestação.

Na primeira configuração testada, o despacho foi composto pela GD eólica em 0,8 MW, GD solar nas barras 66 e 70 em 0,8 MW cada, biomassa em 0,35 MW, e a PCH em 0,37 MW. Foi alocado um banco de capacitores de 900 kVAr na barra 61. A configuração aproveitou ao máximo a energia solar disponível, resultando em um custo operacional total no valor de R\$ 26.478.681,97, com um custo por *kWh* de R\$ 0,3870 e uma pequena dependência da subestação, que despachou apenas 0,004412 MW.

A segunda simulação testou uma nova configuração, com a substituição dos capacitores na barra 61 por um de 600 kVAr e o aumento da geração da PCH para 0,38 MW. O despacho da GD eólica foi mantido em 0,8 MW, biomassa em 0,33 MW e as GD solar nas barras 66 e 70 em 0,8 MW cada. O despacho da subestação foi de 0,019319 MW, resultando em um custo de operação total de R\$ 26.650.486,83, com um custo por kWh de R\$ 0,3887.

Na terceira simulação, capacitores de 900 kVAr na barra 61 foram alocados, enquanto a GD de biomassa foi reduzida para 0,3 MW, e a PCH foi elevada para 0,42 MW. A GD eólica e solar foram mantidas em 0,8 MW cada. Como resultado, os custos operacionais foram ligeiramente menores, totalizando R\$ 26.448.659,19, com o custo por *kWh* de R\$ 0,3869. Essa configuração demonstra a importância de regular a tensão, aliado a menor dependência da subestação, onde o despacho foi de 0,001861 MW.

A quarta análise se apoiou em ajustes finos que reduziram o despacho da PCH para 0,4 MW, mantendo-se a GD eólica e solar em 0,8 MW, e a biomassa em 0,3 MW. Ainda, a configuração manteve o banco de capacitores de 900 kVAr na

barra 61. No entanto, houve um aumento considerável da dependência da subestação, atingindo 0,021248 MW. Como resultado, os custos operacionais subiram para um total de R\$ 26.610.684,39 e R\$ 0,3893 por kWh, evidenciando a importância de contar com fontes de geração distribuída de menor custo para minimizar os custos operacionais.

Finalmente, foi testada uma configuração onde o despacho incluiu 0,8 MW de GD eólica, 0,3 MW de biomassa, 0,8 MW de GD solar nas barras 70 e 66, além de 0,45 MW de PCH. A dependência da subestação foi reduzida para 0,007785 MW. Os custos operacionais dessa configuração atingiram R\$ 26.782.870,10, com um custo por kWh atingindo o valor de R\$ 0,3873.

Os resultados das simulações realizadas para o período estão dispostos na tabela 8.

Tabela 8 – Simulações do período 3 (9h-15h).

Si.	Eólica	Biom.	Solar B66	Solar B70	PCH	Subestação	Capacit.	Custo Total
1	0,8 MW	0,35 MW	0,8 MW	0,8 MW	0,37 MW	0,004412 MW	900kVAr B61	R\$ 26.478.681,97
2	0,8 MW	0,33 MW	0,8 MW	0,8 MW	0,38 MW	0,019319 MW	600kVAr B61	R\$ 26.650.486,83
3	0,8 MW	0,3 MW	0,8 MW	0,8 MW	0,42 MW	0,001861 MW	900kVAr B61	R\$ 26.448.659,19
4	0,8 MW	0,3 MW	0,8 MW	0,8 MW	0,4 MW	0,021248 MW	900kVAr B61	R\$ 26.610.684,39
5	0,8 MW	0,3 MW	0,8 MW	0,8 MW	0,45 MW	0,007785 MW	Nenhum	R\$ 26.782.870,10

A análise dos dados obtidos concluiu que a terceira simulação foi a mais eficiente em termos de custo para o período, resultando em R\$ 26.448.659,19, com um custo por kWh de R\$ 0,3869. Esse desempenho mais vantajoso foi alcançado devido à maximização do uso da energia solar, sendo a alocação do banco de capacitores de 900 kVAr na barra 61 um aspecto crucial para reduzir os custos operacionais e alcançar a configuração mais econômica para o período.

