



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**  
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE  
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE  
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA

João Victor Oliveira Barbosa

**Avaliação do Impacto da geração distribuída no sistema elétrico de potência.**

Araranguá  
2025

João Victor Oliveira Barbosa

**Avaliação do Impacto da geração distribuída no sistema elétrico de potência.**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia de Energia do Centro de Ciências, tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador(a): Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Ph. D.

Coorientador: Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Ph. D.

Araranguá

2025



Barbosa, João Victor Oliveira

Avaliação do Impacto da geração distribuída no sistema elétrico de potência. / João Victor Oliveira Barbosa ; orientador, Giuliano Arns Rampinelli, coorientador, Leonardo Elizeire Bremermann, 2025.

55 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Geração Distriuída. 3. Energia Solar Fotovoltaica. 4. Fluxo de potência. I. Rampinelli, Giuliano Arns . II. Bremermann, Leonardo Elizeire . III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Energia. IV. Título.

João Victor Oliveira Barbosa

**Avaliação do Impacto da geração distribuída no sistema elétrico de potência**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Ph. D.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Ph. D.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Me. Abel Augusto Nanza  
Universidade Federal de Santa Catarina

Profª. Me. Aline Rodrigues  
Universidade Federal de Santa Catarina

Me. Beatriz Silveira Buss  
Universidade Federal de Santa Catarina

Local Araranguá, 7 de julho de 2025.

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro/a de Energia.

Prof. Dra. Kátia Madruga  
Coordenador do Curso

Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli  
Orientador

João Victor Oliveira Barbosa  
Autor

Araranguá, 8 de julho de 2025

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, primeiramente, a Deus, por me conceder forças, saúde e sabedoria ao longo de toda essa caminhada acadêmica. Sua presença foi essencial em cada desafio superado.

Aos meus familiares, em especial aos meus pais, por todo amor, incentivo e apoio incondicional, mesmo nos momentos mais difíceis. Sem vocês, essa conquista não seria possível.

Ao meu orientador, Giuliano, e ao meu coorientador, Leonardo, pela orientação dedicada, paciência e pelos ensinamentos valiosos durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos que estiveram ao meu lado nessa jornada, oferecendo apoio, incentivo, conselhos e, muitas vezes, simplesmente companhia. Sou grato por cada palavra de motivação e por todo suporte que recebi.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho, o meu mais sincero agradecimento.

## RESUMO

Este Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo analisar os impactos da inserção da Geração Distribuída (GD) no sistema de distribuição de energia elétrica, com foco em melhorias no perfil de tensão, redução de perdas e alívio do despacho dos geradores centrais. A geração distribuída consiste na produção de energia elétrica próxima ao ponto de consumo, em contraste com o modelo tradicional baseado em grandes usinas centralizadas. Essa abordagem proporciona vantagens como a diminuição das perdas elétricas, o aumento da resiliência das redes e a maior integração de fontes renováveis, como solar e eólica. Também pode reduzir custos para os consumidores e aumentar a segurança energética. No entanto, sua expansão traz desafios, como a necessidade de adaptação das proteções convencionais ao fluxo bidirecional de energia, a variabilidade da geração, a elevação dos níveis de tensão e a introdução de harmônicos, que afetam a qualidade da energia. A metodologia adotada neste estudo envolveu a definição de um sistema de teste baseado no modelo de 9 barramentos do *Western System Coordinating Council* (WSCC) e a realização de simulações utilizando o software *PowerWorld Simulator*, com o método de Newton-Raphson para análise do fluxo de potência. Foram comparados diferentes cenários: sem GD, com GD inserida em barramentos específicos e com GD em barramentos previamente sobrecarregados. Os resultados mostraram que a alocação da GD contribuiu para a melhora do perfil de tensão, a redistribuição do fluxo de potência e a diminuição das perdas no sistema. Por fim, a análise realizada demonstrou a importância do uso de ferramentas de simulação no planejamento de sistemas elétricos, de forma a mitigar eventuais falhas operacionais e aumentar a confiabilidade das redes de distribuição.

**Palavras-chave:** geração distribuída; fluxo de potência; simulação elétrica; análise de sistemas; energia fotovoltaica.

## ABSTRACT

This Final Undergraduate Project aims to analyze the impacts of integrating distributed generation (DG) into the electric power distribution system, focusing on improvements in voltage profile, loss reduction, and relief of dispatch from central generators. Distributed generation refers to the production of electricity near the point of consumption, contrasting with the traditional model based on large, centralized power plants. This approach offers advantages such as reduced electrical losses, increased grid resilience, and greater integration of renewable energy sources such as solar and wind. It can also lower operational costs for consumers and enhance energy security. However, its expansion presents challenges, including the need to adapt conventional protection systems to bidirectional power flow, generation variability, elevated voltage levels, and the introduction of harmonics, which can compromise power quality. The methodology adopted in this study involved defining a test system based on the 9-bus model of the Western System Coordinating Council (WSCC) and conducting simulations using the PowerWorld Simulator software, applying the Newton-Raphson method for power flow analysis. Different scenarios were compared: one without DG, one with DG inserted at specific buses, and another with DG at previously overloaded buses. The results showed that the allocation of DG contributed to improved voltage profiles, redistribution of power flow, and reduced system losses. Finally, the analysis demonstrated the importance of using simulation tools in power system planning to mitigate potential operational failures and enhance the reliability of distribution networks.

**Keywords:** distributed generation; power flow; electrical simulation; power systems analysis; photovoltaic energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquemático da geração distribuída. ....	17
Figura 2 - Diagrama do sistema de 9 barramentos .....	34

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 – Descrição das principais características dos estudos selecionados .....21

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Chaves e descritores de busca utilizados. ....	21
Tabela 2 – Bases bibliográficas, chaves e estratégias de busca utilizadas. ....	21
Tabela 3 – Dados de trecho do sistema.....	34
Tabela 4 – Dados dos barramentos.. ....	35
Tabela 5 – Comparativo módulo da tensão e ângulos.. ....	37
Tabela 6 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.....	38
Tabela 7 – Perdas nas linhas.....	39
Tabela 8 – Comparativo do módulo da tensão e ângulos.. ....	41
Tabela 9 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.....	42
Tabela 10 – Percentual do Limite de Potência aparente.....	43
Tabela 11 – Perdas nas linhas.....	44
Tabela 12 – Comparativo do módulo da tensão e ângulos. ....	45
Tabela 13 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.....	46
Tabela 14 – Perdas nas linhas.....	46
Tabela 15 – Comparativo do módulo da tensão e ângulos.. ....	47
Tabela 16 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.....	48
Tabela 17 – Perdas nas linhas.....	48
Tabela 18 – Comparativo do módulo da tensão e ângulos... ....	49
Tabela 19 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.....	49
Tabela 20 – Perdas nas linhas.....	50

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GD	Geração Distribuída
IRENA	Agência Internacional para Energias Renováveis (International Renewable Energy Agency)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
THD	Distorção Harmônica Total (Total Harmonic Distortion)
PV	Fotovoltaico (Photovoltaic)
MW	Megawatt
MVAR	Megavolt-Ampere Reativo
MVA	Megavolt-Ampere
UHE	Usina Hidrelétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CYME	Software de Simulação de Sistemas Elétricos (CYME Power Engineering Software)
VOLT-VAR	Controle de Tensão e Potência Reativa
CSA	Algoritmo de Seleção Clonal (Clonal Selection Algorithm)
LSI	Índice de Sensibilidade de Perdas (Loss Sensitivity Index)
ABC	Algoritmo da Colônia Artificial de Abelhas (Artificial Bee Colony)
DSTATCOM	Compensador Estático Distribuído
FVSI	Índice de Estabilidade de Tensão Rápida (Fast Voltage Stability Index)
VPII	Índice de Melhoria do Perfil de Tensão (Voltage Profile Improvement Index)
LLRI	Índice de Redução de Perdas em Linhas (Line Loss Reduction Index)
WSCC	Western Systems Coordinating Council (Sistema de Teste IEEE 9 Barras)
P	Potência Ativa
Q	Potência Reativa
V	Módulo da Tensão
$\theta$	Ângulo de Fase da Tensão
G	Condutância
B	Susceptância

PU	Unidade por Unidade (Per Unit)
Slack	Barra de Referência em Fluxo de Potência
PQ	Barra de Carga (Potência Ativa e Reativa conhecidas)
PV	Barra de Geração (Potência Ativa e Tensão conhecidas)
J(x)	Matriz Jacobiana
OpenDSS Simulator)	Simulador de Sistemas de Distribuição Aberto (Open Distribution System Simulator)
Matlab	Ambiente de Cálculo Numérico e Simulação
CYMDIST	Módulo de Simulação de Redes de Distribuição do CYME
kV	Quilovolt
EndNote	Software de Gerenciamento de Referências Bibliográficas

