



UNIVERSIDADE FEDERAL DO OESTE DA BAHIA
Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa
Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica

MARIANA FARIAS DA SILVA

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PSO**

Bom Jesus da Lapa–BA
Fevereiro de 2025

UNIVERSIDADE FEDERAL DO OESTE DA BAHIA

Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa

Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica

Mariana Farias da Silva

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
UTILIZANDO PSO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica do Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa da Universidade Federal do Oeste da Bahia, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Ma. Andressa Pereira Oliveira

Bom Jesus da Lapa-BA

Fevereiro de 2025

FOLHA DE APROVAÇÃO

MARIANA FARIAS DA SILVA

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO PSO

Trabalho de Conclusão de Curso foi aprovado como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, aprovado em sua forma final pelo Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica do Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa da Universidade Federal do Oeste da Bahia.

Bom Jesus da Lapa, 18 de fevereiro de 2025

Profa. Ma. Andressa Pereira Oliveira (UFOB)
(Orientadora)

Profa. Dra. Stefania de Oliveira Silva (UFOB)

Prof. Dr. Erick Baleeiro da Silva (UFOB)

FICHA CATALOGRÁFICA

S586

Silva, Mariana Farias da

Avaliação do impacto da geração distribuída em sistema de distribuição de energia elétrica utilizando PSO. / Mariana Farias da Silva. – 2025.

67f.: il.

Orientadora: Profa. Ma. Andressa Pereira Oliveira

TCC - Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Oeste da Bahia. Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa - BA, 2025.

1. Sistemas de distribuição. 2. Geração distribuída. I. Oliveira, Andressa Pereira. II. Universidade Federal do Oeste da Bahia – Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa - BA. III. Título.

CDD 621.319

Biblioteca Universitária de Bom Jesus da Lapa – UFOB

Em especial aos meus pais, irmãos, amigos e companheiro.

Agradecimentos

A Deus, por me conceder forças para enfrentar os desafios e nunca me deixar desistir.

Agradeço a minha família, em especial aos meus pais, Maria Aparecida e Nilson Miguel.

Minha irmã Layane, meus irmãos Marcos, Matheus, Arthur e Heitor.

Agradeço a minha avó Ana, sem ela eu não estaria aqui hoje.

À minha orientadora, Andressa, pela dedicação, orientação e paciência ao longo do desenvolvimento deste trabalho. Sua contribuição foi essencial para a realização deste projeto.

Aos professores do curso de Engenharia Elétrica da UFOB, que contribuíram para minha formação acadêmica e profissional.

Aos colegas de graduação, que tornaram essa jornada mais leve, seja com apoio nos estudos, seja com momentos de descontração.

Agradeço aos meus amigos que continuaram comigo, em especial aos irmãos e irmãs que ganhei da UFOB, Rafael, Matheus, Camila e Laura.

E Elias, por ser meu companheiro, meu amigo e meu maior incentivador.

*“Nossas virtudes e nossos defeitos são inseparáveis,
assim como a força e a matéria.”*

(Nikola Tesla)

Resumo

O consumo de energia elétrica vem aumentando ao longo dos anos devido ao avanço da tecnologia e em decorrência, há o aumento da inserção de geração distribuída em barramentos do sistema de distribuição de energia elétrica. Ademais, a conexão da micro e minigeração distribuída é realizada diretamente à rede e essa inserção de potência pode causar instabilidade no sistema, danificar equipamentos e afetar as proteções de subestações e, conseqüentemente, prejudicar a qualidade da energia elétrica. Logo, é essencial que haja um estudo acerca dos impactos da integração das gerações distribuídas ao sistema. Este trabalho tem como objetivo modelar e simular um sistema de distribuição de energia elétrica baseado no sistema IEEE 69 barras, utilizando o *software* ANAREDE/CEPEL para a solução do fluxo de potência radial. Além disso, emprega o PSO (*Particle Swarm Optimization*), implementado no MATLAB[®], para a alocação otimizada das barras de geração, a fim de avaliar o impacto da inclusão da micro e minigeração distribuída em pontos específicos do sistema e comparar os resultados com a regulamentação do setor elétrico. As simulações realizadas demonstraram que a inserção de geração distribuída ao sistema pode reduzir perdas elétricas, melhorar o perfil de tensão e aumentar a eficiência do sistema. No entanto, observou-se que a inserção não planejada pode levar a sobretensões e fluxos reversos indesejados, afetando a estabilidade da rede. Os estudos de caso também evidenciaram a influência dos diferentes perfis de carga na capacidade de hospedagem da geração distribuída.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, ANAREDE/CEPEL, Modelagem Computacional, Fluxo de Potência Radial, PSO.

Abstract

The consumption of electrical energy has been increasing over the years due to technological advancements, leading to a greater integration of distributed generation into busbars of the power distribution system. Moreover, the connection of micro and mini distributed generation is carried out directly to the grid, and this power injection can cause system instability, damage equipment, and affect substation protection mechanisms, consequently compromising power quality. Therefore, it is essential to study the impacts of integrating distributed generation into the system. This study aims to model and simulate a power distribution system based on the IEEE 69-bus system, utilizing the ANAREDE/CEPEL *software* to solve the radial power flow. Additionally, it employs PSO (*Particle Swarm Optimization*), implemented in MATLAB[®], to optimally allocate generation buses, with the objective of assessing the impact of integrating micro and mini distributed generation at specific points in the system and comparing the results with the regulations of the power sector. The simulations conducted demonstrated that the integration of distributed generation into the system can reduce electrical losses, improve voltage profiles, and enhance system efficiency. However, it was observed that unplanned integration may lead to overvoltages and undesirable reverse power flows, affecting grid stability. The case studies also highlighted the influence of different load profiles on the hosting capacity of distributed generation.

Keywords: Distributed Generation, Electrical Distribution System, ANAREDE/CEPEL, Computational Modeling, Radial Power Flow, PSO.

Lista de Figuras

1	Capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) em janeiro de 2025 e sua previsão para dezembro de 2029.	18
2	Etapas para o desenvolvimento da metodologia científica.	19
3	Sistema elétrico de potência.	27
4	Sistema de distribuição.	28
5	Principais elementos de uma subestação de distribuição.	29
6	Sistema radial.	29
7	Sistema em anel aberto.	30
8	Sistema multirradial.	30
9	Geração distribuída.	33
10	Participação em potência das fontes de energia na MMGD.	34
11	Convenção de sinais para potência, fluxo e elementos <i>shunt</i>	36
12	Modelo II do sistema de transmissão.	37
13	Fluxograma do método de Newton-Raphson.	39
14	Fluxograma do método de otimização <i>Particle Swarm Optimization</i> (PSO).	40
15	Diagrama unifilar do sistema IEEE 69 barras.	43
16	Tela principal do ANAREDE/CEPEL com o sistema IEEE 14 barras.	44
17	Função de fluxo de potência.	44
18	Página inicial do site do MATPOWER.	45
19	Fluxograma do PSO para alocação de barras.	46
20	Fluxograma de atividades.	48
21	Modelagem do IEEE 69 barras padrão no ANAREDE/CEPEL.	49
22	Gráfico de tensão por barra para carga leve.	50
23	Gráfico de perda ativa do sistema para cada quantidade de barras com geração distribuída.	50
24	Gráfico da quantidade de vezes que uma barra é escolhida pelo PSO.	51

25	Modelagem do IEEE 69 barras modificado com carga leve e 50 barras de GD's no ANAREDE/CEPEL.	51
26	Comparação da tensão obtida no MATLAB® e no ANAREDE/CEPEL para o caso 01.	52
27	Gráfico de tensão por barra para carga média.	53
28	Gráfico de perda ativa do sistema para cada quantidade de barras com geração distribuída.	53
29	Gráfico da quantidade de vezes que uma barra é escolhida pelo PSO. . . .	54
30	Modelagem do IEEE 69 barras com carga média e 15 barras de GD no ANAREDE/CEPEL.	54
31	Comparação da tensão obtida pelo MATLAB® e no ANAREDE/CEPEL para o caso 02.	55
32	Gráfico de tensão por barra para carga pesada.	55
33	Modelagem do IEEE 69 barras com carga pesada e sem GD no ANAREDE/CEPEL.	56
34	Comparação da tensão obtida obtida pelo MATLAB® e no ANAREDE/CEPEL para o caso 03.	56
35	Comparação dos estudos de casos.	57

Lista de Tabelas

1	Intervalos nos horários dos patamares de carga de energia sem horário de verão.	31
2	Pontos de conexão em tensão nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.	31
3	Valores base para transformação em pu	43
4	Cenários de variação de carga e geração distribuída.	47
5	Dados de linhas e de carga do sistema IEEE 69 barras	64

Lista de quadros

1	Principais referências bibliográficas utilizadas.	24
---	---	----

Lista de abreviaturas, acrônimos e siglas

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIF	Sistema de Inferência <i>Fuzzy</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional

Lista de Símbolos

A	Ampere
b_{km}	Susceptância no ramo $k - m$
b_{km}^{sh}	Susceptância da linha
E_k	Tensão terminal da barra k
E_m	Tensão terminal da barra m
G_{best_t}	Posição da partícula com o melhor desempenho global do sistema até o momento
g_{km}	Condutância no ramo $k - m$
I_{km}	Corrente que flui no ramo $k - m$
k	Número inteiro que está entre 1 e o número de barras do sistema elétrico de potência
kV	Kilo-Volt
MW	Mega Watts
P	Potência Ativa
p	partícula
$P_{best_t}^p$	Posição da partícula com o melhor desempenho
P_k	Potência ativa na barra k
P_{km}	Fluxo de potência ativa no ramo $k - m$
pu	Por Unidade
Q	Potência Reativa
Q_k	Potência reativa na barra k
Q_k^{sh}	Componentes da injeção de potência reativa devida ao elemento <i>shunt</i> da barra k
Q_{km}	Fluxo de potência reativa no ramo $k - m$
r_1	Números randômicos entre 0 e 1

r_2	Números randômicos entre 0 e 1
S_{km}^*	Fluxo de potência complexa
V	Volt
V_k	Magnitude das tensões terminais do ramo $k - m$
V_m	Magnitude das tensões terminais do ramo $k - m$
v^p	Velocidade da partícula
w	Coefficiente de inércia
x^p	Posição da partícula
y_{km}	Admitância do ramo k_m
ΔP_k	Desvio do valor da potência ativa na barra k
ΔQ_k	Desvio do valor da potência reativa na barra k
Ω_k	O conjunto das barras vizinhas k
θ_k	Ângulo da tensão das barras terminais do ramo $k - m$
θ_m	Ângulo da tensão das barras terminais do ramo $k - m$
φ_1	Constante de aceleração de melhor individuo
φ_2	Constante de aceleração do melhor individuo global

Sumário

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivos	18
1.1.1	Objetivos Específicos	19
1.2	Metodologia	19
1.3	Organização do trabalho	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
3.1	Sistema Elétrico de Potência	26
3.2	Sistema de Distribuição	28
3.2.1	Subestação	28
3.2.2	Redes Primárias	28
3.2.3	Redes Secundárias	29
3.2.4	Cargas do Sistema de Distribuição	30
3.3	Qualidade de Energia	31
3.3.1	Principais Distúrbios na Rede Elétrica	32
3.4	Geração Distribuída	33
3.4.1	Geração Distribuída Fotovoltaica	34
3.4.2	Vantagens Para a Concessionária	34
3.4.3	Desvantagens Para a Concessionária	35
3.5	Fluxo de Potência Radial	35
3.5.1	Equações de Fluxo de Potência	35
3.5.2	Equações de Fluxo de Potência Utilizando o Método de Newton-Raphson	38
3.6	Otimização Através do PSO	40
4	METODOLOGIA	42

4.1	IEEE 69 Barras	42
4.2	Ferramentas Utilizadas	43
4.2.1	ANAREDE/CEPEL	43
4.2.2	MATLAB®/MATPOWER	45
4.3	Alocação de Micro e Minigeração Distribuída por PSO	45
4.4	Estudos de Casos	46
4.5	Metodologia de Avaliação dos Resultados	47
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	49
5.1	Estudo de Caso 01	49
5.2	Estudo de Caso 02	52
5.3	Estudo de Caso 03	54
5.4	Comparação dos Estudos de Casos	56
6	CONCLUSÃO	58
6.1	Trabalhos Futuros	59
	REFERÊNCIAS	63
		64
A	Anexo A	64
A.1	DADOS DO SISTEMA IEEE 69 BARRAS	64

INTRODUÇÃO

Com o avanço da tecnologia, mais equipamentos elétricos e de maior potência estão sendo integrados nas residências, aumentando a dependência do fornecimento de energia (GERS, 2005). Segundo o Ministério de Minas e Energia - MME (2023), o consumo de energia elétrica em outubro de 2023 aumentou 8,1% em relação ao mesmo mês em 2022 e atingiu 45,92 GWh. Este consumo representa um aumento no faturamento da conta de energia do consumidor, que acaba por procurar formas alternativas para barateá-la, como a adesão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

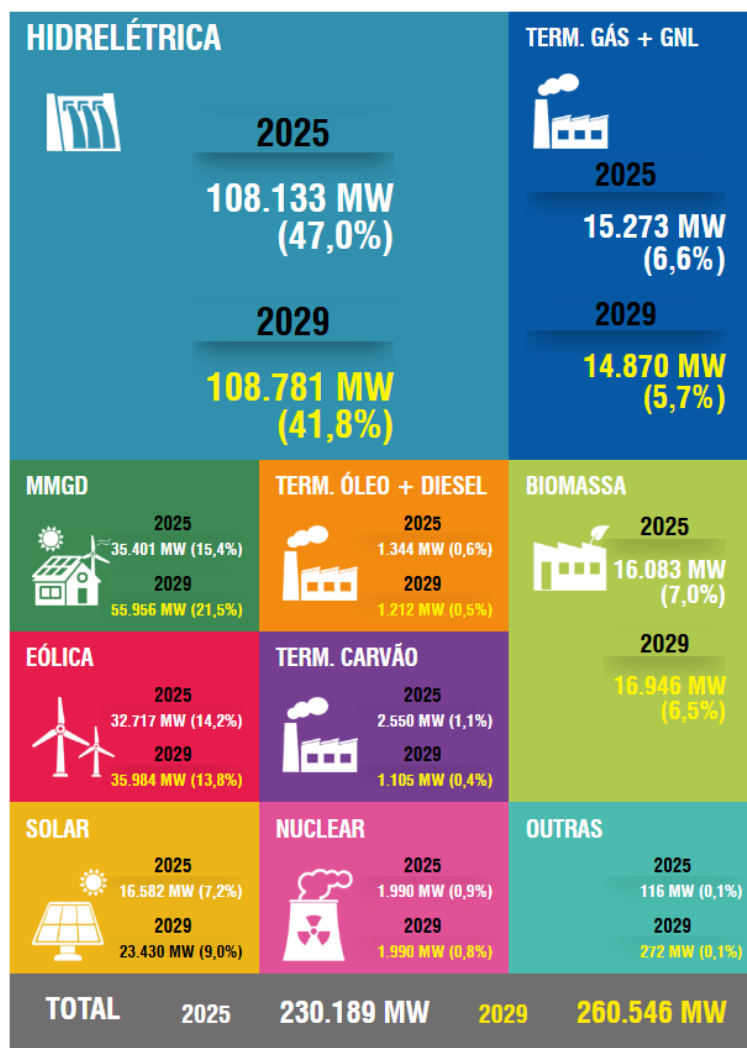
A Geração Distribuída (GD), ao contrário da centralizada (na qual a energia é gerada por usinas com grande capacidade de potência e transmitida aos consumidores por meio de linhas de transmissão), é produzida próxima ao(s) consumidor(es), ou seja, é conectada diretamente à rede de distribuição, além de possuir fontes de energia alternativas. Destaca-se a fonte de energia solar como a mais utilizada nesse formato, já que é de fácil instalação, o custo é relativamente baixo e não necessita de uma grande área para a sua implementação (HOSENUZZAMAN et al., 2015).