3.4.4 PERÍODO NOTURNO: DESEMPENHO ENTRE 18H-0H

O período entre 18h e 0h marca o fim do dia, caracterizado pela ausência de incidência solar e pela demanda de 100% da carga da rede. Este período exige um esforço significativo na geração e distribuição de energia, principalmente por ser caracterizado pelos picos de consumo residencial. A alta demanda também intensifica a necessidade de suporte ao fator de potência da rede, tornando essencial a alocação de bancos de capacitores para realizar a regulação de tensão e, conseqüentemente, minimizar os custos operacionais.

No primeiro teste, o despacho foi realizado utilizando 0,8 *MW* de GD eólica, 0,8 *MW* de biomassa e 0,8 *MW* de PCH. Foram alocados bancos de capacitores de 900 *kVAr* na barra 61 e de 300 *kVAr* na barra 10. A subestação contribuiu com um total de 1,552040 *MW* para atender a demanda. O custo operacional total atingiu a quantia de R\$ 43.231.226,03 e R\$ 0,4995 por *kWh*, refletindo os desafios de se equilibrar a carga em um período sem o aporte solar.

Em seguida, o despacho foi realizado novamente utilizando 0,8 *MW* de GD eólica, 0,8 *MW* de biomassa e 0,8 *MW* de PCH. A alocação dos bancos de capacitores foi ajustada, agora com 900 *kVAr* na barra 61 e 300 *kVAr* na barra 13. A subestação contribuiu com 1,550260 *MW*, resultando em um custo operacional de R\$ 43.201.872,58 e R\$ 0,4994 por *kWh*.

Uma terceira configuração teve o despacho mantido, com 0,8 *MW* de GD eólica, 0,8 *MW* de biomassa, e 0,8 *MW* de PCH. Nesta simulação, foram adicionados capacitores de 900 *kVAr* na barra 61, 300 *kVAr* na barra 13, e um novo capacitor de 300 *kVAr* na barra 50. A subestação teve despacho de 1,549970 *MW* para atender a demanda da rede. O custo total obtido com essa configuração foi de R\$ 43.204.440,28, com um custo por *kWh* de R\$ 0,4994.

Na quarta simulação, foi alterada a configuração dos capacitores, agora com 300 *kVAr* na barra 61 e 600 *kVAr* na barra 13, mantendo-se as mesmas capacidades de geração: 0,8 *MW* de GD eólica, 0,8 *MW* de biomassa, e 0,8 *MW* de PCH. A subestação operou com 1,550860 *MW*. Essa configuração resultou em um custo total de R\$ 43.204.417,00 e R\$ 0,4994 por *kWh*.

Por fim, foi testada uma configuração mantendo os mesmos despachos de geração: 0,8 *MW* de GD eólica, 0,8 *MW* de biomassa e 0,8 *MW* de PCH. Sem a

alocação de capacitores ou indutores, a demanda da subestação alcançou 1,563190 MW, resultando em um custo total de R\$ 43.385.697,33 e R\$ 0,4999 por kWh.

Os resultados das simulações realizadas para o período estão dispostos na tabela 9.

Tabela 9 – Simulações do período 4 (18h-0h).