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>17</b>
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	17
2.2	DETALHAMENTO TÉCNICO SOBRE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	17
2.3	COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS .....	18
2.4	MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA .....	19
2.5	FLUXO DE CARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	19
2.6	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	20
2.7	MÉTODOS DE ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	25
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>29</b>
3.1	FLUXO DE POTÊNCIA.....	29
3.2	MÉTODO DE NEWTON RHPSON.....	30
3.3	POWERWORLD SIMULATOR .....	32
3.4	MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO NO POWERWORLD SIMULATOR 33	
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>37</b>
4.1	BLOCO 1: AUMENTO DE CARGA SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	37
4.2	BLOCO 2: INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	40
4.3	BLOCO 3: EFEITO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BARRAMENTOS SOBRECAREGADOS .....	44
4.3.1	COMPARAÇÃO CENÁRIO 7 vs CENÁRIO 1: GD NO BARRAMENTO 5 APÓS AUMENTO DE CARGA.....	45
4.3.2	COMPARAÇÃO CENÁRIO 8 VS CENÁRIO 2: GD NO BARRAMENTO 6 APÓS AUMENTO DE CARGA.....	46
4.3.3	COMPARAÇÃO CENÁRIO 9 VS CENÁRIO 3: GD NO BARRAMENTO 8 APÓS O AUMENTO DE CARGA.....	48
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>51</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>52</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) refere-se à produção de eletricidade próxima ao ponto de consumo, em oposição ao modelo tradicional de grandes usinas centralizadas. Essa abordagem favorece o aproveitamento de recursos locais e incentiva a autonomia energética das comunidades, tornando-se fundamental na transição para sistemas energéticos mais sustentáveis e resilientes. Ao facilitar a integração de fontes renováveis, a GD contribui para a diversificação da matriz energética e para a redução das emissões de gases de efeito estufa (IRENA, 2024). Além disso, a geração próxima ao consumo diminui significativamente as perdas elétricas associadas ao transporte de energia, promovendo a descentralização do sistema elétrico (MATOS; CATALÃO, 2013).

Entre os principais benefícios da GD está a minimização das perdas durante a transmissão, graças à proximidade entre geração e consumo. Adicionalmente, ela aumenta a resiliência das redes, tornando-as menos vulneráveis a falhas e interrupções (Gusnanda *et al.*, 2019). A capacidade de integrar fontes renováveis, como solar e eólica, também é destacada, já que essas fontes possuem distribuição geográfica naturalmente dispersa. Segundo o IRENA de 2024, que analisa os dados de 2023, a capacidade instalada global de energias renováveis atingiu 3.870 GW, representando um aumento de 14,7% em relação ao ano anterior, com a energia hídrica representando 32,7%, a eólica 26% e a solar 36,4% desse total, demonstrando o crescente protagonismo dessas fontes na matriz mundial (IRENA, 2024).

Do ponto de vista econômico, a GD pode reduzir custos para os consumidores ao diminuir as perdas nas redes de transmissão e distribuição. Além disso, proporciona maior segurança energética. Muitos governos têm adotado incentivos e políticas, como tarifas feed-in, créditos fiscais e subsídios, para acelerar a transição para um sistema mais sustentável e descentralizado (ANEEL, 2012). Tais medidas impulsionam o crescimento do setor e atraem consumidores e investidores, fortalecendo a segurança energética (IRENA, 2024).

Apesar das vantagens, a expansão da GD traz desafios relevantes, principalmente relacionados à integração dessas fontes à rede elétrica. Segundo Matos e Catalão (2013), o fluxo bidirecional de energia pode comprometer a atuação de proteções convencionais, projetadas para operar com fluxo unidirecional, exigindo adaptações e investimentos adicionais. Soma-se a isso a variabilidade das fontes

renováveis, como solar e eólica, que pode gerar oscilações no fornecimento, resultando em sobretensões ou subtensões e impactando a qualidade da energia entregue e o funcionamento de equipamentos sensíveis. Para mitigar esses efeitos, são necessários sistemas de controle mais sofisticados, o que eleva os custos operacionais (MATOS; CATALÃO, 2013).

Adicionalmente, a GD fotovoltaica pode impactar a qualidade da energia elétrica, principalmente quanto aos níveis de tensão e à presença de harmônicos. Segundo Silva *et al.* (2020), a inserção de sistemas fotovoltaicos tende a elevar os valores de tensão próximos ao ponto de conexão, especialmente em horários de baixa demanda e alta geração solar, podendo, em alguns casos, ultrapassar os limites normativos. Os autores também ressaltam que os inversores, utilizados nesses sistemas, podem introduzir harmônicos, aumentando a distorção harmônica total (THD), o que pode afetar o desempenho de equipamentos sensíveis e elevar as perdas no sistema elétrico. Dessa forma, o monitoramento contínuo dos índices de tensão e harmônicos é indispensável para garantir que a expansão da geração distribuída não comprometa a qualidade da energia fornecida aos consumidores (SILVA *et al.*, 2020).

Por fim, destaca-se a necessidade de modernização da infraestrutura de rede e de constante atualização das políticas e normas técnicas. No contexto brasileiro, é essencial que a legislação evolua para permitir a integração eficiente e segura da energia distribuída à rede elétrica nacional, como aponta a EPE (2024). O desenvolvimento de padrões técnicos também é fundamental para assegurar a compatibilidade entre os sistemas de GD e a infraestrutura já existente.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

O presente Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo principal analisar, em regime permanente, os impactos gerados no sistema elétrico de potência devido à inserção de geração distribuída (GD) no sistema.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para analisar os impactos da inserção de geração distribuída (GD) no sistema de distribuição de energia elétrica, este trabalho segue as seguintes etapas:

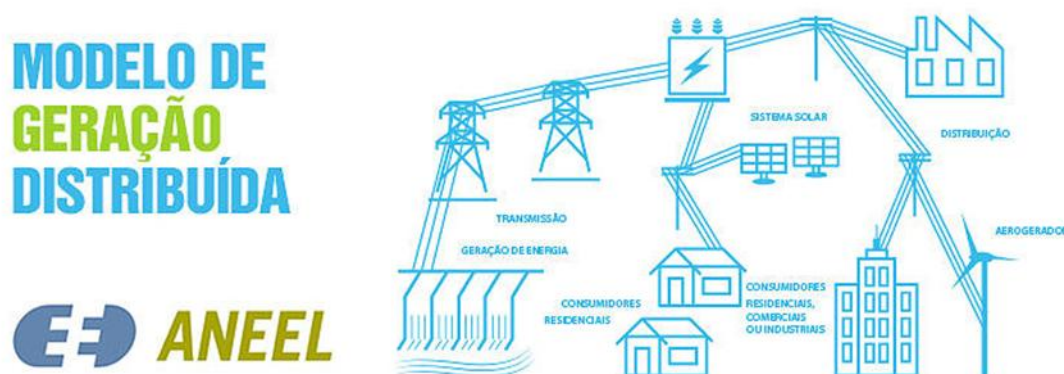
1. Definir o Sistema de Teste: a partir da literatura será definido um sistema teste para realizar as análises da influência da GD nas variáveis elétricas do sistema.
2. Identificar os parâmetros técnicos essenciais para a modelagem elétrica, incluindo dados de linhas, transformadores e cargas.
3. Coletar e organizar os dados de geração distribuída, com foco na caracterização de suas variáveis técnicas e de operação.
4. Implementar a modelagem do sistema elétrico, incorporando as unidades de GD e suas respectivas conexões ao sistema de distribuição.
5. Analisar ferramentas e bibliotecas de simulação a fim de selecionar aquelas mais adequadas aos requisitos técnicos do estudo.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) é definida como o processo de produção de energia elétrica realizado por meio de microgeração ou minigeração distribuída, sendo conectada diretamente à rede de distribuição de energia elétrica por instalações de unidades consumidoras como ilustrado na Figura 1. Essa modalidade de geração, inicialmente regulamentada Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e atualizada pela Lei nº 14.300/2022, utiliza, predominantemente, fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada. A legislação reforça que a GD permite a produção de energia próxima ao local de consumo, garantindo maior eficiência no uso da infraestrutura elétrica. De acordo com o Art. 2º da referida lei, "a geração distribuída é caracterizada pela utilização de fontes renováveis, como solar fotovoltaica, eólica, biomassa, biogás, além de cogeração qualificada, em centrais geradoras conectadas à rede de distribuição de energia elétrica" (ANEEL, 2022).

Figura 1 – Esquemático da geração distribuída.



Fonte: ANEEL(2024)

### 2.2 DETALHAMENTO TÉCNICO SOBRE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A microgeração e a minigeração distribuída são subcategorias da GD que se diferenciam pela potência instalada e pelos tipos de conexão à rede elétrica. A Lei nº 14.300/2022 estabelece que a "microgeração distribuída é aquela realizada por

unidade consumidora com potência instalada menor ou igual a 75 kW, utilizando fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, conectada diretamente à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” (ANEEL, 2022). Essa categoria é destinada principalmente a consumidores de pequeno porte, como residências e pequenos negócios, que operam em baixa tensão.

Por outro lado, a minigeração distribuída refere-se a sistemas com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. O Art. 2º da Lei nº 14.300/2022 define a minigeração como “geração de energia elétrica por unidade consumidora conectada diretamente à rede de distribuição, com potência que varia entre 75 kW e 5 MW, dependendo da fonte utilizada” (ANEEL, 2022). Essa modalidade é amplamente utilizada por consumidores de médio e grande porte, como indústrias, fazendas e grandes comércios, que frequentemente operam em média ou alta tensão.