De acordo com os dados disponibilizados na Empresa de Energia Elétrica - EPE (2023), a MMGD de energia cresceu exponencialmente a partir de 2018, sendo quase em sua totalidade provenientes de módulos fotovoltaicos. Segundo o Sumário Executivo PAR/PEL 2024 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a micro e minigeração de energia ocupava 15,2% da matriz energética brasileira em dezembro de 2024 e a previsão para até 2029 é que seja de 21,5%, totalizando 55,956 MW de potência instalada, como é evidenciado na Figura 1. O que indica que a tendência é o aumento da MMGD.

Segundo WAENGA e PINTO (2016), a inserção da MMGD na rede pode causar instabilidade no sistema, danificar equipamentos e afetar as proteções das subestações e

consequentemente, prejudicar a qualidade de energia. Dessa forma, é de suma importância analisar os impactos que a MMGD pode causar na rede, afim de garantir a estabilidade e qualidade de energia.

Figura 1 – Capacidade instalada no SIN em janeiro de 2025 e sua previsão para dezembro de 2029.



Fonte: ONS (2024).

1.1 Objetivos

A finalidade deste trabalho é avaliar o impacto da geração distribuída no sistema IEEE 69 barras a partir da sua alocação utilizando o *Particle Swarm Optimization* (PSO) e confrontar os resultados obtidos com a regulação do setor de energia elétrica.

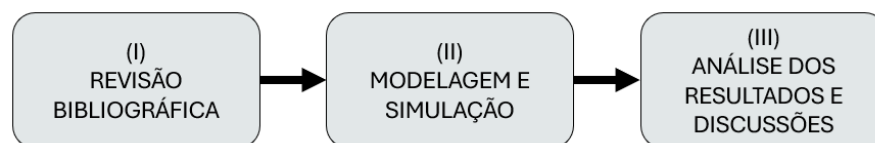
1.1.1 Objetivos Específicos

- Modelar e simular o sistema de distribuição do IEEE 69 barras no *software* ANAREDE/CEPEL e no MATLAB®;
- Implementar o algoritmo de otimização PSO para alocação das barras da micro e minigeração distribuída no MATLAB®;
- Avaliar o impacto da geração distribuída em determinadas barras do sistema com a alocação por PSO para o sistema IEEE 69 barras com variações de carga (leve, média, pesada);
- Comparar os resultados das três simulações;
- Simular alguns casos obtidos pelo PSO no ANAREDE/CEPEL;
- Comparar os resultados da simulação do MATLAB® e ANAREDE/CEPEL.

1.2 Metodologia

A metodologia utilizada visou dividir o projeto em três etapas distintas, conforme a Figura 2.

Figura 2 – Etapas para o desenvolvimento da metodologia científica.



Fonte: Autoria Própria.

- (I) – Foi desenvolvida a fundamentação teórica com os conteúdos necessários para a compreensão do trabalho, a apresentação do sistema de distribuição, IEEE 69 barras, e dos normativos que regulam a MMGD;
- (II) – Nesta etapa foi realizada a modelagem e simulação do sistema escolhido no ANAREDE/CEPEL e a inserção de MMGD's em algumas barras do sistema, conforme o resultado obtido pelo algoritmo de otimização PSO, desenvolvido e executado no MATLAB® e usando funções de fluxo de potência e de perdas do MATPOWER.
- (III) – Após a análise dos resultados da simulação, realizou-se avaliação dos trechos com a inserção de GD e a proposição de melhorias ou adequações, quando necessário, segundo a regulação do setor de energia elétrica.

1.3 Organização do trabalho

Capítulo 2 – Descreve-se os principais estudos bibliográficos utilizados como base para o trabalho;

Capítulo 3 – Neste capítulo apresenta-se os conceitos sobre o sistema elétrico de potência, sistema de distribuição, qualidade de energia elétrica, geração distribuída, fluxo de potência radial e método de otimização por PSO, definições fundamentais para a elaboração deste trabalho;

Capítulo 4 – Apresenta a metodologia deste trabalho. Apresentado as ferramentas computacionais e os sistemas utilizados. O trabalho conta com cinco etapas sequenciais, começando por modelagem e simulação do sistema, análise do fluxo de potência radial em todas as barras, avaliação das barras para os cenários estudados, análise dos resultados e a proposição e avaliação conforme a regulação do setor de energia elétrica;

Capítulo 5 – Apresenta-se os resultados da alocação da micro e minigeração distribuída no sistema IEEE 69 barras utilizando o PSO e considerando carga leve, média e pesada e sua modelagem no ANAREDE/CEPEL.

Capítulo 6 – Expõe as considerações finais e a sugestão para trabalhos futuros.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo dos impactos da inserção de GD's Fotovoltaica (FV) na rede de distribuição de energia elétrica vem aumentando consideravelmente, uma vez que há incentivos no uso de energias de fontes renováveis, em especial a solar, e há a necessidade de manter a qualidade de energia. Dessa forma, algumas publicações científicas que investigam os possíveis desdobramentos das GD's foram elencadas e são apresentadas.

O estudo de Medeiros (2014) propôs a análise da influência da geração solar fotovoltaica distribuída na qualidade da energia elétrica em um alimentador de distribuição. As simulações realizadas identificaram uma elevação da tensão, especialmente nos ramos mais afastados da subestação, atingindo 1,02 pu para o caso de carga moderada. Além disso, foram observadas situações de subtensão no caso de carga pesada sem geração fotovoltaica, bem como um aumento nos níveis de harmônicos na rede.

A monografia de Marçal e Gontijo (2017) teve como objetivo apresentar um método para a alocação ótima de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais IEEE 12, 33, 69 e 136 barras. Os resultados da pesquisa evidenciaram uma melhora no perfil de tensão da rede, além de determinar configurações ótimas de alocação das GDs.

O artigo de Vieira et al. (2018) fez a análise da integração de uma usina fotovoltaica à um sistema de distribuição na rede do Campus Pici, da Universidade Federal do Ceará, utilizando o *software* ANAREDE/CEPEL. Os resultados apontam que os impactos foram significativos com redução no Fator de Potência (FP) da rede. Ademais, para a condição da geração ser maior do que a carga, o fluxo de potência reverso causou um aumento no carregamento dos alimentadores e uma elevação nas perdas técnicas.

Já a monografia de Menezes (2019), consistiu em realizar a otimização da dimensão

e alocação de uma GD em um sistema de distribuição de energia elétrica radial IEEE 33 e 69 barras para reduzir as perdas no sistema por meio do método do algoritmo da colônia de abelhas. Com base nos testes, percebeu-se que houve redução das perdas ativas e reativas do sistema para todos os cenários, além da melhoria no perfil de tensão.

Escarati et al. (2020) apresentaram um artigo com uma metodologia de otimização para determinar a capacidade máxima de hospedagem de GD em redes de distribuição trifásicas desequilibradas. O modelo considerou restrições de tensão, desequilíbrio entre fases e fluxo reverso de potência na subestação, propondo um índice de capacidade de hospedagem para avaliar a inserção de GD em relação à carga nominal do sistema. Simulações no sistema IEEE 33 barras mostraram que uma alocação estratégica de GD pode melhorar o perfil de tensão e reduzir desequilíbrios, enquanto a inserção descontrolada pode causar sobretensões e aumento de fluxo reverso, evidenciando a necessidade de um planejamento adequado.

No trabalho de Oliveira et al. (2020), aplicou-se a técnica de otimização bioinspirada *BAT algorithm* e a enumeração exaustiva para localizar e dimensionar as unidades de geração distribuída no sistema de distribuição de 84 barras da *Taiwan Power Company* a fim de melhorar a margem de estabilidade de tensão. As simulações ocorreram em dois cenários, o primeiro com a alocação de 3 barras e o segundo de 5 barras de GD's. Notou-se que no caso 1, o algoritmo de otimização convergiu mais rápido para o resultado ótimo global, já no segundo caso, com o aumento significativo da quantidade de combinações, a aplicação do BAT se mostrou necessária para encontrar o resultado ótimo em um tempo reduzido.

O artigo de Yu et al. (2020) abordou os efeitos da geração fotovoltaica distribuída no perfil de tensão de uma rede de distribuição. Para isso, foi utilizada um sistema de distribuição de 13 barras e considera as curvas de carga. Observou-se um aumento dos níveis de tensão ao longo da rede, e que a localização da inserção da GD impacta na tensão.

Carvalho et al. (2021) analisaram os principais impactos que a inserção da GD fotovoltaica causa em um sistema teste do IEEE 34 barras utilizando o *software* OpenDSS para as simulações. Para a análise, foram comparados os dados extraídos do perfil dos valores das tensões e do fluxo de carga do sistema com os valores especificados no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e em seguida, foram avaliadas as perdas ativas do sistema antes e após as modificações propostas. Foi observado que a inserção da GD regulou a tensão e reduziu as perdas ativas do sistema, promovendo uma melhor qualidade de energia.

Paixão, Abaide e Sausen (2021) observaram o comportamento do sistema de distribuição de energia elétrica, no sul do Brasil, considerando a inserção da GD fotovoltaica,

com o auxílio do *software* OpenDSS para a modelagem dos elementos que compõem a rede, a carga e as unidades com inserção de GD. O método Sistema de Inferência *Fuzzy* (SIF) foi o responsável pela avaliação da probabilidade e do percentual de inserção da GD, que permitiu criar cenários que favorecem ou não a implantação de unidades. Como resultado, foi observado que as maiores alterações nos níveis de tensão e consumo foram na primavera e no verão, uma vez que, a irradiação solar é mais intensa e que a alta penetração pode causar fluxo reverso na rede e reduzir as quedas de tensão ao longo do alimentador, além de reduzir as perdas na rede.

Sabendo que a variação dos níveis de tensão é um problema para a qualidade de energia, Andrade et al. (2022) propuseram uma análise de MMGD fotovoltaica na Universidade Federal de Mato Grosso - UFMT, campus de Cuiabá, com base nos dados de irradiação disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), e das curvas de carga disponibilizados pela concessionária local. Foram consideradas três curvas de carga: leve, intermediária e pesada e as simulações foram realizadas pelo *software* MATLAB®/Simulink. Esse estudo constatou que tanto a potência da geração quanto a curva de radiação podem influenciar significativamente nos níveis de tensão no medidor da concessionária. Logo, para uma estação climática os níveis tensão podem estar adequados e para outra não, já que a irradiação varia ao longo do ano. Além disso, as curvas de carga também impactam a penetração na rede.

Shinde e Mane (2022) investigaram os efeitos da penetração de uma geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Para isso, utilizou o sistema IEEE 13 barras, e avaliou o aumento dos níveis de tensão, presença de harmônicas e variação do fator de potência, utilizando o *software* MATLAB®/Simulink. Os resultados apontaram para um limite de 40% de penetração da geração FV na capacidade de carga em cada nó. Também foi observado o aumento de harmônicas na corrente e tensão, mas estão em limites aceitáveis e que a tensão ao final da rede de distribuição aumenta consideravelmente. Conclui-se que a inserção da GD pode causar flutuações na tensão.

Habash et al. (2023) apresentaram e analisaram os impactos da penetração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na tensão, fator de potência e as harmônicas de corrente de alimentadores de distribuição de baixa tensão. Para a simulação, foram utilizados dados dos parâmetros elétricos do alimentador da concessionária local, da carga dos consumidores e da geração do sistema fotovoltaico. Assim, a simulação indicou que a integração dos painéis solares reduzem o fator de potência, aumenta as harmônicas de corrente do alimentador e causam a sobretensão na rede, no entanto, a sobretensão não ultrapassou o limite legal de 1,1 pu.

O Quadro 1 apresenta o resumo dos estudos bibliográficos utilizados como base desta proposta.

Quadro 1 – Principais referências bibliográficas utilizadas.

Autor	Objetivo	Principais Características
Medeiros (2014)	Analisou a influência da GD fotovoltaica na qualidade de energia de um alimentador de distribuição.	As simulações indicaram que ramos mais afastados da subestação apresentaram maiores valores de tensão, atingindo 1,02 pu para carga moderada.
Marçal e Gontijo (2017)	Apresentaram um método para alocação ótima de geradores distribuídos em sistemas de distribuição radiais IEEE 12, 33, 69 e 136 barras.	A pesquisa evidenciou bons níveis de tensão e determina configurações ótimas de alocações ótimas de GDs.
Vieira et al. (2018)	Analisaram a inserção de uma usina fotovoltaica ao sistema de distribuição no Campus Pici, da Universidade Federal do Ceará.	O resultado apontou para uma redução no FP da rede e na condição da geração ser maior do que a carga, o fluxo reverso causou perdas técnicas.
Menezes (2019)	Realizou a otimização da dimensão e alocação de uma GD em um sistema de distribuição radial de 33 e 69 barras.	Foi observada uma redução nas perdas ativas e reativas do sistema para todos os cenários e melhoria nos níveis de tensão.
Escarati et al. (2020)	Determinaram a capacidade máxima de hospedagem de GD em redes de distribuição trifásicas desequilibradas	Os resultados apontaram que uma alocação estratégica de GD pode melhorar o perfil de tensão e reduzir desequilíbrios, enquanto a inserção descontrolada pode causar sobretensões e aumento de fluxo reverso.
Oliveira et al. (2020)	Aplicaram o algoritmo <i>BAT Algorithm</i> para alocação e dimensionamento de GD's.	O método utilizado se mostrou necessário a medida que a quantidade de barras com geração distribuída aumentam.
Yu et al. (2020)	Abordaram os efeitos da geração distribuída fotovoltaica no perfil de tensão da rede de distribuição.	Ao final do estudo, foi evidenciado que a localização da GD impacta nos valores de tensão da rede.
Carvalho et al. (2021)	Investigaram os principais impactos da integração da GD em um sistema de 34 barras.	Observou-se que a inserção da GD regulou a tensão da rede, além de reduzir as perdas ativas do sistema.