Si.	Eólica	Biom.	Solar B66	Solar B70	PCH	Subestação	Capacit.	Custo Total
1	0,8 MW	0,8 MW	0 MW	0 MW	0,8 MW	1,552040 MW	300 kVAr B10 900 kVAr B61	R\$ 43.231.226,03
2	0,8 MW	0,8 MW	0 MW	0 MW	0,8 MW	1,550260 MW	300 kVAr B13 900 kVAr B61	R\$ 43.201.872,58
3	0,8 MW	0,8 MW	0 MW	0 MW	0,8 MW	1,549970 MW	300 kVAr B13 e B50 900 kVAr B61	R\$ 43.204.440,28
4	0,8 MW	0,8 MW	0 MW	0 MW	0,8 MW	1,550860 MW	600 kVAr B13 300 kVAr B61	R\$ 43.204.417,00
5	0,8 MW	0,8 MW	0 MW	0 MW	0,8 MW	1,550570 MW	Nenhum	R\$ 43.385.697,33

Após a análise das simulações realizadas para o período entre 18h e 0h, a segunda simulação foi a que apresentou o melhor desempenho em termos de custo, resultando em um total de R\$ 43.201.872,58 e o custo por kWh de R\$ 0,4994.

4 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise detalhada da otimização da operação de uma rede elétrica de 70 barras com geração distribuída (GD), visando à minimização dos custos operacionais. Por meio de simulações realizadas com o *software OpenDSS*, foram exploradas diversas configurações de geração e fator de potência ao longo de diferentes períodos do dia, com o intuito de identificar as combinações mais eficientes e econômicas para a operação da rede.

A rede em estudo, com uma tensão base de 12,66 kV e carga total ativa de 3802,19 kW, foi submetida às análises considerando quatro períodos distintos ao longo do dia, cada um representando diferentes condições de demanda e incidência solar.

As simulações permitiram avaliar o impacto das diferentes fontes de GD — eólica, biomassa, solar e PCH — em conjunto com a alocação de capacitores e indutores para regulação de tensão, buscando sempre a minimização dos custos associados ao despacho de energia. As tarifas utilizadas foram: R\$ 296,00/MWh para energia eólica, R\$ 349,00/MWh para biomassa, R\$ 446,00/MWh para energia solar, R\$ 360,00/MWh para PCH, e R\$ 753,00/MWh para a energia proveniente da subestação.

No Período 1 (0h-6h), os custos operacionais variaram significativamente entre as diferentes simulações. A primeira simulação, que utilizou geradores eólicos, de biomassa e PCH, além de indutores, resultou em um custo operacional total de R\$ 19.109.299,93, com um custo por kWh de R\$ 0,3555. Este valor representa uma ótima tarifa, se comparada com o valor da energia da subestação.

No Período 2 (6h-9h e 15h-18h), que inclui tanto a manhã quanto o final da tarde, a segunda simulação apresentou o menor custo no período, totalizando o valor de R\$ 27.381.931,00, com um custo por kWh de R\$ 0,3980.

No Período 3 (9h-15h), caracterizado pela máxima incidência solar, a terceira simulação foi a mais eficiente, com um custo total de R\$ 26.448.659,19 e o custo por kWh de R\$ 0,3869.

No Período 4 (18h-0h), caracterizado pela ausência de geração solar e máxima demanda da rede, a segunda simulação foi a mais vantajosa, com um custo total de R\$ 43.201.872,58 e o custo por kWh de R\$ 0,4994. Mesmo o kWh sendo igual ao de outras simulações, o custo total foi menor.

O custo médio por *kWh*, considerando todos os períodos e seus respectivos melhores resultados, foi de R\$ 0,4099. O custo final do *kWh* para consumidores pode ser dividido igualmente para os consumidores da rede, o que foi calculado neste trabalho, ou pode ser dividido conforme as condições sociais, sendo que os mais pobres paguem pelos custos dos geradores mais baratos e os mais ricos pelos custos dos mais caros.

Este estudo não apenas atingiu seus objetivos em termos de redução de custos, como também forneceu uma base sólida para futuras pesquisas e aplicações práticas no campo da distribuição de energia elétrica. As simulações realizadas evidenciam que a integração eficiente de GD e a alocação otimizada de capacitores ou indutores podem resultar em economias substanciais, especialmente em redes com características semelhantes.