### 2.3 COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS

O sistema de compensação de créditos é um dos pilares do modelo de geração distribuída estabelecido pela Lei nº 14.300/2022. Esse mecanismo permite que a energia elétrica excedente gerada por sistemas de microgeração e minigeração distribuída, e injetada na rede de distribuição, seja convertida em créditos que podem ser utilizados para abater o consumo em períodos subsequentes. De acordo com o Art. 2º, inciso VI, da Lei nº 14.300/2022, a compensação de energia elétrica é definida como "o processo de utilização de energia elétrica ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, por meio da rede de distribuição, para abater o consumo de energia elétrica ativa" (ANEEL, 2024).

Esses créditos são registrados mensalmente pela distribuidora e têm prazo de validade estabelecido em sessenta meses, conforme estipulado pelo Art. 16 da referida lei. Durante esse período, o titular do sistema gerador pode utilizá-los para reduzir o custo de sua fatura de energia elétrica, beneficiando-se diretamente da energia excedente gerada em momentos de baixa demanda (ANEEL, 2024).

Além disso, o sistema de compensação permite que os créditos sejam aplicados a outras unidades consumidoras do mesmo titular, desde que previamente cadastradas junto à concessionária ou permissionária. Conforme detalhado no Art. 17, §2º, "o titular poderá designar unidades consumidoras do mesmo titular para utilizar os créditos de energia gerados, observando os critérios estabelecidos pela

distribuidora" (ANEEL, 2024). Esse mecanismo incentiva a adesão à geração distribuída e promove o uso eficiente da energia elétrica, contribuindo para a sustentabilidade e a descentralização do sistema energético nacional.

## 2.4 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A matriz energética brasileira continua a se expandir significativamente, com destaque para o papel das fontes renováveis, que representam a maior parte da nova capacidade instalada no país. Em agosto de 2024, o Brasil adicionou 570,80 MW à sua capacidade instalada, totalizando uma expansão acumulada de 7.096,55 MW no ano (ANEEL, 2024). Esses dados reforçam a liderança do país na transição para uma matriz elétrica mais sustentável, diversificada e menos dependente de fontes fósseis.

Em agosto de 2024, foram adicionados 19 parques eólicos, responsáveis por 349,50 MW, e seis centrais solares fotovoltaicas, que contribuíram com 205,50 MW. Essas duas fontes renováveis juntas responderam por mais de 97% da expansão do mês, confirmando sua relevância no cenário energético nacional (ANEEL, 2024).

No acumulado do ano, a energia eólica e a solar fotovoltaica se consolidam como protagonistas da expansão. Os números do Infográfico Expansão da Geração da ANEEL, de agosto de 2024, mostram que, enquanto as usinas hidrelétricas (UHE e CGH) e as termelétricas (UTE e UTN) apresentaram uma participação menor, as fontes eólica e solar continuam liderando o processo de descentralização e diversificação da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2024).

O Brasil alcançou um total de 204.844,1 MW instalados em agosto de 2024. Entre as usinas em operação, as hidrelétricas (UHE) representam 50% do total, confirmando sua relevância histórica na matriz energética do país. No entanto, as fontes eólicas (15,45%) e solar fotovoltaica (7,33%) têm apresentado crescimento acelerado, enquanto as Usinas Termelétricas e Usinas Termonucleares têm uma participação mais modesta (ANEEL, 2024).

## 2.5 FLUXO DE CARGA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O fluxo de potência é uma das ferramentas mais fundamentais para a análise, operação e planejamento de sistemas elétricos de potência. Ele permite determinar as tensões nodais, as correntes nas linhas, os fluxos de potência ativa e reativa, bem

como as perdas técnicas em regime permanente. Em sistemas de distribuição, essa análise torna-se particularmente desafiadora devido à estrutura radial predominante, elevada relação R/X e presença de cargas desbalanceadas.

A solução do problema de fluxo de potência requer o emprego de métodos numéricos iterativos, dado o caráter não linear das equações envolvidas. Os métodos clássicos mais utilizados incluem o método de Gauss-Seidel, o método de Newton-Raphson e o método de Gauss, todos amplamente descritos na literatura especializada (GRAINGER; STEVENSON, 1996; MONTICELLI; GARCIA, 2004).

O método de Gauss-Seidel é reconhecido por sua simplicidade de implementação e baixo custo computacional, embora sua convergência seja lenta em sistemas com topologias mais complexas. Por sua vez, o método de Newton-Raphson destaca-se pela rapidez e robustez, especialmente em redes de transmissão, porém demanda maior capacidade computacional e manipulação da matriz Jacobiana a cada iteração (GRAINGER; STEVENSON, 1996).

Para sistemas de distribuição, que frequentemente operam em regime desbalanceado e possuem muitos ramos radiais, foram desenvolvidas metodologias específicas que melhor se adequam a essas características. Um exemplo é o método de varredura direta e retroalimentada (*Backward/Forward Sweep*), amplamente aplicado por sua eficiência em estruturas radiais. Outro é o método da injeção de corrente (*current injection method*), proposto por Garcia *et al.* (2000), que reformula as equações de potência em termos de corrente, permitindo uma melhor adaptação a redes trifásicas desbalanceadas.

## 2.6 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para contextualizar e embasar esta fundamentação teórica, foi realizada uma revisão de literatura por meio de um levantamento bibliográfico sistematizado. Foram selecionados estudos publicados nos últimos 5 anos (de 2019 a 2024) sobre os impactos da instalação de geração distribuída no sistema elétrico de potência. Artigos de pesquisa, bem como estudos que incluíam simulações em software e comparações em diversos cenários técnicos e meteorológicos com análises teóricas, foram coletados.

A pesquisa foi conduzida entre maio e junho de 2024, utilizando a base de dados IEEE Xplore. Foram empregados os termos de busca descritos nas Tabelas 1,

juntamente com os operadores e chaves de busca correspondentes. A estratégia de busca foi desenvolvida com o auxílio do protocolo de pesquisa fornecido pelo orientador. Inicialmente foram encontrados 984 artigos, dos quais 84 analisados os títulos e a partir de 6 títulos selecionados foi realizada a leitura completa, em seguida, os textos completos foram revisados. Os dados dos estudos selecionados foram extraídos e organizados em um banco de dados no EndNote. As informações coletadas de cada estudo incluíram: autores, ano, objetivo, metodologia, resultados e conclusões.

Tabela 1 – Chaves e descritores de busca utilizados.

Chaves de Busca	Descritores
1	<i>Impacts OR Effects OR Consequences</i>
2	<i>Installation</i>
3	<i>Solar energy OR Photovoltaics OR Renewable Sources OR Distributed Generation</i>
4	<i>Electrical system OR Electrical network OR Power system</i>

Tabela 2 – Bases bibliográficas, chaves e estratégias de busca utilizadas.

Base de Dados	Chaves de Busca	Estratégia de Busca
IEEE Xplore	#1 AND #2 AND #3 AND #4	<i>( Impacts OR Effects OR Consequences) AND (Installation) AND (Solar energy OR Photovoltaics OR Renewable Sources OR Distributed Generation) AND (Electrical system OR Electrical network OR Power system)</i>

Quadro 1 - Descrição das principais características dos estudos selecionados.

Autor	Objetivo	Metodologia	Resultados	Conclusão
-------	----------	-------------	------------	-----------

<p><i>A. Gulraiz et al (2023)</i></p>	<p>Analisar os impactos de sistemas fotovoltaicos na rede de baixa tensão. Foco na estabilidade de tensão, perdas em linhas e cabos e perdas em transformadores</p>	<p>Utilizou o software CYME para simulação da rede, propondo diferentes níveis de penetração nos sistemas fotovoltaicos e dois métodos de controle (VOLT-VAR e Fator de Potência)</p>	<p>A penetração de FV melhorou a regulação de tensão e reduziu as perdas de energia. Oscilações de tensão maiores no verão. Sistemas próximos ao transformador tiveram menores variações de tensão e perdas</p>	<p>A penetração de FV melhora a regulação de tensão e reduz perdas de energia, com o controle VOLT-VAR sendo eficaz, mas aumentando as perdas. As oscilações de tensão são maiores no verão. Sistemas próximos ao alimentador minimizam variações de tensão e perdas.</p>
<p><i>A. F. Gusnanda et al. (2019)</i></p>	<p>Determinar o impacto da instalação de sistemas fotovoltaicos em diferentes locais do alimentador, analisando o perfil de tensão de um sistema de distribuição localizado na Indonésia</p>	<p>Utilizou o software OpenDSS para a simulação de penetração de geração fotovoltaica (FV) em um alimentador rural de 20 kV. Foram realizadas simulações com cargas constantes e variáveis, testando a instalação de FV no centro e no final do alimentador com diferentes níveis de penetração (25%, 50%, 75%, 100%).</p>	<p>Os resultados mostraram que a FV melhora o perfil de tensão do alimentador, quando posicionada no centro. A penetração reduziu as quedas de tensão, com maiores penetrações.</p>	<p>Instalação de geração fotovoltaica distribuída (FV) melhora o perfil de tensão do alimentador, quando colocada no centro. A penetração de FV não causa quedas de tensão nem sobrecarga significativas</p>
<p><i>D. N. Dang et al (2023)</i></p>	<p>Calcular a capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos em uma rede de distribuição no Vietnã, utilizando uma abordagem estatística. O estudo visa determinar o impacto da integração de FV no perfil de tensão da rede, destacando as diferenças entre cenários de verão e inverno.</p>	<p>A metodologia envolve a coleta de dados meteorológicos e perfis de carga, seguida por simulações de fluxo de potência utilizando o método de Monte Carlo para avaliar a capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos em diferentes cenários sazonais.</p>	<p>A capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos é maior no inverno do que no verão devido à menor irradiância solar, com capacidades variando conforme o nível de risco de violação das restrições da rede. A integração de PV impacta significativamente o perfil de tensão, especialmente em horários de alta irradiância.</p>	<p>Destaca que a abordagem estatística é eficaz para estimar a capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição, considerando incertezas na produção e no consumo de energia.</p>
<p><i>D. Ortiz-Villalba et al (2023)</i></p>	<p>Propor e validar uma metodologia para avaliar os impactos da</p>	<p>Avaliação da capacidade de hospedagem de sistemas</p>	<p>Os resultados mostraram que baixas taxas de penetração de</p>	<p>Conclui-se que mesmo baixas penetrações de geração distribuída</p>