Paixão, Abaide e Sausen (2021)	Observaram o comportamento da inserção de GDs ao sistema de distribuição.	Após as simulações, observaram alterações nos níveis de tensão da rede com base na estação climática do ano, podendo causar fluxo reverso.
Andrade et al. (2022)	Analisaram os impactos de uma MMGD na UFMT com base nos índices de radiação e dos dados de curva de carga.	Utilizaram o MATLAB®/Simulink e avaliaram os resultados com base em três curvas de carga.
Shinde e Mane (2022)	Investigaram os efeitos da penetração de uma geração distribuída em um sistema de distribuição IEEE 13 barras.	Observou-se flutuações na tensão e foi estabelecido o limite de penetração da GD em cada nó.
Habash et al. (2023)	Avaliaram os impactos da penetração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.	No resultado apresentaram valores conforme os normativos de níveis de tensão.

Este projeto avalia os impactos da geração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica por meio do *software* ANAREDE/CEPEL, seguindo abordagem semelhante à de Vieira et al. (2018). Além disso, realiza a alocação ótima de barras com geração distribuída no MATLAB®, conforme o estudo de Oliveira et al. (2020), porém com a substituição do algoritmo de otimização pelo PSO. O sistema de distribuição radial selecionado foi o IEEE 69 barras, como na simulação feita por Marçal e Gontijo (2017) e Menezes (2019). E considerando 3 curvas de carga, sendo elas leve, média e pesada, assim como Andrade et al. (2022), Habash et al. (2023) e Paixão, Abaide e Sausen (2021).

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, apresentam-se de forma objetiva a fundamentação teórica e os conceitos e terminologias essenciais para a compreensão e definição do presente projeto.

3.1 Sistema Elétrico de Potência

O sistema elétrico de potência consiste em transmitir a energia elétrica proveniente de centros de geração até o consumidor final de forma coordenada e segura. Para isso, o sistema deve possuir equipamentos que permitam esse transporte de forma ininterrupta e econômica e é dividido em geração, transmissão e distribuição (SHAHNIA; AREFI; LEDWICH, 2018).

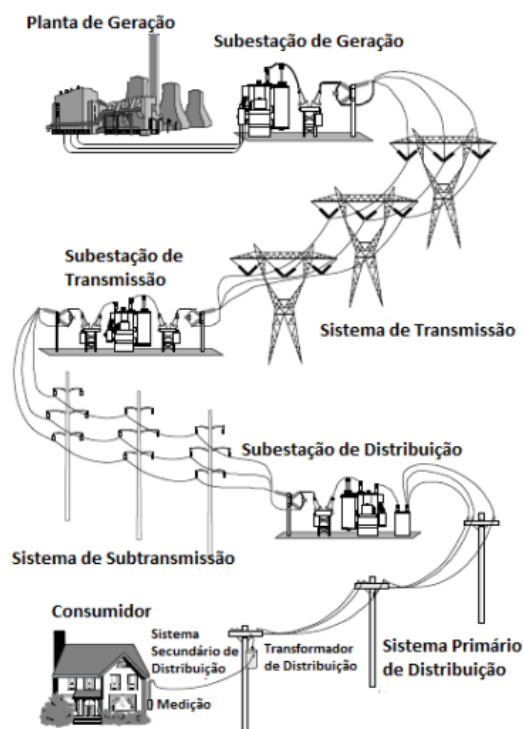
A Figura 3 apresenta os processos envolvidos no sistema elétrico de potência, desde a produção e conversão de energia elétrica até o consumidor final. Ademais, o sistema deve seguir as regulamentações que determinam como a energia deve chegar ao consumidor. De acordo com Brown (2008), as etapas evidenciadas na Figura 3 podem ser divididas em sistemas e subsistemas de geração, transmissão e distribuição.

- Geração

Na primeira etapa, usinas de geração são responsáveis por realizar a conversão de energia mecânica em eletricidade por meio de um ou mais geradores e devem produzir um nível de tensão linha a linha entre 11 kV e 30 kV. A geração deve ser capaz de atender a demanda da carga e das perdas do sistema, e ainda transportar a energia sem sobrecarregar o equipamento e dentro de uma faixa de tensão de acordo com a regulamentação exigida.

A geração é conectada ao sistema elétrico por meio de subestações de geração, que possuem um transformador elevador que aumenta a tensão para que possa ser transmitida pelo sistema de transmissão.

Figura 3 – Sistema elétrico de potência.



Fonte: Adaptado de (BROWN, 2008).

- Transmissão

Já os sistemas de transmissão interligam a geração ao sistema de distribuição e de subtransmissão por longas distâncias. Esse transporte é feito por cabos metálicos que operam em alta tensão (230 kV a 750 kV em corrente alternada e a mais de 600 kV em corrente contínua) e estão suspensos nas torres por meio de isoladores.

- Subsistema de Transmissão

Os subsistemas de transmissão transportam a energia elétrica até as subestações de distribuição. Os níveis de tensão desse subsistema variam de acordo com a região e pode ter valores de 34,5 kV, 46 kV, 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV e 230 kV.

- Distribuição

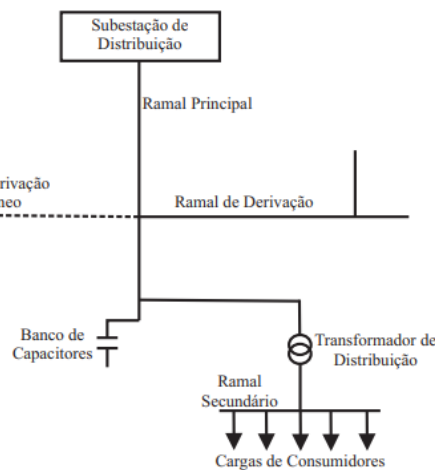
Por último, os sistemas de distribuição tem como objetivo levar a energia, desde o ponto de conexão com o sistema de transmissão até o consumidor final. Sendo assim, para abaixar a tensão são utilizados transformadores de potência na subestação de distribuição para que a tensão no secundário seja convertida em 220 V, 127 V, 380 V ou 440 V.

3.2 Sistema de Distribuição

Um sistema de distribuição se inicia na subestação de distribuição, no qual é alimentado por uma ou mais linhas de subtransmissão, e em alguns casos, alimentado diretamente pelas linhas de transmissão. Cada subestação de distribuição fornece energia para um ou mais alimentadores primários (KERSTING, 2006).

A Figura 4 apresenta os elementos principais presentes em um sistema de distribuição. Cabe destacar a presença da subestação de distribuição, redes primárias e secundárias.

Figura 4 – Sistema de distribuição.



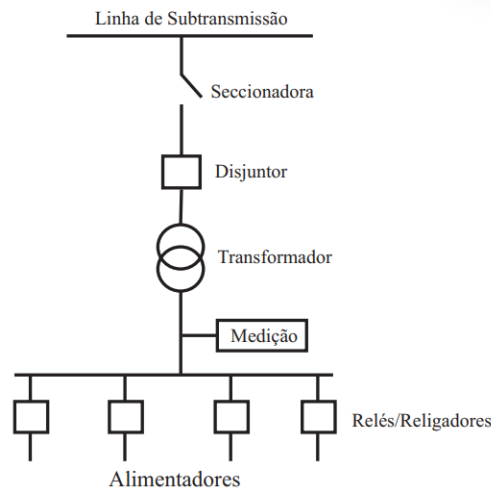
Fonte: (PAIVA, 2006).

3.2.1 Subestação

Na subestação da distribuição, também chamada de subestação abaixadora, há a redução da tensão que chega das linhas de transmissão ou de subtransmissão para os níveis de distribuição que são especificados pela concessionária local. A Figura 5 ilustra os componentes de uma subestação, como os elementos de proteção e os alimentadores.

3.2.2 Redes Primárias

As redes primárias também são chamadas de redes de Alta Tensão (AT) em sistemas de distribuição; podem apresentar classes de tensão de 15 kV, 25 kV ou 34,5 kV e são constituídas por cabos condutores de alumínio, cobre ou aço e existem redes aéreas e subterrâneas (MAMEDE; SATO, 2003).

Figura 5 – Principais elementos de uma subestação de distribuição.

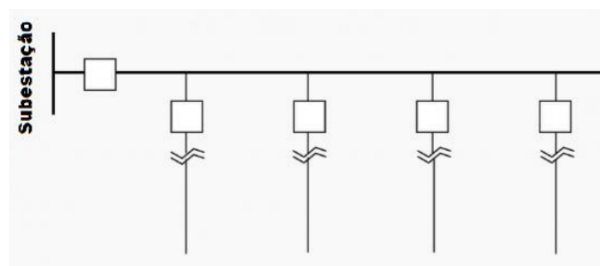
Fonte: (PAIVA, 2006).

3.2.3 Redes Secundárias

As redes secundárias também podem ser chamadas de redes de Baixa Tensão (BT) nos sistemas de distribuição e podem apresentar tensões nos valores de 110 V, 127 V, 220 V, 380 V e 440 V, a depender do transformador de distribuição.

Segundo Kersting (2006), os sistemas de distribuição, em sua maioria, são radiais, ou seja, há apenas um caminho para a energia escoar da subestação para o consumidor. Nesse sentido, a configuração do sistema de distribuição pode ser classificada em sistema radial, anel aberto ou multirradial.

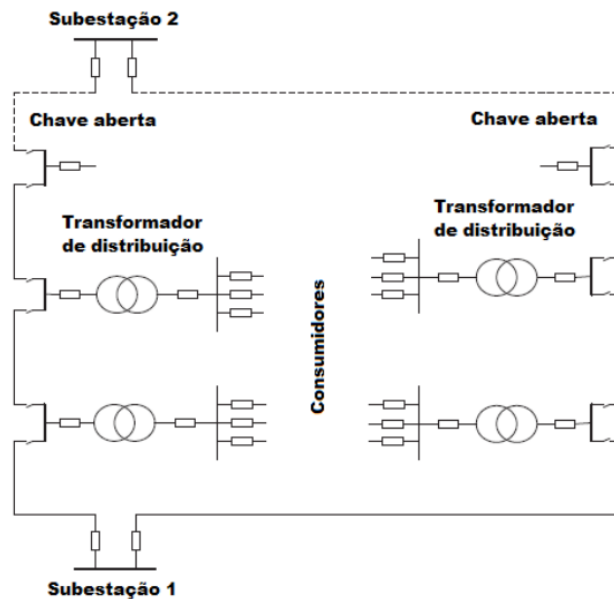
- O sistema radial apresenta apenas um alimentador para a carga, conforme a Figura 6.

Figura 6 – Sistema radial.

Fonte: (CSANYI, 2016).

- O sistema em anel aberto possibilita que a carga seja suprida por meio de um dos alimentadores disponíveis, evidenciada na Figura 7.

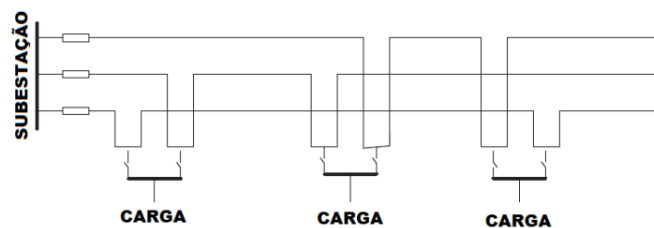
Figura 7 – Sistema em anel aberto.



Fonte: (SALLAM; MALIK, 2018).

- O sistema multirradial consiste em suprir a carga por mais de um sistema radial, de acordo com a Figura 8.

Figura 8 – Sistema multirradial.



Fonte: (SALLAM; MALIK, 2018).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2018) indica a responsabilidade do sistema de distribuição em suprir a cada tipo de carga que o consumidor necessita. Essa classificação é feita pelo nível de tensão que é entregue para a unidade consumidora, que por sua vez, depende do tipo de demanda de carga para seu uso.

3.2.4 Cargas do Sistema de Distribuição

Os sistemas de distribuição são projetados para atender a demanda das cargas industriais, comerciais e residenciais. A demanda se altera durante as horas do dia; nos dias da semana, refletindo desligamento de fábricas e lojas comerciais; e sazonalmente, quando há a utilização de mais equipamentos refrigerantes devido a estações quentes (MOHAN, 2016).

A ANEEL (2016) classifica a carga em 3 patamares: leve, média e pesada. Esses níveis são definidos de acordo com os horários e dias específicos, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Intervalos nos horários dos patamares de carga de energia sem horário de verão.

Patamar de Carga	2 ^a feira à Sábado	Dom/Feriado
Pesada	18 h às 21 h	-
Média	07 h às 18 h 21 h às 24 h	17 h às 22 h -
Leve	00 h às 07 h	00 h às 17 h 22 h às 24 h

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2016).

3.3 Qualidade de Energia

Segundo Paulilo (2017), a perda de qualidade de energia consiste em variações na magnitude, forma de onda ou frequência da tensão e/ou corrente elétrica que possa ocasionar em falha ou má operação de equipamentos elétricos. Vale ressaltar que o estabelecimento de indicadores para a avaliação da qualidade de energia é bastante complexo, uma vez que há imprevisibilidade na ocorrência de distúrbios e há uma grande área de vulnerabilidade do sistema elétrico.

Nesse viés, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) ANEEL (2018) definem as termologias e os indicadores, caracterizam os fenômenos, estabelecem os limites ou valores de referência, a metodologia de medição, gestão das reclamações referentes à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda e os estudos específicos de qualidade de energia elétrica para os sistemas de distribuição. Sendo a qualidade da magnitude da tensão em regime permanente classificada de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 – Pontos de conexão em tensão nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV.

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

Fonte: (ANEEL, 2018).

3.3.1 Principais Distúrbios na Rede Elétrica

Vários fenômenos podem impactar na rede elétrica, como transitórios, variações de tensão de curta e longa duração, desequilíbrios, distorções de forma de onda, flutuações de tensão e variações de frequência e segundo Paulilo (2017), esses distúrbios são descritos como:

- Transitórios

Os transitórios são variações abruptas dos níveis de tensão e/ou corrente e são ocasionadas devido a alterações súbitas nas condições operacionais do sistema.

- Variações de tensão de curta duração

As variações de tensão de curta duração ocorrem devido a energização de grandes cargas com altas correntes de partida ou por falhas nas conexões de cabos do sistema. Como resultado, pode haver o afundamento momentâneo de tensão (*sag*), elevação momentânea de tensão (*swell*) ou interrupção completa do sistema elétrico.

- Variações de tensão de longa duração

Esse fenômeno difere do de curta duração justamente devido ao tempo, que no de longa, é superior a três minutos. São causadas pela saída de um alto valor de carga, perda de fase, entre outros.

- Desequilíbrios

Segundo a ANEEL (2018), o desequilíbrio de tensão e corrente é caracterizado pela diferença na amplitude e/ou defasem entre as três tensões ou correntes de fase de um sistema trifásico. Ocorre geralmente devido ao desequilíbrio de fases nos sistemas de distribuição.

- Distorções de forma de onda

Distorções da forma da onda são definidas como um desvio, em regime permanente, da forma de onda senoidal e é caracterizada pelo seu conteúdo espectral. Há cinco tipos de distorções: os harmônicos; inter-harmônicos; Nível Corrente Contínua (CC); *notching*; e ruídos.

- Flutuações de tensão

As flutuações de tensão referem-se a variações aleatórias, repetitivas ou esporádicas nos valores eficazes da tensão de fornecimento, dentro da faixa entre 0,95 pu e 1,05 pu. Essas flutuações são geralmente causadas por cargas industriais.