5 REFERÊNCIAS

Abreu, F. O., Panorama da Energia Eólica no Brasil: Facilitadores e desafios para Implementação e Consolidação dessa nova Fonte de Energia Elétrica, 2023.

Afifi, S., Darwish, Z., & Taylor, G., *Solar Photovoltaic Engineering: Processes and Systems*. Amsterdam: Elsevier, 2014.

Almeida, P. V., et al., Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. São Paulo: Érica, 2015.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Micro e Mini geração Distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 11 mai. de 2024.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017771_prodist_modulo_7_v5.pdf. Acesso em: 11 mai. de 2024.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa n.º 1000/2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 29 jun. de 2024.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Sistema de Informações de Geração (SIGA). Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/siga/geracao_ano.aspx. Acesso em: 01 de jun. de 2024.

Barata, J. C., Competitividade e Sustentabilidade no Setor Elétrico: O Papel do Mercado Livre de Energia. *Journal of Energy Studies*, 15(3), 2022, p. 78-91.

Baran, M. E., Wu, F. F., *Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems*, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 725-734, 1989.

Bicalho, R., Mercado Livre de Energia: Aspectos Regulatórios e Perspectivas Futuras. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2016.

Boyle, G., *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. Oxford University Press, 2012.

Castro, N. J. et al., *Renewable Energy Generation and its Impact on Power Systems*. *Renewable Energy*, vol. 119, 2018, p. 78-89.

Conejo, A. J., et al., *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. Springer, 2010.

- Dugan, R. C., *Reference guide, The Open Distribution System Simulator OpenDSS. Electric Power Research Institute*, 2013.
- Dugan, R. C., & McDermott, T. E., *An open source platform for collaborating on smart grid research. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.
- Dugan, R. C., McDermott, T. E., & Santo, J., *Open source software for distribution system analysis. IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009.
- Dulau, M.; ABRUDEAN, M.; BICA, I., *Electric power quality and its impact on electrical equipments. International Journal of Computers Communications & Control*, 8(2), 2013, p. 157-166.
- El-Zonkoly, A. M., *Optimal Placement of Multidistributed Generation Units Including Different Load Models Using Particle Swarm Optimization. Swarm and Evolutionary Computation*, 1, 2011, p. 50-59.
- Floréz, H. R., *et al.*, Desafios e Tendências da Geração Distribuída em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. XXXIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), 2021.
- Freitas, F., *Sistemas Elétricos de Potência*. 2. ed. São Paulo: Pearson, 2009.
- Garcez, C. A. G., *What do we know about the study of distributed generation policies and regulations in the Americas? A systematic review of literature. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 75, 2021, p. 1404–1416.
- Gómez-Expósito, A. *et al.*, *Power System Fundamentals*. CRC Press, 2017.
- Gopiya, N., *et al.*, *Optimal allocation of distributed generation in distribution system for loss reduction. IACSIT Coimbatore Conferences*, 2012, p. 42-46.
- Heck, T. I., Lima, O. C. M., *O Atual Mercado de Energia Elétrica no Brasil*. Instituto Federal de Goiás, 2022.
- Hien, N. C., Mithulananthan, N., & Bansal, R. C., *Location and sizing of distributed generation units for loadability enhancement in primary feeder. IEEE Systems Journal*, 7(4), 2013, p. 797-806.
- Keane, A., *et al.*, *State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization, IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1493-1502, 2013.
- Kothari, D. P., & Dhillon, J. S., *Power System Optimization. PHI Learning Pvt. Ltd*, 2011.
- Machado, M. C. F., *Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. LTC Editora, 2017.

Mamede Filho, J., Instalações elétricas industriais. 8ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010.

Mamede Filho, J., Manual de equipamentos elétricos, 4ª ed., Rio de Janeiro: LTC, 2013.

Mamede Filho, J., *et al.*, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Rio de Janeiro: Gen, 2020.

Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Energia Elétrica. Departamento de Gestão do Setor Elétrico. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>. Acesso em 11 mai. 2024.