	<p>geração distribuída (GD), especificamente sistemas fotovoltaicos (FV), nos sistemas de distribuição de energia, abordando desafios técnicos como fluxos reversos e aumento das perdas de energia.</p>	<p>fotovoltaicos usando dados georreferenciados e software ArcGIS, seguida de simulações de Monte Carlo e estudos de fluxo de potência em estado estacionário com o software CYMDIST.</p>	<p>GD (20%) causam fluxos reversos em redes desequilibrados, aumentando as perdas de energia. Penetrações mais altas (<math>\geq 40\%</math>) aumentaram significativamente o carregamento do sistema e as perdas de energia.</p>	<p>(GD) podem causar fluxos reversos e aumentar perdas em redes desequilibrados, exigindo estratégias detalhadas para integrar a GD de forma segura e eficiente.</p>
<p><i>S. D. Al-Majidi et al. (2021)</i></p>	<p>Avaliar o impacto das instalações fotovoltaicas em telhados na distorção harmônica total (THD) das redes de distribuição de baixa tensão sob diferentes condições climáticas, utilizando dados experimentais e simulações.</p>	<p>Envolve a coleta de dados experimentais de um sistema PV conectado à rede instalado na Brunel University London e a simulação desses dados utilizando MATLAB/Simulink para analisar a THD em diferentes condições climáticas (ensolaradas e nubladas).</p>	<p>Os resultados mostram que a THD da corrente é significativamente afetada pela variabilidade da irradiância solar, sendo 3,17% em dias ensolarados e 14,10% em dias nublados, enquanto a THD da tensão permanece relativamente constante em ambas as condições climáticas.</p>	<p>A variabilidade da irradiância solar impacta significativamente a THD da corrente em redes de baixa tensão, sugerindo a necessidade de sistemas otimizados, como filtros, para mitigar esses efeitos nas instalações fotovoltaicas em telhados.</p>
<p><i>J. Haapaniemi et al. (2023)</i></p>	<p>Avaliar o impacto da crescente capacidade de sistemas fotovoltaicos distribuídos nas perdas de rede de distribuição em áreas rurais da Finlândia e analisar o efeito do controle de potência reativa dos inversores solares nessas perdas.</p>	<p>Envolveu a modelagem da produção solar, variação da penetração e controle de potência reativa, execução de análises de fluxo de potência para redes de distribuição usando Matlab, e análise das perdas de rede em base horária ao longo de um ano.</p>	<p>Sistemas solares FV podem aumentar ou diminuir as perdas de rede, dependendo da capacidade e penetração. Sistemas de 2-3 kWp são ótimos, e de 5 kWp são ideais para 25% de penetração sem controle de potência reativa. O controle de potência reativa aumenta as perdas, mas o impacto geral é pequeno.</p>	<p>A produção de energia solar FV pode variar as perdas na rede dependendo da capacidade instalada e da penetração, e que o controle de potência reativa, embora aumente ligeiramente as perdas, pode ser otimizado para minimizar esses efeitos.</p>

A crescente penetração de sistemas fotovoltaicos nos sistemas de distribuição tem sido amplamente analisada por diversos estudos recentes, considerando seus efeitos sobre perfil de tensão, perdas elétricas, distorções harmônicas e fluxo reverso de potência.

Segundo Gusnanda, Sarjiya e Putranto (2019), a alocação estratégica de unidades fotovoltaicas em redes rurais pode melhorar o perfil de tensão sem causar sobretensões, mesmo com níveis elevados de penetração. Os autores realizaram simulações no OpenDSS e observaram que a posição da geração (próxima ou distante da carga) impacta diretamente na estabilidade da tensão.

No contexto europeu, Haapaniemi *et al.* (2023) investigaram as perdas técnicas em redes rurais da Finlândia, revelando que o controle de potência reativa dos inversores pode mitigar sobretensões, mas ao custo de aumento nas perdas da rede, principalmente em ambientes com baixa densidade de carga. Os autores destacam que o dimensionamento da rede e a sazonalidade da carga exercem grande influência nos resultados.

Ortiz-Villalba *et al.* (2023) propuseram uma metodologia que combina simulação de Monte Carlo com fluxo de carga determinístico para avaliar os impactos da geração distribuída fotovoltaica em redes trifásicas desbalanceadas. Os resultados mostraram que, mesmo com baixa penetração, é possível ocorrer fluxo reverso em fases específicas, elevando perdas e exigindo adaptações nos esquemas de proteção.

Do ponto de vista da qualidade de energia, Al-Majidi *et al.* (2021) analisaram a distorção harmônica total (THD) de um sistema fotovoltaico conectado à rede em Londres, observando que a variação da irradiação solar afeta mais intensamente a corrente do que a tensão. Os autores enfatizam a necessidade de considerar o THD na integração de sistemas PV, especialmente em redes de baixa tensão.

Dang *et al.* (2023) aplicaram uma abordagem estatística para estimar a capacidade de hospedagem fotovoltaica de uma rede de 35 kV no Vietnã, levando em conta sazonalidades e restrições geográficas. O estudo demonstrou que métodos estocásticos fornecem estimativas mais precisas do limite seguro de penetração de PV do que abordagens determinísticas.

Gulraiz *et al.* (2023) analisaram diferentes estratégias de controle de inversores (fator de potência fixo e controle Volt-VAR) utilizando o software CYME em uma rede de baixa tensão de Karachi, Paquistão. Segundo os autores, o controle Volt-

VAR demonstrou melhor desempenho na regulação de tensão em cenários com penetração de até 50% de PV, embora tenha apresentado ligeiro aumento nas perdas em relação ao controle por fator de potência. Além disso, foi observado que a localização dos sistemas PV influencia diretamente as perdas e a estabilidade do sistema, sendo preferível a instalação próxima ao ponto de acoplamento com o alimentador.

Esses estudos evidenciam que os impactos da geração distribuída fotovoltaica variam conforme o contexto climático, topológico e técnico de cada rede, reforçando a importância de metodologias adaptadas à realidade local para garantir a integração segura e eficiente dos sistemas PV.

## 2.7 MÉTODOS DE ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção da revisão bibliográfica, são analisadas possíveis metodologias de pesquisa para otimização da alocação e dimensionamento da Geração Distribuída (GD) em sistemas de distribuição de energia elétrica. O objetivo é identificar abordagens que podem ser aplicadas ao estudo dos impactos da GD na rede de distribuição, considerando técnicas de otimização, algoritmos e análise de sensibilidade.

A metodologia apresentada no artigo de Rao e Sivanagaraju (2012) tem como foco a alocação e dimensionamento ótimos de unidades de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição radial. O objetivo principal é reduzir as perdas de potência ativa, otimizando simultaneamente a economia de energia e os benefícios técnicos.

Para alcançar esse objetivo, os autores utilizam o Algoritmo de Seleção Clonal (CSA), uma técnica de otimização baseada no sistema imunológico humano. Inicialmente, os autores identificam os barramentos mais adequados para a instalação das unidades de GD utilizando o Índice de Sensibilidade de Perdas (*Loss Sensitivity Index*, LSI).

Esse índice é utilizado para medir a sensibilidade de cada barramento em relação à mudança nas perdas de potência ativa, com base na injeção de potência ativa em diferentes barramentos (RAO; SIVANAGARAJU, 2012).