- Variações de frequência

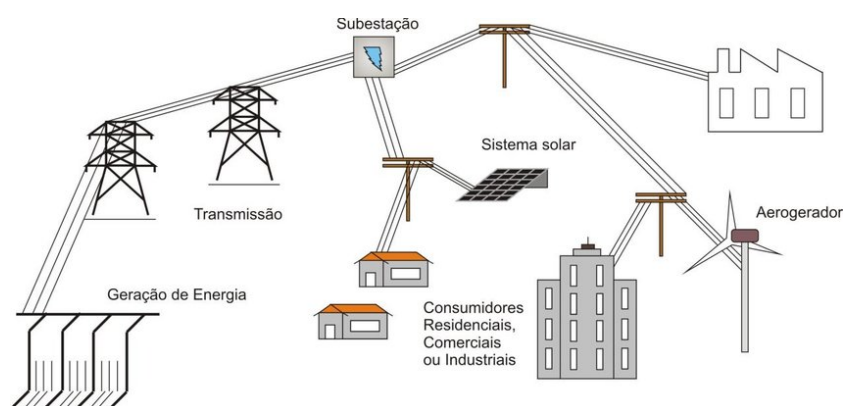
O Módulo 8 do PRODIST estabelecem que a frequência do sistema elétrico deve estar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. A variação de frequência pode ocorrer devido a máquinas operando fora da velocidade padrão.

3.4 Geração Distribuída

Conforme o Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE (2019), geração distribuída é a energia produzida junto ou próxima às unidades consumidoras independente da potência e da fonte da geração. A partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor pôde gerar sua própria energia e a injetar na rede elétrica, sendo essa energia proveniente de fontes renováveis ou cogeração qualificada e é chamada de micro e minigeração distribuída. Além da capacidade de gerar a própria energia, caso haja excedentes, é possível compensar os gastos referentes a outra unidade consumidora ou guardar os créditos para outros meses de acordo com as normas do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

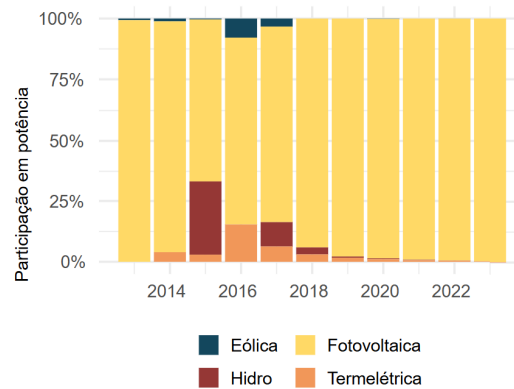
A ANEEL segmenta a geração distribuída de acordo com a potência instalada na central geradora, sendo microgeração limitada até 75 kW e a minigeração entre 75 kW e 5 MW. É possível observar o esquemático da GD na Figura 9.

Figura 9 – Geração distribuída.



Fonte: (MOREIRA, 2018).

De acordo com o Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída da EPE (2023), a MMGD é composta 99% pela energia solar, conforme evidenciado no gráfico da Figura 10.

Figura 10 – Participação em potência das fontes de energia na MMGD.

Fonte: (EPE, 2023).

3.4.1 Geração Distribuída Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a geração de energia por meio da conversão direta da luz em energia elétrica, que só é possível por meio de uma célula fotovoltaica, constituída por um material semicondutor, que, sob exposição de luminosidade, gera um fluxo de elétrons chamado de efeito fotovoltaico ou fotoelétrico (PINHO; GALDINO, 2014). Já a geração distribuída fotovoltaica consiste no processo de geração de energia solar conectada à rede de distribuição.

Ainda segundo Pinho e Galdino (2014), além dos módulos fotovoltaicos, há a necessidade de equipamentos auxiliares para o funcionamento do sistema fotovoltaico. O inversor é um dos equipamentos obrigatórios, responsável por converter energia de corrente contínua em corrente alternada. Além disso, o inversor possui protocolos de segurança que são verificados pela concessionária local, afim de garantir uma conexão segura com a rede de distribuição, como o anti-ilhamento que impede a injeção de potência da usina local na rede, caso ocorra uma interrupção no seu fornecimento, garantindo a segurança de pessoas que possam entrar em contato com a rede para realizar manutenções.

3.4.2 Vantagens Para a Concessionária

A GD é instalada próxima aos consumidores, logo, economiza investimentos em transmissão, uma vez que há redução das perdas de energia nestes sistemas (INEE, 2019).

Para Ribeiro, Ferreira e Medeiros (2005), uma das vantagens é a flexibilidade de implantação em curto espaço de tempo se comparado à geração centralizada e a outra é referente aos benefícios ambientais da utilização de fontes renováveis de energia.

3.4.3 Desvantagens Para a Concessionária

Camilo, Cebrian e Kagan (2005) apontam que com a integração da geração própria ao sistema de distribuição, há o aumento da complexidade no nível de operação do despacho central e nos procedimentos de proteção, operação e controle da rede de distribuição.

Já Ribeiro, Ferreira e Medeiros (2005) abordam que a inserção da GD na rede de distribuição pode causar sobretensões, harmônicos, variações de frequência, flutuações e desequilíbrio de tensão, o que impacta diretamente na qualidade de energia.

Há ainda a possibilidade de inversão de fluxo de potência, que é quando ao invés do fluxo de potência fluir da subestação para as cargas, ocorre o inverso. Isso acontece quando a potência gerada pela unidade geradora é superior ao seu consumo e o excedente é injetado na rede. Essa inversão pode provocar problemas em elementos de proteção que são projetados para um fluxo unidimensional.

3.5 Fluxo de Potência Radial

Segundo Mohan (2016), deve-se conhecer os níveis de fluxo de potência que fluem através de linhas de transmissão sob condições normais e anormais, no intuito de manter a continuidade de serviço. Em razão da complexidade de resolução de problemas de fluxo de potência, é importante utilizar um método computacional para a solução de equações e inequações, como o método de Newton-Raphson.

Para a determinação dos valores de fluxo, há a medição da magnitude da tensão V , a potência ativa P e a potência reativa Q em vários barramentos por meio de relés de proteção de faltas. A informação das barras é transmitida para um receptor de uma estação central de operação, que realiza o monitoramento dos dados.

3.5.1 Equações de Fluxo de Potência

Em síntese, pode-se descrever um sistema de potência como barramentos que estão interconectados por meio de linhas de transmissão. Por sua vez, as barras podem ser classificadas em 3 tipos e definem as potências injetadas e extraídas do sistema.

- **Barramento de carga**, este apresenta os valores de P e Q e por isso, também são chamados de barramentos PQ;
- **Barramentos de geradores**, neste caso, a potência ativa e a magnitude da tensão são conhecidas, e o barramento também pode ser chamado de PV.

- **Barramento de folga ou referência (*slack*)**, é um barramento em que o valor de V e do ângulo de fase (referência) é especificado.

Utilizando o princípio da primeira lei de Kirchhoff - lei dos nós - pode-se chegar às equações que descrevem a potência ativa e reativa para cada barra do sistema, ao considerar que as potências que são injetadas em uma barra são equivalentes a soma dos fluxos que saem da barra por linhas de transmissão, transformadores, etc (MONTICELLI; GARCIA, 2011). Para a determinação das equações, foi considerado que a injeção de corrente, potência e elementos *shunt* líquidas na barra são positivas e as que saem da barra são negativas, assim como o apresentado na Figura 11 e nas Equações 1 e 2.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2)$$

Onde:

k está entre 1 e o número de barras do sistema elétrico de potência;

Ω_k é o conjunto das barras vizinhas k ;

V_k, V_m é a magnitude das tensões terminais do ramo $k - m$;

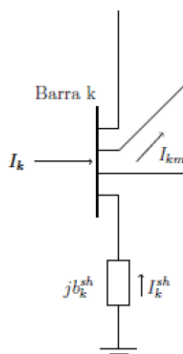
θ_k, θ_m ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

P_{km} é o fluxo de potência ativa no ramo $k - m$;

Q_{km} é o fluxo de potência reativa no ramo $k - m$;

Q_k^{sh} componentes da injeção de potência reativa devido ao elemento *shunt* da barra k .

Figura 11 – Convenção de sinais para potência, fluxo e elementos *shunt*.



Fonte: (MOREIRA, 2018).

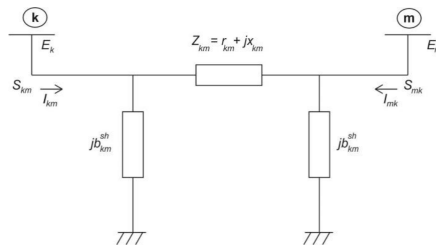
As equações básicas do fluxo de potência são obtidas a partir da análise de que as potências ativas e reativas que entram em um nó são equivalentes às que deixam o nó.

Logo, essa análise equivale a lei de Kirchhoff das correntes. Utilizando o modelo π do sistema de transmissão presente na Figura 12, determinou-se a Equação 3.

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k \quad (3)$$

Sendo: E_k e E_m as tensões do terminal de cada barra, representadas nas equações 4 e 5, respectivamente; y_{km} é a admitância do ramo $k - m$; e b_{km}^{sh} a susceptância da linha $k - m$.

Figura 12 – Modelo π do sistema de transmissão.



Fonte: (MOREIRA, 2018).

$$E_k = V_k e^{j\theta_k} \quad (4)$$

$$E_m = V_m e^{j\theta_m} \quad (5)$$

A partir da Equação 6, obtém-se a expressão do fluxo de potência ativa e reativa.

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} \quad (6)$$

Ao substituir as Equações 3, 4 e 5 em 6, resulta na Equação 7.

$$S_{km}^* = V_k e^{-j\theta_k} [y_{km}(V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + jb_k^{sh} V_k e^{-j\theta_k}] \quad (7)$$

E simplificando, resulta na Equação 8.

$$S_{km}^* = V_k e^{-j\theta_k} y_{km} (V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + jb_k^{sh} V_k^2 \quad (8)$$

Ao dividir a parte real da imaginária da Equação 8, é possível identificar os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, como observado nas Equações 9 e 10.

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (9)$$

$$Q_{km} = -V_k^2(b_{km} + b_{km}^{sh}) - V_k V_m (g_{km} \text{sen} \theta_{km} - b_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (10)$$

De forma similar, pode-se obter o fluxo de potência ativa e reativa que flui da barra m para a barra k nas Equações 11 e 12. Observa-se que as expressões diferem das Equações 9 e 10 no sentido do fluxo e os sinais da susceptância invertidos.

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \text{cos} \theta_{km} - b_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (11)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2(b_{km} + b_{km}^{sh}) - V_k V_m (g_{km} \text{sen} \theta_{km} + b_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (12)$$

As Equações 13 e 14 descrevem as perdas de potência ativa e reativa no sistema elétrico.

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} = g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \text{cos} \theta_{km}) \quad (13)$$

$$Q_{perdas} = Q_{km} + Q_{mk} = -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - b_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \text{cos} \theta_{km}) \quad (14)$$

3.5.2 Equações de Fluxo de Potência Utilizando o Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson calcula o fluxo de potência ativa e reativa em cada barramento do sistema elétrico de potência, e a cada iteração, há o cálculo de desvio dos valores de referência utilizando as Equações 15 e 16 (MOHAN, 2016).

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k = P_k^{esp} - V_k \sum_{j=1}^{n+m+1} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (15)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k = Q_k^{esp} - V_k \sum_{j=1}^{n+m+1} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (16)$$

O índice "esp" indica os valores de potência ativa e reativa que foram especificados, já G_{km} e B_{km} são a condutância e a susceptância, respectivamente, no ramo $k - m$. Outrossim, barras de carga tem seus valores de P e Q estabelecidos, logo, ao calcular ΔP

e ΔQ , os valores tendem a zero na solução. De forma similar ocorre para as barras de geração.

Uma forma de apresentar as expressões de ΔP e ΔQ é em um sistema matricial, visto na Equação 17.

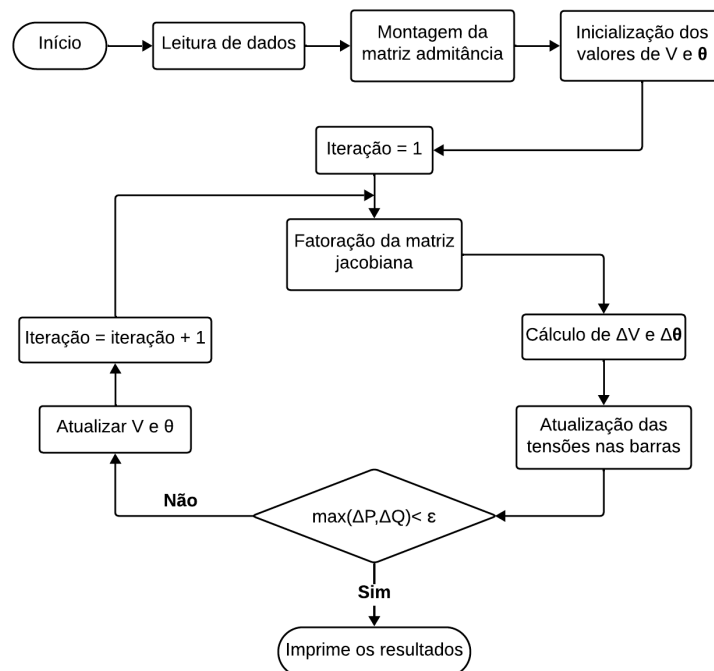
$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (17)$$

Em que H, N, M e L são representações dos elementos da matriz jacobiana, Equação 18.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (18)$$

A partir do momento que o método é iniciado, há a leitura de dados e há a montagem da matriz admitância, de onde será capturado os valores de condutância e susceptância de cada ramo. Em seguida, o sistema inicializa os valores de V e θ e começa a primeira iteração. Ao concluir a etapa de cálculo das tensões nas barras, há a verificação do desvio de potência ativa e reativa, caso esse desvio seja menor do que o estabelecido, o método imprime os resultados e é encerrado, caso seja maior, os dados de tensão e do ângulo θ são atualizados e há mais uma iteração. Conforme representado no fluxograma da Figura 13.

Figura 13 – Fluxograma do método de Newton-Raphson.



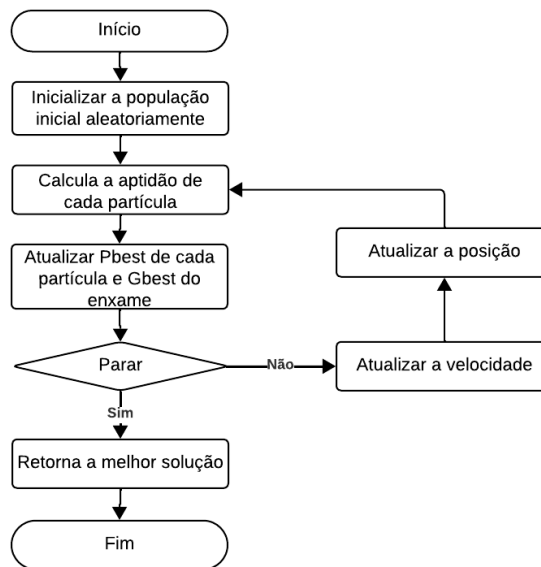
Fonte: Adaptado de (KOTO, 2013).