Nascimento, A. B. Introdução à Energia Solar Fotovoltaica. São Paulo: Edgard Blücher, 2014.

Neoenergia Elektro. Tarifas de Energia Elétrica – Grupo B. Resolução Homologatória no. 3.253 de 22 de agosto de 2023. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/documents/d/sp/neoenergia-elektro-tarifas-energia-eletrica-grupo-b>. Acesso em: 10 ago. 2024.

NORÕES, R. B., Análise dos impactos da geração distribuída fotovoltaica no fator de potência e nas correntes de curto-circuito de uma rede de distribuição utilizando o *software OpenDSS*, 2019.

Oliveira, Fabrício B. R. Redução de Perdas de Sistemas de Distribuição através do Dimensionamento Ótimo de Bancos de Capacitores via Entropia Cruzada. 133f. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2016. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-05012017-142133/pt-br.php>. Acesso em: 11 mai. 2024.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Relatório Anual de 2020. Disponível em: <https://www.ons.org.br/>. Acesso em: 01 de jun. de 2024.

Paludo, G. R. Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014.

Paixão, R. A., & Abaide, A. R. *Solar Photovoltaic Systems: A Practical Guide for Installers, Contractors, and Engineers*. Cham: Springer, 2021.

Paiva, F. L., Lopes, V. F., & Lima, L. C. P. Avaliação dos impactos da geração distribuída na regulação de tensão de sistemas de distribuição. XXI Congresso Brasileiro de Automática, 2011.

- Pepermans, G. *et al.* *Distributed generation: definition, benefits and issues*. *Energy Policy*, 33(6), 2005, p. 787-798.
- Pereira, M. J., *et al.* *Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. London: Academic Press, 2017.
- Pereira, M. V. F. *et al.* *Security and Optimization in Power Systems*. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, 2016, p. 2946-2957.
- Pinho, J., & Galdino, M. A. *Manual Prático de Energia Solar Fotovoltaica*. Rio de Janeiro: LTC, 2014.
- Rocha, A. *Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.
- Rodrigues, E., & Silva, C. Integração de Geração Distribuída: Desafios e Oportunidades. *Revista Brasileira de Energia*, 10(2), 2019, p. 45-58.
- Severino, L. C., & Oliveira, J. H. *Energia Solar Fotovoltaica*. Rio de Janeiro: Interciência, 2010.
- Short, T. A. *Electric Power Distribution Handbook*. CRC Press, 2014.
- Silva, A. F. A Evolução do Mercado Livre de Energia e Suas Implicações no Setor Elétrico Brasileiro. *Energy Journal*, 11(2), 2020, p. 32-44.
- Silva, R. M. *et al.* Modernização e Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro. *Energia & Ambiente*, vol. 24, no. 2, 2019, p. 54-69.
- Tavares, F. Políticas de Incentivo à Produção de Energia Limpa. *Journal of Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, 2018, p. 45-57.
- Tolmasquim, M. T. *Energia Elétrica: Planejamento e Políticas para o Setor*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2015.
- Usama, M., Mokhlis, H., Moghavvemi, M., Mansor, N. N., Alotaibi, M. A., Muhammad, M. A., & Bajwa, A. A. *A comprehensive review on protection strategies to mitigate the impact of renewable energy sources on interconnected distribution networks*. *IEEE Access*, 9, 2021, p. 35740-35765.
- Viawan, D. *Analysis of voltage profile improvement by the implementation of distributed generation*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 2008, p. 587-594. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.919182.

Wang C., NEHRIR M. H. *Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4, 2004, p. 2068-2076.

Wood, A. J., & Wollenberg, B. F. *Power Generation, Operation, and Control*. Wiley, 2012.

Yang, D., Kleissl, J., & Miller, W. *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*. Elsevier, 2018.

Zomer, A. P., & Ruther, R. *Solar Power Generation: Technology, New Concepts & Policy*. New York: Nova Science Publishers, 2018.