Esse processo permite selecionar os barramentos com maior potencial para a redução de perdas, orientando a alocação das GDs. Em seguida, a metodologia

segue com a aplicação do CSA para determinar tanto a localização quanto o tamanho ótimo das unidades de GD. O algoritmo CSA se inicia com a criação de uma população de soluções aleatórias, onde cada solução representa um conjunto de possíveis localizações e tamanhos de GD. As soluções são avaliadas com base em uma função objetivo que leva em consideração a minimização das perdas de potência ativa e o custo associado à instalação e operação das GDs (RAO; SIVANAGARAJU, 2012). Após essa avaliação, as melhores soluções são clonadas, e os clones passam por um processo de mutação controlada. A mutação é inversamente proporcional à qualidade das soluções, ou seja, soluções de menor qualidade sofrem mutações mais intensas, enquanto soluções de alta qualidade sofrem mutações leves. Isso garante um equilíbrio entre a exploração de novas regiões do espaço de busca e a intensificação das soluções mais promissoras (RAO; SIVANAGARAJU, 2012). Esse processo é repetido até que uma condição de parada seja atingida, como o número máximo de iterações ou uma melhoria mínima entre as soluções de uma iteração para outra. Os resultados obtidos são então comparados com o método *Artificial Bee Colony* (ABC), um outro algoritmo de otimização, demonstrando que o CSA é mais eficiente tanto em termos de redução de perdas quanto de tempo computacional (RAO; SIVANAGARAJU, 2012).

Por outro lado, a metodologia utilizada por Tiwari e Ghatak (2017) apresenta uma abordagem voltada à otimização da alocação de dispositivos de Geração Distribuída (GD) e DSTATCOM em uma rede de distribuição radial de 33 barras IEEE.

O primeiro passo na metodologia foi a identificação das barras fracas do sistema, realizada por meio do Índice de Estabilidade de Tensão Rápida (*Fast Voltage Stability Index*, FVSI). Este índice foi utilizado para avaliar a vulnerabilidade das barras à instabilidade de tensão, sendo que barras com valores de FVSI próximos de 1 foram consideradas as mais fracas e prioritárias para a alocação de dispositivos de compensação (TIWARI; GHATAK, 2017). Após a identificação das barras fracas (barras 6, 29, 30 e 31), foi realizada a alocação de GD e DSTATCOM. A GD foi configurada para operar em três diferentes fatores de potência (0,9 p.u., 0,95 p.u. e 1,0 p.u.), sendo alocada nas barras identificadas. Por outro lado, o DSTATCOM foi posicionado para fornecer suporte de potência reativa e melhorar o perfil de tensão do sistema. A metodologia investigou tanto a operação isolada quanto a operação conjunta dos dispositivos, com o objetivo de avaliar o impacto na redução de perdas e melhoria da estabilidade de tensão (TIWARI; GHATAK, 2017). A avaliação da

eficácia da alocação foi realizada utilizando duas funções objetivo: o Índice de Melhoria do Perfil de Tensão (VPIL), que mede a melhoria no perfil de tensão após a inserção dos dispositivos, e o Índice de Redução de Perdas em Linhas (LLRI), que avalia a diminuição das perdas de potência ativa e reativa. Valores maiores de VPIL indicam melhoria no perfil de tensão, enquanto valores menores de LLRI indicam redução nas perdas de linha (TIWARI; GHATAK, 2017). As simulações foram realizadas no software Mipower utilizando o método de análise de fluxo de carga Newton-Raphson, com uma tolerância de erro de 0,0001. Foram comparados seis cenários diferentes: sem dispositivos de compensação, com apenas DSTATCOM, com GD em diferentes fatores de potência, e com a alocação simultânea de GD e DSTATCOM na barra mais fraca. Os resultados mostraram que a alocação simultânea de ambos os dispositivos na barra 31 gerou a melhor melhoria no perfil de tensão e maior redução de perdas (TIWARI; GHATAK, 2017).

Além dessas abordagens, Anwar e Pota (2024) propõem uma metodologia composta por duas etapas principais: análise de sensibilidade e fluxo de carga repetido, para otimizar o tamanho e a localização da GD. Na primeira etapa, a análise de sensibilidade é utilizada para identificar os barramentos mais influentes em relação à variação do tamanho da GD. Essa análise consiste em calcular os fatores de sensibilidade, que medem a alteração nas perdas de potência em função da mudança no tamanho da GD em cada barramento. Os barramentos que apresentam os maiores fatores de sensibilidade são priorizados para a análise subsequente, reduzindo o número de barramentos que precisam ser avaliados detalhadamente (ANWAR; POTA, 2024). Em seguida, na segunda etapa, o método de fluxo de carga repetido é aplicado nos barramentos mais sensíveis. Nesse processo, o tamanho da GD é variado para cada barramento e as perdas de potência são recalculadas até que o valor mínimo de perda seja encontrado. Essa abordagem permite ajustar o tamanho da GD de forma precisa, garantindo a minimização das perdas no sistema de distribuição (ANWAR; POTA, 2024). Além disso, a integração entre o software OpenDSS e o Matlab é utilizada para facilitar o processo de simulação e análise. O OpenDSS realiza as simulações de fluxo de carga, enquanto o Matlab processa os dados e otimiza os resultados. Essa integração torna o processo mais rápido e eficiente em termos computacionais (ANWAR; POTA, 2024). A metodologia foi testada em três sistemas de distribuição IEEE (13 nós, 34 nós e 123 nós) e os resultados demonstraram que o método proposto oferece precisão comparável ao

método exaustivo de fluxo de carga, mas com uma economia significativa de tempo de processamento. Dessa forma, essa abordagem se mostra eficaz para reduzir as perdas de potência e melhorar a eficiência do sistema de distribuição (ANWAR; POTA, 2024).

### 3 METODOLOGIA

A metodologia deste estudo envolve a definição do fluxo de potência de acordo com as Leis Kirchhoff em conjunto com a análise da alocação de geração distribuída em sistemas de potência, utilizando o sistema de teste de 9 barramentos (*9-Bus System WSCC*) e o software PowerWorld Simulator. O processo metodológico é estruturado em duas etapas principais: a pesquisa bibliográfica e a aplicação prática das simulações.

#### 3.1 FLUXO DE POTÊNCIA

O fluxo de potência, ou fluxo de carga, é uma ferramenta essencial para a análise de sistemas elétricos de potência. Ele visa determinar as condições operacionais do sistema em regime permanente, calculando grandezas elétricas fundamentais como tensões, ângulos de fase, potências ativa (P) e reativa (Q) em cada barra do sistema interligado. Essa análise fornece as bases para o planejamento, a operação e o controle do sistema elétrico, além de permitir a identificação de sobrecargas, quedas de tensão e perdas excessivas no sistema (Monticelli, 1983).

O sistema elétrico é representado por um conjunto de barras interconectadas por linhas de transmissão. Cada barra é descrita por quatro variáveis principais:

$P_k$ : potência ativa líquida injetada na barra  $k$ ;

$Q_k$ : potência reativa líquida injetada na barra  $k$ ;

$|V_k|$ : módulo da tensão na barra  $k$ ;

$\theta_k$ : ângulo da tensão na barra  $k$ .

As equações de fluxo de potência baseiam-se nas Leis de Kirchhoff para representar a conservação de potência ativa e reativa em cada nó do sistema (Monticelli, 1983). Essas equações são expressas como:

Conservação de potência ativa:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} |V_k| |V_m| (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (1);$$

Conservação de potência reativa:

$$Q_k = \sum_{m \in \Omega_k} |V_k| |V_m| (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2);$$

em que:

$P_k$  e  $Q_k$  : Potências ativa e reativa líquidas injetadas na barra  $k$ ;

$|V_k|$  e  $|V_m|$ : Módulos das tensões nos nós  $k$  e  $m$ ;

$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$  : Diferença angular entre as barras  $k$  e  $m$ ;

$G_{km}$  : Condutância entre as barras  $k$  e  $m$ ;

$B_{km}$ : Susceptância entre as barras  $k$  e  $m$ ;

$\Omega_k$  : Conjunto de barras conectadas à barra  $k$ .

Essas equações formam um sistema não linear, que deve ser resolvido iterativamente devido à dependência das variáveis  $|V_k|$  e  $\theta_k$  (Monticelli, 1983).

Cada barra do sistema pode ser classificada de acordo com as variáveis conhecidas e incógnitas:

Barra de carga (PQ):

Variáveis conhecidas: Potências ativa ( $P_k$ ) e reativa ( $Q_k$ ).

Variáveis incógnitas: Módulo da tensão ( $|V_k|$ ) e ângulo ( $\theta_k$ ).

Barra de geração (PV):

Variáveis conhecidas: Potência ativa ( $P_k$ ) e módulo da tensão ( $|V_k|$ ).

Variáveis incógnitas: Potência reativa ( $Q_k$ ) e ângulo ( $\theta_k$ ).

Barra de referência (Slack):

Variáveis conhecidas: Módulo da tensão ( $|V_k|$ ) e ângulo ( $\theta_k$ ).

Variáveis incógnitas: Potência ativa ( $P_k$ ) e reativa ( $Q_k$ ).

A solução do problema de fluxo de potência consiste em determinar as incógnitas para todas as barras do sistema, garantindo que as equações de conservação de potência sejam satisfeitas (Monticelli, 1983).

### 3.2 MÉTODO DE NEWTON RHPSON

O método de Newton, amplamente utilizado na resolução de fluxos de potência, é um método iterativo projetado para resolver sistemas de equações não lineares, como os encontrados na análise de sistemas elétricos de potência. Baseia-se na linearização das equações não lineares em torno de um ponto inicial e na aplicação de sucessivas aproximações para determinar os valores das variáveis incógnitas, que no caso do fluxo de potência são os ângulos de fase ( $\theta$ ) e os módulos das tensões ( $V$ ) nas barras do sistema. Essa abordagem é altamente eficiente,

especialmente em sistemas de grande porte e alta complexidade, devido à sua rápida convergência (Monticelli, 1983).