3.6 Otimização Através do PSO

O método de otimização não-linear PSO é um algoritmo bioinspirado, ou seja, ele se baseia no comportamento coletivo de animais, e neste caso, de enxames, como pássaros e cardumes.

Nesse algoritmo, há várias soluções candidatas, chamadas de partículas e que juntas formam o enxame, que coexistem e colaboram simultaneamente, ajustando sua posição com base em sua própria experiência e das partículas vizinhas. Assim, a população de indivíduos formados são capazes de interagir entre si (comportamento cognitivo) e com o meio ambiente (comportamento social) a procura da posição ótima para pousar (LIMA; SANTOS, 2023). O fluxograma da Figura 14 descreve as etapas do algoritmo.

Figura 14 – Fluxograma do método de otimização PSO.



Fonte: Adaptado de (Teleco, 2025).

No algoritmo, cada partícula p é inicializada com uma posição aleatória e com a velocidade nula. Essa partícula será avaliada por uma função objetivo e será movimentada conforme a posição da partícula, a velocidade, a posição da partícula com o melhor desempenho até o momento ($P_{best_t}^p$) e a posição da partícula com o melhor desempenho global do sistema até o momento ($G_{best_t}^p$). Dessa forma, a velocidade da partícula se dará pela Equação 19.

$$v_{t+1}^p = wv_t^p + \varphi_1 r_1 (P_{best_t}^p - x_t^p) + \varphi_2 r_2 (G_{best_t}^p - x_t^p) \quad (19)$$

Sendo φ_1 a constante de aceleração de melhor individuo, referente ao comportamento cognitivo e φ_2 , a constante de aceleração do melhor individuo global, referente ao

comportamento social da partícula. As demais variáveis r_1 e r_2 são randômicas e apresentam valores entre 0 e 1; e w é o coeficiente de inércia, referente ao movimento das partículas. Após o cálculo da velocidade, há a definição da posição da partícula na próxima iteração, que depende do valor da posição antiga e da velocidade calculada, como visto na Equação 20.

$$x_{t+1}^p = x_t^p + v_{t+1}^p \quad (20)$$

O algoritmo é repetido até que o critério de parada seja atingido ou a variação das velocidades nas partículas tendam a 0.

METODOLOGIA

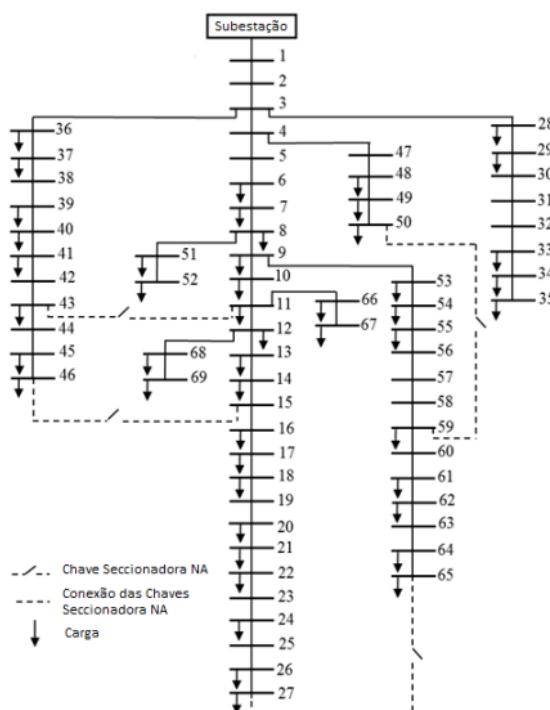
Neste capítulo é descrita a metodologia aplicada ao trabalho. Serão detalhadas as ferramentas computacionais e sistemas utilizados, considerando suas particularidades e utilidades, os requisitos do projeto e a metodologia de avaliação dos resultados.

4.1 IEEE 69 Barras

O sistema adotado neste trabalho foi o IEEE 69 barras, apresentado na Figura 15, considerado de complexidade moderada, ou seja, é grande o suficiente para representar uma rede de distribuição de tamanho médio. Além disso, este sistema é amplamente aceito na comunidade acadêmica, uma vez que o uso de um sistema padronizado permite a validação dos resultados. Devido ao seu tamanho, ainda é possível a sua modelagem e simulação dentro da licença acadêmica do ANAREDE/CEPEL

O sistema possui 69 barras, uma subestação, 7 derivações, 43 barras de carga, uma demanda total de 3,8 MW e 2,7 MVar e perda de 225 kW no caso base. Para a conversão de valores para pu, foi utilizado os dados da Tabela 3, no qual a impedância de base se dá pela razão da tensão de base ao quadrado sobre a potência aparente, como na Equação 21. Os dados referentes aos parâmetros do sistema são apresentados na Tabela 5 do Anexo A.

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (21)$$

Figura 15 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 69 barras.

Fonte: (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ; THOMAS, 2010).

Tabela 3 – Valores base para transformação em pu

Potência de Base S_{base} (MVA)	Tensão de Base V_{base} (kV)	Impedância de Base Z_{base} (Ω)
10	12,66	16,02756

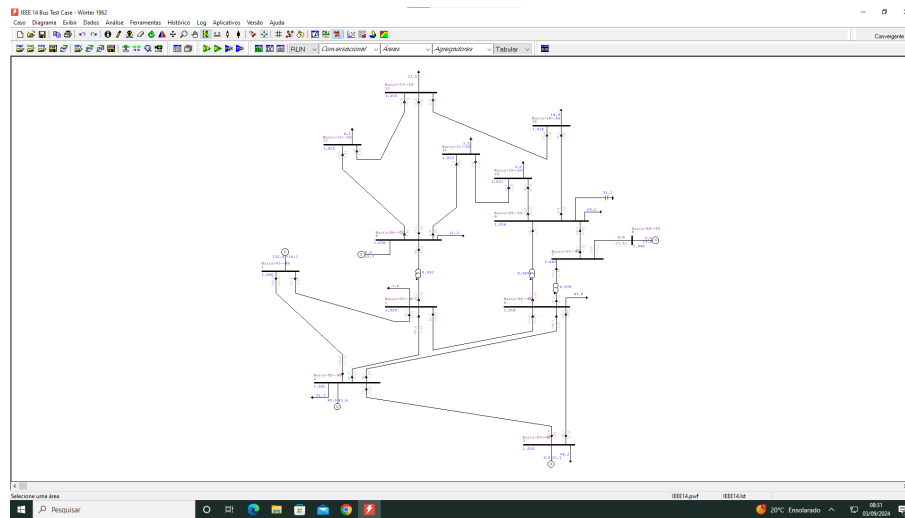
Fonte: (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ; THOMAS, 2010)

4.2 Ferramentas Utilizadas

4.2.1 ANAREDE/CEPEL

O ANAREDE/CEPEL foi desenvolvido com o objetivo de reunir funções de análise de redes elétricas em apenas um programa. Sendo essas funções referentes ao fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo, fluxo de potência continuado, análise de corredores de recomposição, cálculo automático de margem de transmissão e avaliação de segurança estática (AJJARAPU; CHRISTY, 1992).

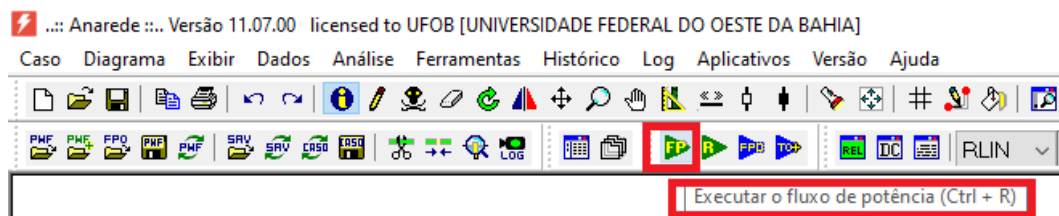
O módulo de Fluxo de Potência utiliza o método de solução de Newton-Raphson e conta com diversos modelos de equipamentos utilizados na rede elétrica, como geradores, bancos *shunt* e compensadores. Na Figura 16 é possível ver, na tela principal, um dos exemplos que o ANAREDE/CEPEL disponibiliza, o sistema IEEE 14 barras.

Figura 16 – Tela principal do ANAREDE/CEPEL com o sistema IEEE 14 barras.

Fonte: Autoria Própria.

O *software* é adaptado às especificidades e regulamentações do setor elétrico brasileiro, tendo em vista que foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Além de ter precisão e confiabilidade, já que utiliza algoritmos precisos para cálculos de fluxo de potência e conta com versões acadêmicas com os mesmos recursos das versões de produção, se limitando apenas nas dimensões máximas dos sistemas que podem ser processados pelo programa, sendo a dimensão máxima de 120 barras e 50 barras de geração. Ademais, o *software* é capaz de simular a inserção de MMGD, permitindo que o seu impacto seja analisado e avaliado (CEPEL, 2024).

Para a análise, foi utilizado o módulo de fluxo de potência do ANAREDE/CEPEL, a Figura 17 ilustra o item a ser selecionado para o módulo. Para a modelagem e simulação foi utilizado a versão 12.00.00 com a licença acadêmica, em um computador Dell com sistema operacional Microsoft Windows 10 Pro, com processador Intel® Core™ i7-10700, CPU de 2,90 GHz, 16 GB de memória RAM e sistema operacional de 64 bits.

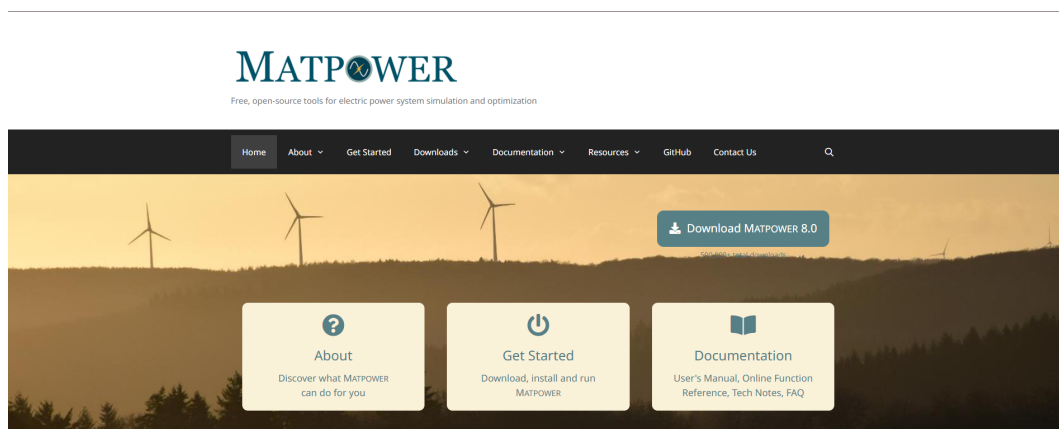
Figura 17 – Função de fluxo de potência.

Fonte: Autoria Própria.

4.2.2 MATLAB®/MATPOWER

Para a execução do PSO, utilizou-se o programa computacional MATLAB® em uma máquina com sistema operacional Microsoft Windows 11 Home, com processador Intel® Core™ i5-10300, CPU de 2,50 GHz, 16 GB de memória RAM e sistema operacional de 64 bits. O fluxo de potência foi executado por meio do MATPOWER v8.0 integrado ao MATLAB®. Sendo o MATPOWER um pacote de arquivos, de código aberto, que são utilizados para resolver problemas de simulação e de otimização de energia elétrica em estado estacionário, ilustrado na Figura 18.

Figura 18 – Página inicial do site do MATPOWER.



Fonte: (MATPOWER, 2025).

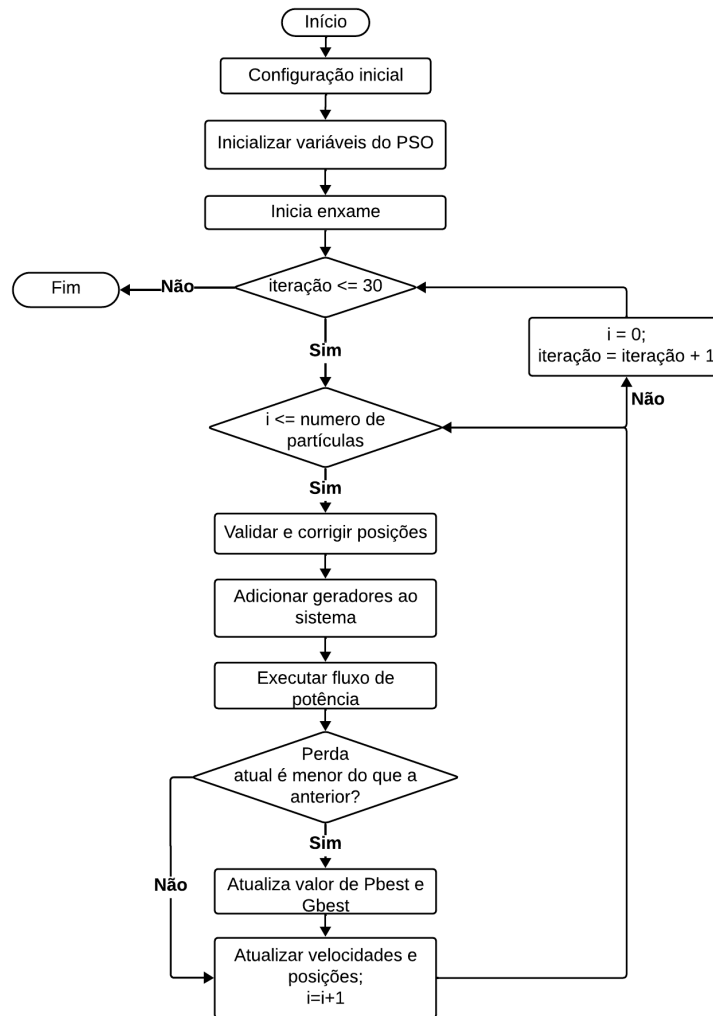
4.3 Alocação de Micro e Minigeração Distribuída por PSO

O algoritmo de busca PSO é responsável pela alocação das GD's em uma configuração em que a perda ativa do sistema seja a mínima possível. Para isso, considerou-se a geração de 300 kW por barra alocada.

O fluxograma do código pode ser visto na Figura 19 e inicialmente, há a configuração dos parâmetros do algoritmo e foram adotado os valores de 0,6 para o coeficiente de inércia, 0,5 para as constantes de aprendizagem, a posição aleatória e a velocidade nula. Foram utilizadas 150 partículas e estabeleceu-se a máxima iteração em 30, por tentativa e erro. Em seguida, o sistema entra no *loop* e há a validação e correção das posições, já que as barras só podem apresentar números inteiros e sem repetição. Logo após, uma função adiciona os valores da geração nas barras selecionadas, executa o fluxo de potência e caso a perda atual do sistema seja menor do que a anterior, o valor do melhor indivíduo local e global é atualizado. O sistema atualiza a velocidade e posição conforme as Equações 19

e 20. O processo se repete até atingir a iteração máxima.

Figura 19 – Fluxograma do PSO para alocação de barras.



Fonte: Autoria Própria.

4.4 Estudos de Casos

A simulação foi dividida em três estudos de casos, sendo eles:

Caso 1 – Estudo da alocação de barras PV com o PSO para o sistema IEEE 69 barras modificado, com carga leve e variação de geração distribuída.

Caso 2 – Estudo da alocação de barras PV com o PSO para o sistema IEEE 69 barras padrão, com carga média e variação de geração distribuída;

Caso 3 – Estudo da Alocação de Barras PV com o PSO para o sistema IEEE 69 barras modificado, com carga pesada e variação de geração distribuída.

Em síntese, para todos os casos considerou-se uma porcentagem para o carregamento do sistema e para a geração distribuída. Sendo esses valores visualizados na Tabela 4.

Tabela 4 – Cenários de variação de carga e geração distribuída.

Caso	Patamar de Carga	Variação de Carga (%)	Variação da GD (%)
1	Leve	50	5
2	Média	100	100
3	Pesada	150	0

Fonte: Autoria Própria.

Os valores de carga e geração foram definidos com base nos horários correspondentes a cada patamar de carga apresentados na Tabela 1. No caso da carga leve, a demanda de energia é baixa e o intervalo de tempo abrange períodos em que a geração distribuída, especialmente a solar, é pouco significativa, uma vez que coincide com as primeiras horas do dia, quando a irradiação solar ainda é baixa. No caso da carga média, o período correspondente abrange a máxima geração distribuída. Já para a carga pesada, período em que o consumo de energia é mais elevado, não há contribuição da geração fotovoltaica, pois esse patamar ocorre no início da noite, após o pôr do sol.

Em todos os casos foi armazenada a perda de potência ativa do sistema para cada quantidade de barras com geração distribuída, além das barras que foram escolhidas pelo PSO e a tensão em cada uma delas.

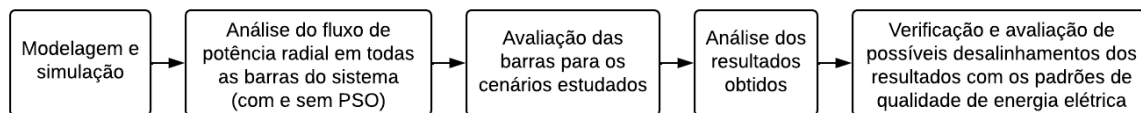
Para o primeiro caso, considerou-se o carregamento do sistema IEEE 69 barras em 50% e a GD em 5% e analisou-se para 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50 e 60 barras de geração distribuída alocadas pelo algoritmo PSO. Também foi analisado o comportamento do sistema, tal como os valores de tensão nas barras e a perda ativa, sem geração distribuída e caso todas as barras fossem PV. Já os dados de alocação do PSO foram registrados e as barras que mais se repetiram na otimização foram quantificadas. No segundo caso, repetiu-se o processo do caso 1 para o sistema IEEE 69 barras sem modificações e com a geração distribuída em 100%. Já no terceiro caso, analisou-se o sistema ao variar as cargas para 150% e a GD para 0% sem uso do PSO.

4.5 Metodologia de Avaliação dos Resultados

Sendo assim, a metodologia consiste na modelagem e simulação do sistema considerando os cenários estabelecidos, para em seguida analisar o fluxo de potência radial em todas as barras do sistema, capturar seus dados, avaliar as barras para os cenários estudados e analisar os resultados obtidos. A partir da análise dos resultados obtidos

nesta simulação, pode-se verificar e avaliar possíveis desalinhamentos com os padrões de qualidade de energia. A ordem das atividades é apresentada na Figura 20.

Figura 20 – Fluxograma de atividades.

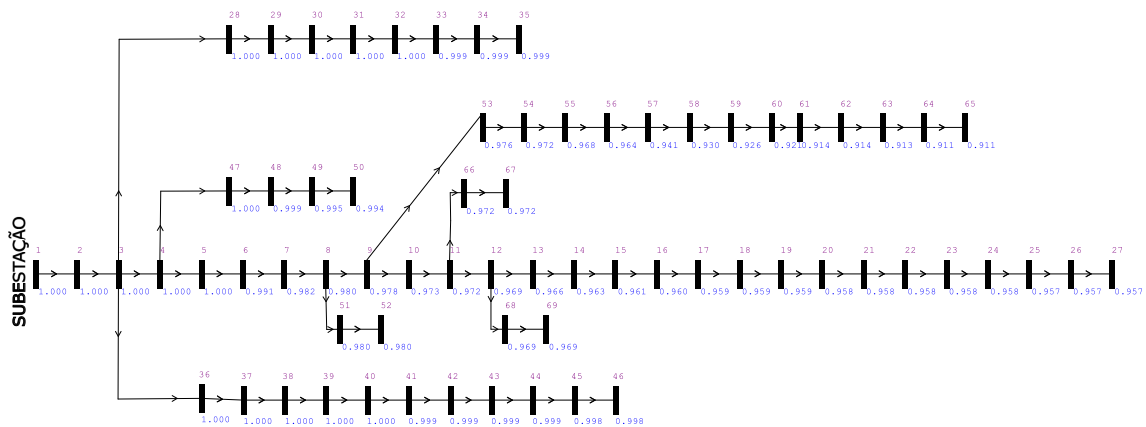


Fonte: Autoria Própria.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, os resultados dos testes para validação do trabalho serão apresentados. O sistema utilizado foi modelado no ANAREDE/CEPEL e pode ser visto na Figura 21. Esta modelagem serviu como base para a avaliação de cada caso estudado. Observa-se que o fluxo de potência flui da subestação para as cargas do sistema.

Figura 21 – Modelagem do IEEE 69 barras padrão no ANAREDE/CEPEL.



Fonte: Autoria Própria.

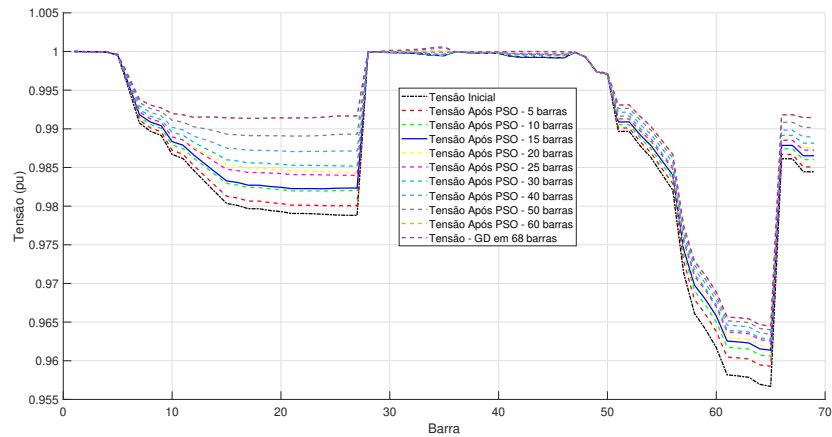
5.1 Estudo de Caso 01

Para o primeiro caso, foram capturados dados da tensão por barra, perda ativa do sistema e quantidade de vezes em que uma barra é escolhida pelo PSO, para 50% de carregamento e com 5% da potência da geração distribuída.

Na Figura 22, observa-se que para todas as quantidades de barras com geração

distribuída o sistema se manteve estável, melhorando o perfil de tensão com o incremento das barras com GD.

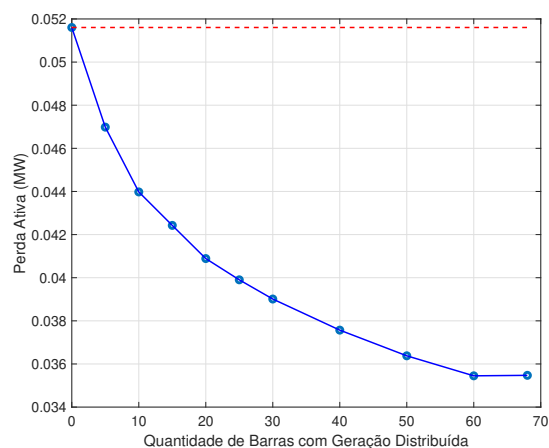
Figura 22 – Gráfico de tensão por barra para carga leve.



Fonte: Autoria Própria.

A perda ativa do sistema sem GD's foi de 52 kW e por meio da Figura 23, observou-se que quanto mais barras PV's são inseridas ao sistema, menores são as perdas técnicas encontradas. Para 60 e 68 barras de geração, a perda se manteve constante em 35,45 kW.

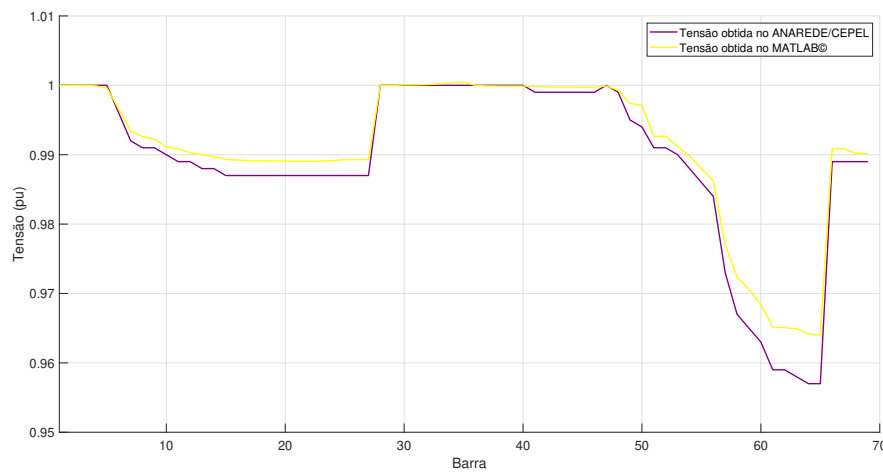
Figura 23 – Gráfico de perda ativa do sistema para cada quantidade de barras com geração distribuída.



Fonte: Autoria Própria.

Considerando 9 cenários de alocação de GD's, houve repetições pelo algoritmo na escolha das mesmas e essa relação pode ser vista no gráfico da Figura 24. Nota-se que as barras que mais se repetem para serem alocadas com GD's são as de fim de linha. Sendo as barras 59, 60, 61, 62, 63, 64 e 65 as que mais foram repetidas. Dessas barras supracitadas, a barra 61 conta com a maior demanda de carga, com 1,244 MW e 0,888 MVar para as potências ativa e reativa, respectivamente.

Figura 26 – Comparação da tensão obtida no MATLAB® e no ANAREDE/CEPEL para o caso 01.



Fonte: Autoria Própria.

5.2 Estudo de Caso 02

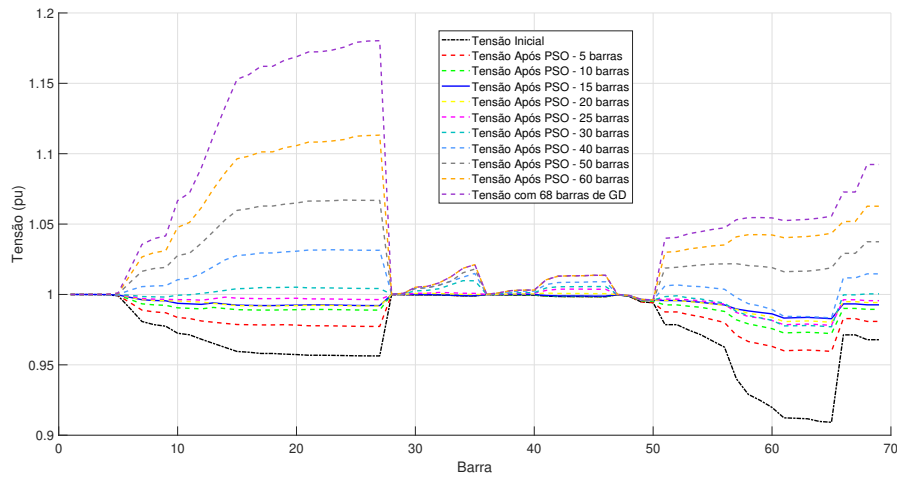
Após as simulações para cada quantidade de barras PV's integradas, por meio do PSO ao sistema de distribuição com 100% do carregamento e 100% de geração distribuída, chegou-se ao resultado apresentado na Figura 27.

Pode-se observar no gráfico que o caso base IEEE 69 barras apresenta níveis de tensão abaixo de 0,93 pu, que se enquadra em tensão precária. Nota-se ainda que há uma queda de tensão entre as barras 6 e 28 e entre 50 e 69 e com a inserção de GD's em ponto estratégico, o observado é que o nível de tensão para essas mesmas barras aumenta de acordo com a quantidade de geração inserida no sistema.

Para os casos de 5, 10, 15, 20, 25, 30 e 40 barras alocadas, o perfil de tensão permanece entre o intervalo indicado pelo módulo 8 dos PRODIST, e destaca-se o caso de 15 barras, que possui o melhor perfil de tensão, apresentando pouca variação com relação à tensão de base.

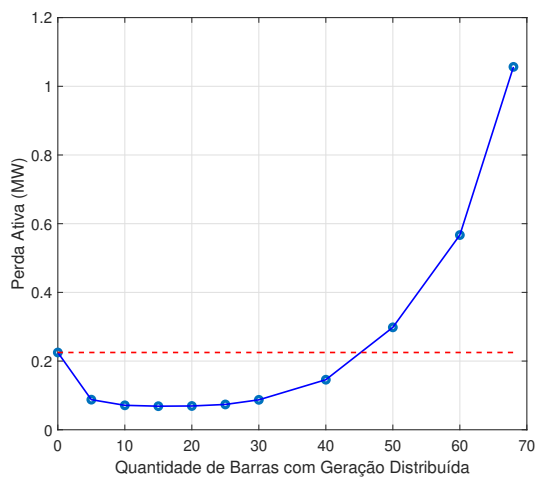
Já para os casos de 50 e 60 barras com GD, a tensão sai dos padrões de qualidade, ultrapassando 1,05 pu. Caso a inserção de geração ocorra de forma aleatória, o perfil de tensão tende a piorar, uma vez que a configuração de barras já foi feita com o objetivo de resultar na menor perda possível. Analisando o sistema com todas as barras contendo geração distribuída, o nível de tensão chega a 1,18 pu, equivalente à 14,94 kV .

A partir do comportamento apresentado na Figura 28, nota-se que as barras com GD que apresentam a menor perda são as 10, 15 e 20. Sendo o caso de 15 barras com geração distribuída, o que apresentou o melhor resultado, com a redução da perda para

Figura 27 – Gráfico de tensão por barra para carga média.

Fonte: Autoria Própria.