Como definido no livro Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, escrito por Alcir José Monticelli, o processo se inicia com a definição dos valores iniciais para as variáveis incógnitas. Normalmente, os ângulos das barras de carga ( $PQ$ ) e de geração ( $PV$ ) são inicializados como zero, enquanto os módulos de tensão nas barras são assumidos como os valores especificados ou estimados. A barra de referência ( $V\theta$ ) mantém seus valores de tensão e ângulo fixos durante o processo iterativo. A partir desses valores iniciais, são calculadas as potências ativa ( $P_k$ ) e reativa ( $Q_k$ ) injetadas em cada barra com base nas equações (1) e (2), em que  $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$  é a diferença angular entre as barras  $k$  e  $m$ , e  $G_{km}$  e  $B_{km}$  são a condutância e a susceptância entre as barras.

Com os valores calculados de  $P_k$  e  $Q_k$ , determinam-se os resíduos  $\Delta P_k$  e  $\Delta Q_k$ , que representam o erro entre as potências especificadas e as calculadas:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k \quad (3);$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k \quad (4);$$

O teste de convergência é realizado comparando os valores absolutos máximos dos resíduos com uma tolerância pré-definida ( $\epsilon$ ). Se  $|\Delta P_k|$  e  $|\Delta Q_k|$  forem menores que os limites tolerados, considera-se que o processo convergiu. Caso contrário, procede-se à montagem da matriz jacobiana  $J(x)$  que é essencial no método de Newton. A matriz jacobiana é definida como:

$$J(x) = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (5);$$

em que  $H$ ,  $N$ ,  $M$  e  $L$  são submatrizes que representam as derivadas parciais das equações de potência em relação às incógnitas ( $\theta$  e  $V$ ). Por exemplo, os elementos de  $H$  e  $L$  são dados por:

$$H_{kk} = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \quad (6), \quad L_{kk} = V_k(-Q_k - V_k^2 B_{kk}) \quad (7);$$

enquanto os elementos de N e M são calculados com base em termos similares envolvendo as potências ativa e reativa, bem como as condutâncias e susceptâncias (Monticelli, 1983).

O próximo passo é resolver o sistema linear:

$$J(x^k)\Delta x^k = -g(x^k) \quad (8)$$

em que  $g(x^k)$  é o vetor de resíduos e  $\Delta x^k$  é o vetor de correções para as variáveis incógnitas. As correções  $\Delta\theta_k$  e  $\Delta V_k$  obtidas são utilizadas para atualizar os valores das incógnitas:

$$\theta_k^{(k+1)} = \theta_k^{(k)} + \Delta\theta_k^{(k)} \quad (9); \quad V_k^{(k+1)} = V_k^{(k)} + \Delta V_k^{(k)} \quad (10);$$

O processo iterativo continua até que os resíduos estejam dentro da tolerância estabelecida. A eficiência do método de Newton deve-se à sua rápida convergência, especialmente quando iniciado próximo da solução exata. No entanto, a necessidade de calcular e inverter a matriz jacobiana a cada iteração pode aumentar a complexidade computacional em sistemas muito grandes. Apesar disso, sua precisão e robustez fazem dele o método mais indicado para resolver problemas de fluxo de potência em sistemas elétricos de grande porte (Monticelli, 1983).

### 3.3 POWERWORLD SIMULATOR

Após a definição do fluxo de potência e do método de Newton Rhapson, seguimos com o próximo passo que consiste na busca por artigos acadêmicos que tratem da utilização de ferramentas computacionais, como o PowerWorld Simulator, em estudos de sistemas de potência. Esta etapa visa identificar métodos e abordagens utilizados em pesquisas semelhantes, oferecendo um panorama das melhores práticas para a análise de GD em redes de distribuição. A revisão bibliográfica permite compreender as configurações, algoritmos e parâmetros mais empregados nas simulações de fluxo de potência, servindo como um guia para a modelagem e configuração do sistema de teste adotado neste estudo.

A metodologia deste estudo será estruturada para analisar os impactos da Geração Distribuída (GD) no sistema de 9 barramentos utilizando o PowerWorld

Simulator, uma ferramenta reconhecida por sua facilidade de uso em simulações de fluxo de potência. Inicialmente, será construída a base metodológica para a alocação da GD, partindo das informações coletadas na revisão bibliográfica para definir os parâmetros de simulação, os cenários de alocação de GD e os critérios de análise dos resultados, como a redução de perdas e o impacto no perfil de tensão do sistema.

Inicialmente, estabeleceu-se um cenário de referência com os dados originais do sistema. Em seguida, elaboraram-se nove cenários organizados em três blocos: no Bloco 1, avaliou-se o impacto do aumento de carga em barramentos específicos sem a presença de geração distribuída (GD); no Bloco 2, analisou-se a inserção de GD em diferentes barramentos de forma individual, mantendo a carga original; e, por fim, no Bloco 3, investigou-se a combinação do aumento de carga com a inserção de GD nos mesmos barramentos também de forma individual. Para cada cenário, foi executada a análise de fluxo de potência, sendo coletados os principais parâmetros operacionais: módulos de tensão, ângulos de fase, despacho de potência ativa e reativa pelos geradores, fluxos de potência e perdas nas linhas de transmissão.

### 3.4 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO NO POWERWORLD SIMULATOR

O Sistema de 9 Barramentos (Caso de Teste WSCC) será utilizado como base para a análise dos impactos da Geração Distribuída (GD) em sistemas elétricos de potência. Este sistema de teste é amplamente aplicado para estudos acadêmicos, permitindo a simulação de fluxo de potência e a investigação de estabilidade em redes elétricas. Sua estrutura simplificada, com barramentos, linhas de transmissão e geradores distribuídos, torna-o uma escolha ideal para avaliar como a inserção de GD influencia parâmetros críticos do sistema, como o perfil de tensão e as perdas de potência (AL-ROOMI, 2015).

O sistema de 9 barramentos WSCC, apesar de ser pequeno, reflete de maneira eficaz as complexidades e desafios dos sistemas de energia elétrica reais.

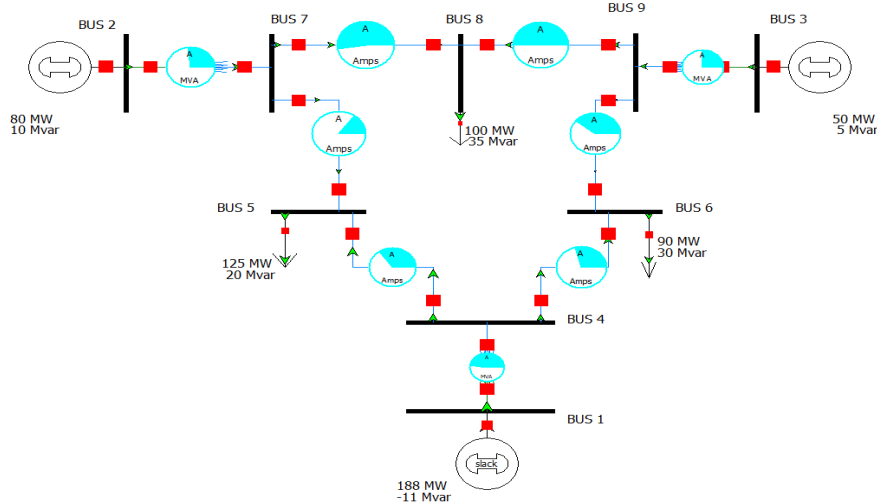
Ele é composto por:

- 9 Barramentos
- 3 Geradores
- 3 Transformadores
- 6 Linhas de transmissão

- 3 Cargas

O unifilar do sistema é apresentado na Figura 2..

Figura 2 – Diagrama do sistema de 9 barramentos.



Fonte: Elaboração própria (2024).

Este modelo, conforme extraído do formato de dados padrão IEEE, facilita a observação dos comportamentos de diferentes elementos em resposta a alterações na geração e no consumo de energia.

A Tabela 3 e Tabela 4 apresentam os parâmetros principais de cada. Esses dados são essenciais para simulações de fluxo de potência e para a avaliação dos impactos que a GD pode introduzir em diferentes pontos do sistema.

Tabela 3 – Dados de trecho do sistema.

Linha	R	X	B	Lim MVA
Linha 2-7	0	0,0625	0	300
Linha 3-9	0	0,0586	0	200
Linha 4-1	0	0,0576	0	400
Linha 4-6	0,017	0,092	0,0158	300
Linha 4-5	0,01	0,085	0,176	300
Linha 5-7	0,032	0,0161	0,306	300
Linha 6-9	0,039	0,17	0,358	100
Linha 7-8	0,0085	0,072	0,149	100
Linha 8-9	0,0119	0,1008	0,209	100

Onde:

Linha: Identificação da linha de transmissão ou ramal entre dois barramentos.

Dispositivo: Tipo de dispositivo presente na linha.

R: Resistência da linha.

X: Reatância da linha.

B: Susceptância total da linha.