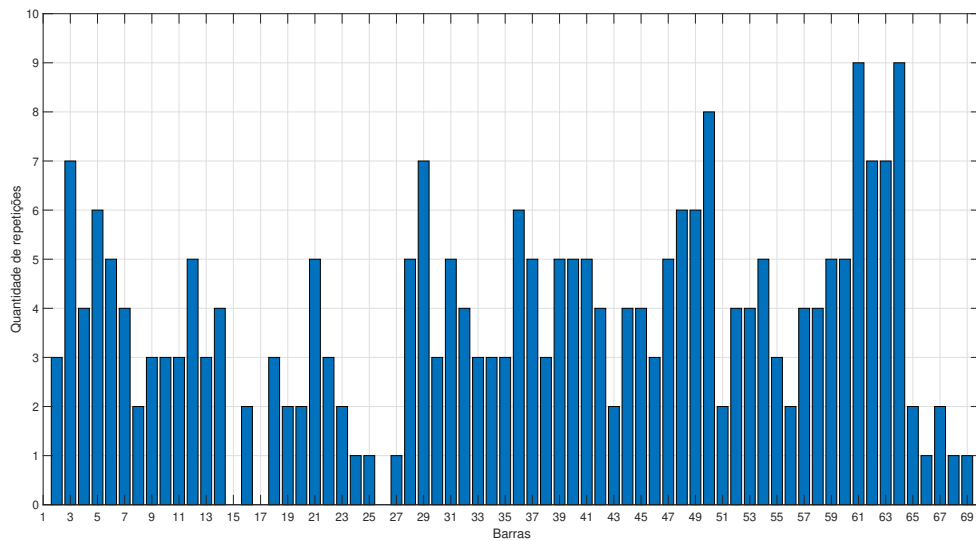
68,6 kW. Ademais, com o aumento da inserção de GD's, a perda ativa cresce exponencialmente e entre 40 e 50 barras com geração, a perda ativa ultrapassa a do caso base. Para 68 barras com geração, a perda extrapola 1 MW.

Figura 28 – Gráfico de perda ativa do sistema para cada quantidade de barras com geração distribuída.

Fonte: Autoria Própria.

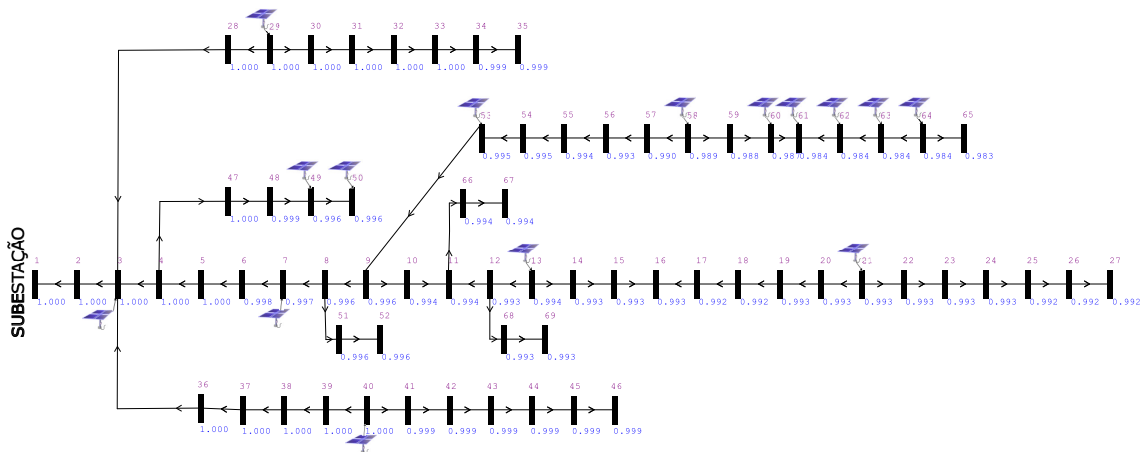
A Figura 29, apresenta as barras que mais se repetiram na alocação pelo PSO. Verificou-se que as barras mais afastadas do sistema são selecionadas de forma recorrente. Cabendo citar as barras 61 e 64 que foram escolhidas nove vezes e a barra 50, alocada oito vezes. Sendo todas as três, barras com cargas que ultrapassam 64,4 kW e 19 kVAR de potência ativa e reativa, respectivamente, localizadas no fim de rede.

Para validar os resultados, modelou-se o sistema com a menor perda registrada, o de 15 barras com geração distribuída, visto na Figura 30. Nota-se que a simulação

Figura 29 – Gráfico da quantidade de vezes que uma barra é escolhida pelo PSO.

Fonte: Autoria Própria.

resultou em valores de tensão aproximados dos que foram registrados pelo MATLAB®, observado na Figura 31. Foi identificado a inversão de fluxo de potência da carga para a subestação, logo, a concessionária deve reavaliar a proteção do sistema.

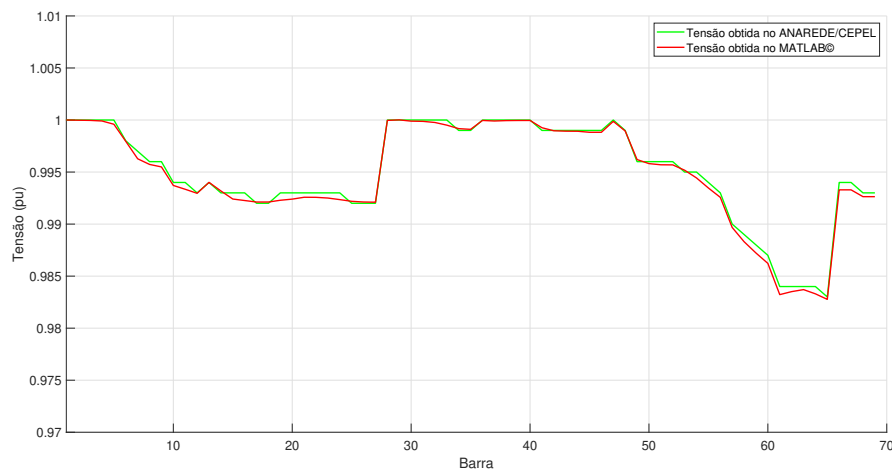
Figura 30 – Modelagem do IEEE 69 barras com carga média e 15 barras de GD no ANAREDE/CEPEL.

Fonte: Autoria Própria.

5.3 Estudo de Caso 03

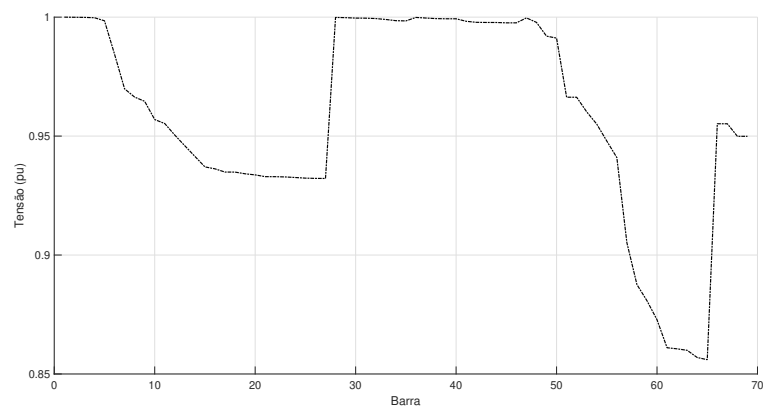
No último caso, não houve geração à ser alocada. Logo, o gráfico da Figura 32 foi gerado apenas com a tensão do sistema com carregamento em 150%, que é caracterizado como em carga pesada.

Figura 31 – Comparação da tensão obtida pelo MATLAB® e no ANAREDE/CEPEL para o caso 02.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 32 – Gráfico de tensão por barra para carga pesada.

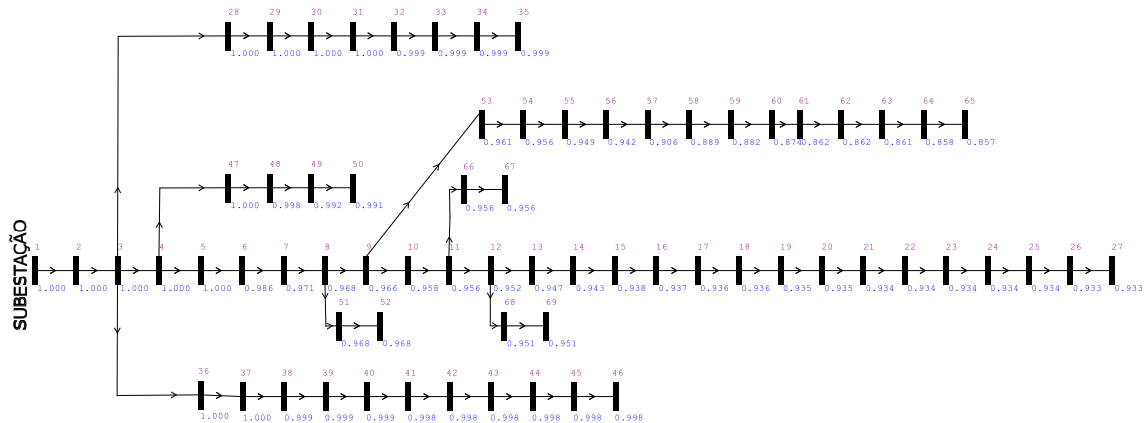


Fonte: Autoria Própria.

Ao analisar a Figura 32, observa-se que entre as barras 50 e 66 há uma queda de tensão bastante acentuada, no qual a tensão mínima registrada é 0,856 pu, que equivale a cerca de 0,074 pu a menos do limite inferior para estar de acordo com a categoria adequada, apresentada na Tabela 2. Para este modelo, a perda ativa é de 561 kW, mais que o dobro do caso base.

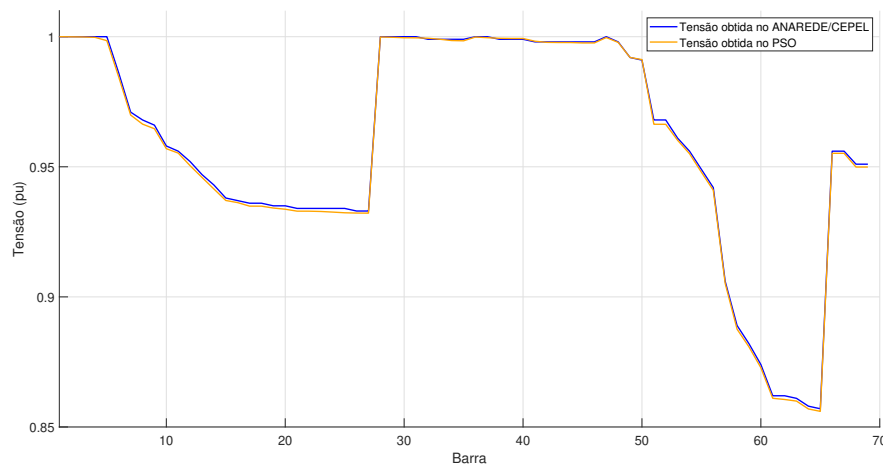
Neste caso, o sistema da Figura 33 condiz com os valores de tensão apresentados anteriormente e essa comparação é apresentada na Figura 34. Ademais, não foi identificado inversão de fluxo de potência.

Figura 33 – Modelagem do IEEE 69 barras com carga pesada e sem GD no ANAREDE/CEPEL.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 34 – Comparação da tensão obtida obtida pelo MATLAB® e no ANAREDE/CEPEL para o caso 03.



Fonte: Autoria Própria.

5.4 Comparação dos Estudos de Casos

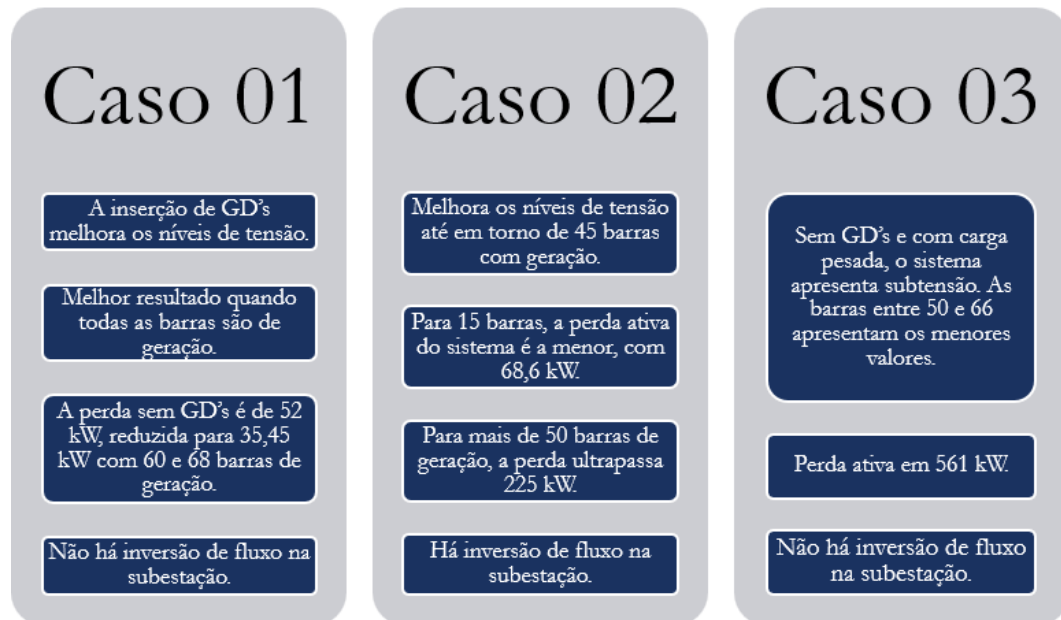
Ao comparar os três estudos de caso, observou-se que no período de carga leve, a inserção da GD melhora os níveis de tensão e o melhor resultado ocorre quando todas as barras do sistema são de geração.

Já para o segundo caso, houve um limite em que a inserção de geração se demonstrava benéfica ao sistema. As barras mais beneficiadas com a inserção foram as de fim de linha, e para mais de 50 barras de geração, a tensão se torna crítica e a perda passa os 225 kW do caso padrão.

Por fim, para a carga pesada, observou-se que a queda de tensão encontrada entre as barras 6 e 28 e entre 50 e 69 acentuou-se, sendo a tensão mínima encontrada no caso

base de 0,91 pu e neste caso, encontrou-se 0,856 pu. O resumo da comparação dos estudos de caso é apresentado na Figura 35.

Figura 35 – Comparação dos estudos de casos.



Fonte: Autoria Própria.

Ademais, os resultados do PSO foram validados por meio da modelagem do sistema no ANAREDE/CEPEL, que possibilitou a identificação de inversão de fluxo nas barras analisadas no caso de carga leve e média.

Uma possível forma de contornar o problema da subtensão no caso de carga pesada, é a utilização de incentivos tarifários para que a curva de demanda se altere, no intuito que seja maior durante o período com a maior geração distribuída, e que a unidade consuma a energia que está gerando. Essa alternativa também auxilia na redução da incidência de inversão de fluxo. Porém, essa abordagem pode encontrar obstáculos para ser implementada, pois seria necessário alterar a rotina dos consumidores, que no período de carga pesada estão retornando para suas residências e fazendo uso de equipamentos elétricos, como chuveiros, luzes, aparelhos climatizadores, entre outros.

Outra solução seria o armazenamento de energia nas unidades com geração distribuída. Dessa forma, o banco de baterias armazenaria a potência excedente da geração e não a injetaria na rede de distribuição. Assim, não seria necessária mudança no perfil de consumo dos usuários, pois durante o período de carga pesada, o sistema de gerenciamento de energia do cliente passaria a consumir a energia armazenada, ao invés da rede.

CONCLUSÃO

Este trabalho consistiu na avaliação dos impactos da inserção de geração distribuída em ramos do sistema IEEE 69 barras, utilizando um método de otimização para a alocação ótima das barras de geração, o PSO. A metodologia foi validada pelo *software* ANAREDE/CEPEL, que permitiu uma comparação dos resultados obtidos com os do MATLAB®.

Por meio das simulações, foi possível verificar que a inserção de geração distribuída causa um aumento na tensão das barras e pode inverter o fluxo de potência, logo, sua alocação deve ocorrer de forma estratégica e controlada, afim de evitar problemas de sobretensão e de perdas elétricas na rede de distribuição. Nesse sentido, a utilização de GD provou-se ser uma alternativa para a redução da subtensão. Ademais, pode reduzir perdas elétricas no sistema, desde que a inserção ocorra dentro de limites técnicos adequados.

Além disso, os estudos de casos realizados evidenciaram a importância de considerar diferentes perfis de carga na modelagem da rede, permitindo uma avaliação mais precisa dos impactos da GD ao longo do dia.

Nesse sentido, para o valor de geração mantido fixo em 300 kW para cada barra com geração distribuída e considerando uma carga moderada, observou-se uma redução das perdas elétricas até aproximadamente 45 barras com GD's. Após esse ponto, as perdas aumentam de maneira exponencial.

O sistema obteve o melhor desempenho com a alocação de 15 barras com GD, reduzindo as perdas ativas de 225 kW para 68,6 kW. Para uma carga leve, os melhores resultados foram observados com 60 e 68 barras com GD's. No entanto, esse não deve ser considerado como o limite de inserção, uma vez que tanto a geração distribuída quanto a carga do sistema podem aumentar até 100%. Portanto, o limite de inserção de GD

deve ser analisado considerando a situação mais extrema, onde a geração e a carga se aproximam desses valores máximos. Na carga pesada, evidencia-se a característica do sistema de um afundamento de tensão no fim de linha, que poderia ser melhorada com a inserção de GD's, entretanto, não há geração solar nesse período.

Ainda assim, um dos principais desafios identificados foi a inversão de fluxo. Embora o sistema que tenha apresentado o melhor desempenho possuísse poucas barras com alocação de GD's, isso foi o suficiente para causar a inversão, conforme alertado por regulamentos como a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que trata da Geração Distribuída. Esse fenômeno evidencia a importância de um planejamento cuidadoso para a inserção de GD em redes de distribuição, de modo a evitar impactos negativos na operação do sistema.

Destarte, o sistema padrão IEEE 69 barras já apresentava subtensão em algumas barras, que foram elevadas com a presença estratégica de GD's, fazendo com que saíssem da faixa precária para a adequada, beneficiando o sistema.

6.1 Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se a alocação de geração distribuída (GD) com diferentes potências no sistema, refletindo melhor as condições reais de operação. Além disso, a otimização da alocação deve considerar não apenas a minimização das perdas, mas também a adequação dos níveis de tensão, garantindo maior estabilidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Sugere-se também a utilização de redes neurais para a determinação dos parâmetros do algoritmo PSO e a comparação com outros métodos de otimização, como Algoritmos Genéticos (GA) ou o PSO híbrido. Ademais, a análise pode considerar a variação sazonal para a alocação de barras, uma vez que fatores como radiação solar e demanda energética podem variar significativamente ao longo do tempo e a utilização de um sistema elétrico real.

Referências Bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 2–Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição*. [S.l.], 2018. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 7, n. 1, p. 416–423, 1992. Citado nas pp. 15, 19, 20, 29.

ANDRADE, H. de S. et al. Análise dos níveis de tenão no alimentador da UFMT como uma função do índice de penetração da geração distribuída fotovoltaica. *Revista Contemporânea*, South Florida Publishing LLC, v. 2, p. 814–832, 10 2022. ISSN 2447-0961. Disponível em: <<https://revistacontemporanea.com/ojs/index.php/home/article/view/294>>.

ANEEL. *Procedimentos de Rede: Consolidação da previsão de carga para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética, Submódulo 5.6*. [S.l.], 2016. Versão decorrente da Audiência Pública nº 020/2015. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8–Qualidade da Energia Elétrica*. [S.l.], 2018.

BROWN, R. E. *Electric power distribution reliability*. [S.l.]: CRC press, 2008.

CAMILO, L.; CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N. Impacto da Geração Distribuída nos Consumidores Submetidos a Variações de Tensão de Curta Duração. In: *VI SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*. Belém, Pará, Brasil: [s.n.], 2005. p. 791–794.

CARVALHO, W. D. A. et al. *Emprego de Geração Distribuída Fotovoltaica Para Melhoramento das Tensões de um Sistema de Distribuição*. 2021. 39-47 p.

CEPEL. *ANAREDE - Programa para Análise de Redes Elétricas*. 2024. <<https://www.cepel.br/solucoes/Detalhe/anarede>>. Acesso em: 3 set. 2024.

CSANYI, E. *4 Main Types Of Distribution Feeder Systems To Recognize*. [S.l.]: EEP, 2016. <<https://electrical-engineering-portal.com/4-main-types-distribution-feedersystems>>. Acessado em: 25 de agosto de 2024.

EPE. Empresa de pesquisa energética. *Rio de Janeiro*, v. 1, 2023.

ESCARATI, M. O. et al. Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição através de um modelo de otimização. *Revista de Engenharia Elétrica*, v. 2, n. 1, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1069>>.

- GERS, J. M. *HOLMES, Edward J. Protection of electricity distribution networks*. [S.l.]: IET, 2005.
- HABASH, D. et al. Impact of grid-connected photovoltaic systems on low voltage distribution network. In: *2023 IEEE Jordan International Joint Conference on Electrical Engineering and Information Technology (JEEIT)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 223–228.
- HOSENUZZAMAN, M. et al. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, n. C, p. 284–297, 2015. Disponível em: <<https://ideas.repec.org/a/eee/reensus/v41y2015icp284-297.html>>.
- INEE. *Notas sobre Geração Distribuída*. 2019. <<http://www.inee.org.br/download/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>>. Acesso em: 24 ago. 2024.
- KERSTING, W. H. *Distribution System Modeling and Analysis*. [S.l.]: CRC Press, 2006.
- KOTO, S. M. *Fluxo de Carga para Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando a Presença de Aerogeradores*. 86 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do ABC (UFABC), Santo André, 2013.
- LIMA, G. R. S.; SANTOS, P. S. dos. PSO aplicada à alocação de TCSC em linhas de transmissão congestionadas. In: UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA (UFJF) E UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO (UFOP). *Anais do Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. Juiz de Fora, Brasil, 2023.
- MAMEDE, J. P.; SATO, F. Aplicação de um método probabilístico na programação da manutenção de disjuntores, considerando o efeito das características físicas dos padrões de redes de distribuição. In: *III Seminário Nacional de Controle e Automação*. Salvador, BA: [s.n.], 2003.
- MARÇAL, R.; GONTIJO, P. *Alocação De Geradores Distribuídos Orientada Por Fluxo De Potência Probabilístico*. 2017.
- MATPOWER. *MATPOWER: Power System Simulation Tool*. 2025. Accessed: 2025-02-10. Disponível em: <<https://matpower.org/>>.
- MEDEIROS, R. B. de. *Impactos Da Geração Distribuída Fotovoltaica Na Qualidade De Energia Em Rede De Distribuição De Energia Elétrica*. 66 f. — Centro de Tecnologia, UFC, Fortaleza, 2014.
- MENEZES, S. F. *Análise da alocação e dimensionamento ótimo de geração distribuída no sistema de distribuição radial utilizando algoritmo colônia artificial de abelhas*. 79 p. — Centro Multidisciplinar de Bom Jesus da Lapa, UFOB, Bom Jesus da Lapa, 2019.
- MME. Ministério de minas e energia. *Brasília*, 2023.
- MOHAN, N. *Sistemas Elétricos De Potência - Curso Introdotóri*. LTC, 2016. ISBN 9788521627722. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=8o2TswEACAAJ>>.
- MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. [S.l.]: Editora Unicamp, 2011.

- MOREIRA, A. F. *Alocação E Dimensionamento De Painéis Fotovoltaicos Utilizando Otimização Por Enxame De Partículas Para Reduzir As Perdas Visando Os Aspectos Econômicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal da Paraíba (UFPB), João Pessoa/PB, jul. 2018.
- OLIVEIRA, M. T. B. de et al. Alocação e dimensionamento Ótimo de geração distribuída via meta heurística bio inspirada. *Anais do Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica*, v. 2, n. 1, p. 2947–1–2947–10, 2020. Disponível em: <<https://www.congressoclagnte.com>>.
- PAIVA, R. R. d. C. *Fluxo de Potência Ótimo em Redes de Distribuição de Energia com a Presença de Geração Distribuída: Um Novo Algoritmo para Auxiliar a Análise do Perfil de Tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.
- PAIXÃO, J. L. da; ABAIDE, A. da R.; SAUSEN, J. P. Análise do impacto da microgeração fotovoltaica na rede de distribuição de energia elétrica / analysis of the impact of photovoltaic microgeneration on the electricity distribution network. *Brazilian Journal of Development*, Brazilian Journal of Development, v. 7, p. 2887–2911, 2021. ISSN 25258761.
- PAULILO, G. Conceitos gerais sobre qualidade da energia. In: *Qualidade da Energia*. [S.l.]: O Setor Elétrico, 2017. cap. 1, p. 28–35. Disponível em: <www.osetoreletrico.com.br>.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. 3. ed. [S.l.: s.n.], 2014. 40–42 p.
- RIBEIRO, P.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F. Geração Distribuída e Impacto na Qualidade da Energia. In: *VI SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*. Belém, Pará, Brasil: [s.n.], 2005. p. 781–788.
- SALLAM, A. A.; MALIK, O. P. *Electric Distribution Systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2018.
- SHAHNIA, F.; AREFI, A.; LEDWICH, G. *Electric Distribution Network Planning*. Singapore: Springer, 2018.
- SHINDE, K. D.; MANE, P. B. Investigation of effects of solar photovoltaic penetration in an IEEE 13-bus radial low-voltage distribution feeder system. In: *2022 19th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–5.
- Teleco. *Tutorial: Otimização Aplicada à Engenharia Elétrica*. 2025. Acesso em: 27 jan. 2025. Disponível em: <https://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialoptimiz/pagina_2.asp>.
- VIEIRA, C. R. et al. Analysis of the impacts of the photovoltaic solar generation in the electrical system of distribution. In: *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.

WAENGA, A. F. C.; PINTO, D. A. F.

Impactos Da Geração Distribuída Fotovoltaica No Sistema De Distribuição De Energia Elétrica, 2016.

YU, X. et al. The influence of distributed photovoltaic on the voltage profile in distribution network. In: *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 3966–3971.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2010.



Anexo A

A.1 DADOS DO SISTEMA IEEE 69 BARRAS

Tabela 5 – Dados de linhas e de carga do sistema IEEE 69 barras

Número da Barra	De	Para	R (Ω)	X (Ω)	P (kW)	Q (kVAR)
1	1	2	0.0005	0.0012	0	0
2	2	3	0.0005	0.0012	0	0
3	3	4	0.0015	0.0036	0	0
4	4	5	0.0251	0.0294	0	0
5	5	6	0.366	0.1864	2.6	2.2
6	6	7	0.3811	0.1941	40.4	30
7	7	8	0.0922	0.047	75	54
8	8	9	0.0493	0.0251	30	22
9	9	10	0.819	0.2707	28	19
10	10	11	0.1872	0.0619	145	104
11	11	12	0.7114	0.2351	145	104
12	12	13	1.03	0.34	8	5.5
13	13	14	1.044	0.345	8	5.5
14	14	15	1.058	0.3496	0	0
15	15	16	0.1966	0.065	45.5	30
16	16	17	0.3744	0.1238	60	35
17	17	18	0.0047	0.0016	60	35

18	18	19	0.3276	0.1083	0	0
19	19	20	0.2106	0.0696	1	0.6
20	20	21	0.3416	0.1129	114	81
21	21	22	0.014	0.0046	5.3	3.5
22	22	23	0.1591	0.0526	0	0
23	23	24	0.3463	0.1145	28	20
24	24	25	0.7488	0.2475	0	0
25	25	26	0.3089	0.1021	14	10
26	26	27	0.1732	0.0572	14	10
27	3	28	0.0044	0.0108	26	18.6
28	28	29	0.064	0.1565	26	18.6
29	29	30	0.3978	0.1315	0	0
30	30	31	0.0702	0.0232	0	0
31	31	32	0.351	0.116	0	0
32	32	33	0.839	0.2816	14	10
33	33	34	1.708	0.5646	19.5	14
34	34	35	1.474	0.4873	6	4
35	4	36	0.0034	0.0084	0	0
36	36	37	0.0851	0.2083	79	56.4
37	37	38	0.2898	0.7091	384.7	274.5
38	38	39	0.0822	0.2011	384.7	274.5
39	8	40	0.0928	0.0473	40.5	28.3
40	40	41	0.3319	0.1114	3.6	2.7
41	9	42	0.174	0.0886	4.35	3.5
42	42	43	0.203	0.1034	26.4	19
43	43	44	0.2842	0.1447	24	17.2
44	44	45	0.2813	0.1433	0	0
45	45	46	1.59	0.5334	0	0
46	4	47	0.0034	0.0084	0	0
47	47	48	0.0851	0.2083	79	56.4
48	48	49	0.2898	0.7091	384.7	274.5
49	49	50	0.0822	0.2011	384.7	274.5
50	50	51	0.0928	0.0473	40.5	28.3
51	51	52	0.3319	0.1114	3.6	2.7
52	52	53	0.174	0.0886	4.35	3.5
53	53	54	0.203	0.1034	26.4	19
54	54	55	0.2842	0.1447	24	17.2

55	55	56	0.2813	0.1433	0	0
56	56	57	1.59	0.5334	0	0
57	57	58	0.0034	0.0084	0	0
58	58	59	0.0851	0.2083	79	56.4
59	59	60	0.2898	0.7091	384.7	274.5
60	60	61	0.0822	0.2011	384.7	274.5
61	61	62	0.0928	0.0473	40.5	28.3
62	62	63	0.3319	0.1114	3.6	2.7
63	63	64	0.174	0.0886	4.35	3.5
64	64	65	0.203	0.1034	26.4	19
65	65	66	0.2842	0.1447	24	17.2
66	66	67	0.2813	0.1433	0	0
67	67	68	1.59	0.5334	0	0
68	68	69	0.0034	0.0084	0	0
69	69	70	0.0851	0.2083	79	56.4