Lim MVA: Limite de carregamento da linha/dispositivo em MVA (megavolt-ampère).

Tabela 4 – Dados dos barramentos.

Barra	Tensão (pu)	Geração(MW)		Geração(MVar)		Carga	
		Mín	Máx	Mín	Máx	MW	MVAr
Barra 1	1	0	450	-9999	9999	0	0
Barra 2	1	0	208	10	65	0	0
Barra 3	1	0	101,5	5	32,5	0	0
Barra 4	-	-	-	-	-	-	-
Barra 5	-	-	-	-	-	125	20
Barra 6	-	-	-	-	-	90	30
Barra 7	-	-	-	-	-	-	-
Barra 8	-	-	-	-	-	100	35
Barra 9	-	-	-	-	-	-	-

Onde:

Barra: este campo identifica numericamente cada barramento dentro do sistema, permitindo sua fácil localização e referência nas análises e simulações.

Tensão (pu): A tensão final no barramento, expressa em per unit (pu). Este valor representa a tensão medida em relação à tensão base, indicando variações em torno do valor nominal. Por exemplo, uma tensão de 1,025 pu indica que o valor real da tensão é 2,5% maior que o valor base.

Carga (MW) e Carga (MVAR): Indicam as potências ativa (em megawatts, MW) e reativa (em mega volt-ampères reativos, MVAR) consumidas no barramento. Esses valores representam a demanda de carga em cada ponto específico do sistema.

Limite Máximo/Mínimo MW: Estes campos especificam os limites de potência ativa (MW) que podem ser gerados ou absorvidos pelos barramentos de geração. Esses limites garantem que a operação de geração ativa se mantenha dentro de uma faixa segura e eficiente.

Limite Máximo/Mínimo MVAR: Estes campos especificam os limites de potência reativa (MVAR) que podem ser gerados ou absorvidos pelos barramentos de

geração. Esses limites garantem que a operação de geração reativa se mantenha dentro de uma faixa segura e eficiente.

## 4 RESULTADOS

Como citado no tópico anterior, o sistema será simulado no software PowerWorld Simulator, com o objetivo de analisar as vantagens e desvantagens da inserção de geração distribuída no sistema de 9 barramentos.

### 4.1 BLOCO 1: AUMENTO DE CARGA SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste bloco, avaliou-se o impacto do aumento de carga em 30% nos barramentos 5, 6 e 8, de forma individual, ou seja, em cada cenário apenas um barramento teve sua carga aumentada, mantendo-se a configuração original do sistema e sem inserção de geração distribuída. A análise integra o comportamento dos módulos de tensão e ângulos dos barramentos, o despacho de potência ativa e reativa pelos geradores, os fluxos de potência, perdas e carregamento das linhas de transmissão.

Os resultados mostram que, independentemente do barramento onde a carga é aumentada, há uma queda global nos módulos de tensão do sistema, com maior intensidade no barramento diretamente impactado e nos seus adjacentes. No cenário base, os módulos de tensão se mantêm próximos de 1 pu, evidenciando uma operação confortável do sistema. Com o aumento de carga, os valores mínimos de tensão caem para 0,9639 pu (cenário 1, Barra 5), 0,95859 pu (cenário 2, Barra 6) e 0,96669 pu (cenário 3, Barra 8), sempre no barramento em que a carga foi acrescida, a Tabela 5 apresenta um comparativo entre os módulos de tensão e ângulo de cada um dos cenários do bloco 1.

Tabela 5 – Comparativo módulo da tensão e ângulos.

Barramento	Cenário Base		Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	Tensão (Pu)	Ângulo (°)	Tensão (Pu)	Ângulo (°)	Tensão (Pu)	Ângulo (°)	Tensão (Pu)	Ângulo (°)
Barra 1	1	0	1	0	1	0	1	0
Barra 2	1,03827	-8,5	1	-11,92	1	-10,06	1,00001	-11,04
Barra 3	1,04302	-9,29	1	-12,03	1	-11,33	1	-12,12
Barra 4	1,0123	-6,15	0,98458	-7,65	0,98598	-7,27	0,98891	-7,35
Barra 5	1,02191	-11	0,9639	-14,34	0,97515	-12,56	0,97543	-13,41
Barra 6	1,0035	-10,73	0,96802	-12,91	0,95859	-13,35	0,97015	-12,73

Barra 7	1,03338	-11,17	0,98174	-14,84	0,98734	-12,97	0,98267	-13,96
Barra 8	1,0241	-13,26	0,97385	-16,81	0,97724	-15,42	0,96669	-17,09
Barra 9	1,04059	-10,84	0,99597	-13,72	0,99589	-13,02	0,99401	-13,81

Além disso, observa-se um aumento da defasagem angular das tensões, principalmente nos cenários de maior carga, sinalizando um incremento dos fluxos de potência ativa e a necessidade de maior esforço dos geradores para manter a estabilidade do sistema.

O gerador conectado ao barramento 1 (Barra de Referência) absorve toda a variação de demanda dos cenários, elevando sua geração ativa de 188,32 MW (base) para até 227,61 MW (cenário 1). Os demais geradores (Barra 2 e Barra 3) mantêm a geração ativa constante (80 MW e 50 MW), devido a configuração dos geradores 2 e 3, onde foi determinado que estes não participariam da regulação de tensão.

Quanto à potência reativa, o gerador da barra de referência inverte seu papel: de absorvedor de reativo no cenário base (-11,24 MVar), passa a fornecer valores expressivos nos cenários de maior carga (até 41,99 MVar no cenário de aumento de carga no barramento 5). Os outros geradores também aumentam modestamente sua geração reativa, indicando maior demanda por suporte de tensão, assim como vemos na Tabela 6.

Tabela 6 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.

Barramento	Cenário Base		Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	Gen MW	Gen MVar	Gen MW	Gen MVar	Gen MW	Gen MVar	Gen MW	Gen MVar
Barra 1	188,32	-11,24	227,61	41,99	216,56	38,09	219,62	33,35
Barra 2	80	10	80	31,26	80	22,28	80	29,78
Barra 3	50	5	50	7,61	50	7,74	50	10,97

Onde:

- Gen MW: Potência Ativa gerada.
- Gen MVar: Potência Reativa gerada.

A análise das linhas revela que, nos cenários de aumento de carga, os fluxos de potência ativa e reativa crescem principalmente nos ramos alimentadores dos

barramentos sobrecarregados. Apesar do acréscimo, o percentual máximo de carregamento das linhas permanece abaixo do limite operacional (máximo de 75,41% da capacidade em Barra 7–Barra 8 no cenário 3).

As perdas ativas nas linhas apresentam valores moderados, com destaque para Barra 4–Barra 6 no cenário 2 e Barra 4–Barra 5 no cenário 1 (2,21 MW e 1,82 MW, respectivamente), enquanto as perdas reativas aumentam em linhas como Barra 5–Barra 7 (-32,14 a -28,47 MVar) e Barra 8–Barra 9 (-20,15 a -16,28 MVar), representadas na Tabela 7, refletindo a necessidade de maior suporte reativo para manter o perfil de tensão sob controle.

Tabela 7 – Perdas nas linhas.

Linha		Cenário Base		Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
Da Barra	Para Barra	MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss
Barra 2	Barra 7	0	3,77	0	4,61	0	4,31	0	4,55
Barra 3	Barra 9	0	1,36	0	1,5	0	1,5	0	1,54
Barra 4	Barra 1	0	20,5	0	30,85	0	27,85	0	28,42
Barra 4	Barra 6	1,27	5,29	1,61	7,21	2,21	10,48	1,71	7,73
Barra 4	Barra 5	1,03	-9,49	1,82	-1,23	1,14	-7,26	1,5	-4,27
Barra 5	Barra 7	0,35	-32,14	0,97	-28,47	0,49	-29,22	0,35	-29,15
Barra 6	Barra 9	0,18	-36,64	0,12	-33,99	0,18	-33,41	0,12	-34,02
Barra 7	Barra 8	0,24	-13,74	0,19	-12,6	0,13	-11,81	0,5	-9,92
Barra 8	Barra 9	0,25	-20,15	0,38	-17,02	0,24	-18,33	0,45	-16,28

Onde:

- MW Loss: Perda Potência Ativa.
- MVar Loss: Perda Potência Reativa.

O aumento localizado de carga desencadeia uma resposta sistêmica: o gerador dominante da barra de referência é pressionado a entregar mais potência ativa e reativa, o perfil de tensão cai nos pontos críticos, as linhas mais próximas aos

barramentos sobrecarregados têm maior fluxo e perdas, mas o sistema permanece operando dentro dos limites técnicos.

Dentre os cenários analisados, o aumento de carga em Barra 6 se destaca como o mais crítico, apresentando o menor valor de tensão do sistema (0,95859 pu no Barramento 6 e perdas reativas expressivas nas linhas adjacentes. Já o aumento de carga na Barra 5 exige o maior despacho do gerador da barra de referência (227,61 MW e 41,99 MVAR), evidenciando o impacto direto da localização do aumento de carga sobre a operação do sistema.

Esses resultados reforçam que, mesmo em sistemas compactos, a distribuição da carga influencia fortemente o desempenho global, especialmente no perfil de tensão, carregamento das linhas e despacho dos geradores.

#### 4.2 BLOCO 2: INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste bloco, avalia-se o impacto da inserção de geração distribuída (GD) equivalente a 70% da potência ativa da carga nos barramentos 5, 6 e 8, de forma individual. Nos cenários analisados, a GD fotovoltaica foi inserida com valores de 87,5 MW, 63 MW e 70 MW, respectivamente, sendo modelada com geração de potência reativa nula, em conformidade com a característica predominante desse tipo de fonte. As demais condições do sistema foram mantidas inalteradas.

Os resultados abordam o comportamento dos módulos de tensão e ângulos, o despacho dos geradores, bem como os fluxos, perdas e carregamento das linhas, assim como no bloco anterior.

Com a inserção de GD, observa-se uma melhora substancial no perfil de tensão em todos os cenários. Os módulos de tensão, que no bloco anterior apresentaram valores próximos do limite inferior, agora se mantêm mais elevados e homogêneos, mesmo nos barramentos onde ocorre a inserção da geração. Por exemplo, ao se inserir GD no barramento 5, a tensão mínima na Barra 6 passa a ser 0,98906 pu; valores semelhantes ocorrem nos cenários 5 e 6, indicando uma redução leve nos níveis de tensão comparados ao cenário base, como demonstrado na Tabela 8.

Tabela 8 – Comparativo do módulo da tensão e ângulos.

Barramento	Cenário Base		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6	
	Tensão (PU)	Ângulo (°)	Tensão (PU)	Ângulo (°)	Tensão (PU)	Ângulo (°)	Tensão (PU)	Ângulo (°)
Barra 1	1	0	1	0	1	0	1	0
Barra 2	1,03827	-8,5	1,01124	-2,05	1,00537	-5,72	1,03005	-3,59
Barra 3	1,04302	-9,29	1,0228	-4,27	1,0194	-5,5	1,04153	-3,77
Barra 4	1,0123	-6,15	1,00168	-3,28	0,99862	-4,11	1,00379	-3,89
Barra 5	1,02191	-11	0,9983	-4,51	0,9845	-8,47	0,9978	-6,48
Barra 6	1,0035	-10,73	0,98906	-7,2	0,99495	-6,01	0,99731	-7,35
Barra 7	1,03338	-11,17	1,00627	-4,86	1,00039	-8,57	1,02513	-6,3
Barra 8	1,0241	-13,26	0,99909	-7,62	0,99406	-10,32	1,02271	-6,53
Barra 9	1,04059	-10,84	1,02034	-5,88	1,01693	-7,12	1,0391	-5,33

A leve redução da tensão observada nos barramentos está relacionada ao fato de que, geralmente, a GD proveniente de Energia Solar, utilizada na simulação, não fornece potência reativa ao sistema, mantendo a demanda de reativos nos geradores principais. Mesmo assim, os valores permaneceram dentro dos limites esperados, indicando que o perfil de tensão do sistema não foi comprometido.

Além disso, os ângulos das tensões tornam-se menos negativos, indicando uma redução dos fluxos de potência ativa oriundos do gerador da barra de referência e, conseqüentemente, um alívio nos esforços globais de transmissão.

A presença da GD altera significativamente o despacho do sistema. O gerador dominante (Barra 1), que anteriormente era responsável pela maior parte do suprimento de potência ativa, reduz sua geração para 99,49 MW (cenário 4), 124,36 MW (cenário 5) e 118,37 MW (cenário 6), valores muito inferiores ao cenário base (188,32 MW). Observa-se a participação dos próprios barramentos com GD na geração ativa, conforme esperado. Podemos ver na Tabela 9 o comportamento reativo também se ajusta: o gerador de referência passa a operar próximo do equilíbrio entre absorção e fornecimento de MVAR, com valores próximos de zero. Os demais geradores (Barra 2 e Barra 3) permanecem com constantes, conforme foi proposto, o que reforça o papel da GD na diminuição da dependência do gerador principal.

Tabela 9 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.

Barramento	Cenário base		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6	
	Gen MW	Gen Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Gen MW	Gen Mvar
Barra 1	188,32	-11,24	99,49	-0,07	124,36	6,87	118,37	-2,56
Barra 2	80	10	80	10	80	10	80	10
Barra 3	50	5	50	5	50	5	50	5
Barra 5	0	0	87,5	0	0	0	0	0
Barra 6	0	0	0	0	63	0	0	0
Barra 8	0	0	0	0	0	0	70	0

A análise das linhas revela uma redução dos fluxos ativos e reativos principalmente nas linhas próximas aos barramentos onde a GD foi instalada, evidenciando a diminuição do transporte de energia a longas distâncias.

Os percentuais de carregamento das linhas (em relação ao limite de MVA) também são reduzidos em praticamente todas as linhas, com exceção das ligações mais próximas das barras onde ocorre a GD, que podem apresentar leve aumento, mas ainda longe de limites críticos registrados na Tabela 10.

Tabela 10 – Percentual do Limite de Potência aparente.

Linha		Cenário Base		Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Da Barra	Para Barra	Limite MVA	% do Limite MVA	% do Limite MVA	% do Limite MVA	% do Limite MVA
Barra 2	Barra 7	300	26,9	26,9	26,9	26,9
Barra 3	Barra 9	200	25,1	25,1	25,1	25,1
Barra 4	Barra 1	400	47,7	24,9	31,1	29,7
Barra 4	Barra 6	300	29,2	24,7	11,8	21,7
Barra 4	Barra 5	300	34,8	9	29,7	17,9
Barra 5	Barra 7	300	15,3	14,1	17,8	27,7
Barra 6	Barra 9	100	39,2	35,9	33,4	44,3
Barra 7	Barra 8	100	55,8	67,8	43,6	12,2
Barra 8	Barra 9	100	50,6	42,5	62,6	34,2

As perdas ativas nas linhas se mantêm baixas, enquanto as perdas reativas (MVA<sub>r</sub> Loss) tendem a diminuir em valor absoluto, principalmente nas linhas diretamente alimentadas pela GD comparado na Tabela 11.

Tabela 11 – Perdas nas linhas.

Linha		Cenário Base		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6	
Da Barra	Para Barra	MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss
Barra 2	Barra 7	0	3,77	0	3,97	0	4,02	0	3,83
Barra 3	Barra 9	0	1,36	0	1,41	0	1,42	0	1,36
Barra 4	Barra 1	0	20,5	0	5,7	0	8,93	0	8,07
Barra 4	Barra 6	1,27	5,29	0,93	3,47	0,21	-0,41	0,71	2,29
Barra 4	Barra 5	1,03	-9,49	0,06	-17,05	0,8	-10,48	0,28	-15,22
Barra 5	Barra 7	0,35	-32,14	0,25	-30,61	0,64	-29,82	1,89	-30,36
Barra 6	Barra 9	0,18	-36,64	0,19	-35,3	0,11	-35,75	0,39	-35,43
Barra 7	Barra 8	0,24	-13,74	0,39	-11,72	0,16	-13,5	0	-15,59
Barra 8	Barra 9	0,25	-20,15	0,16	-19,95	0,42	-17,54	0,09	-21,49

A inserção de geração distribuída, mesmo em um percentual inferior à carga total dos barramentos, demonstra uma leve queda no perfil de tensão, alívio do despacho do gerador principal e redução dos fluxos e perdas sistêmicas.

Dentre os cenários analisados, destacam-se pequenas variações entre as barras escolhidas para a instalação da GD, mas, em todos os casos, há benefícios claros para a operação do sistema. O cenário 4, por exemplo, mostra a maior redução de geração da barra de referência e valores de tensão mais próximos de 1 pu nos principais barramentos.

Esses resultados reforçam o papel estratégico da GD na otimização técnica do sistema elétrico, ao permitir operação mais segura, eficiente e resiliente diante de variações de demanda.

#### 4.3 BLOCO 3: EFEITO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BARRAMENTOS SOBRECAREGADOS

Neste bloco, são analisados os impactos da instalação de geração distribuída (GD) nos barramentos que tiveram aumento de carga, comparando os cenários com

GD (cenários 7, 8 e 9) diretamente com seus respectivos cenários apenas com aumento de carga (cenários 1, 2 e 3). O aumento de carga adotado foi de 30% tanto para a potência ativa quanto para a reativa, enquanto a GD inserida correspondeu a 70% do valor da potência ativa da carga já aumentada, sendo modelada com potência reativa igual a zero devido às características da geração solar fotovoltaica, conforme considerado no bloco anterior. A análise destaca as alterações no perfil de tensão, no despacho dos geradores e nos fluxos e perdas nas linhas.

#### 4.3.1 COMPARAÇÃO CENÁRIO 7 vs CENÁRIO 1: GD NO BARRAMENTO 5 APÓS AUMENTO DE CARGA

Com a adição da GD no barramento 5, todos os barramentos apresentam melhora significativa no módulo de tensão. O valor mínimo de tensão em Barra 5, que era 0,9639 pu (cenário 1), eleva-se para 0,98089 pu (cenário 7), aproximando-se de 1 pu e afastando-se do limite inferior operacional. Os ângulos das tensões em todos os barramentos também se tornam menos negativos, sinalizando menor esforço no envio de potência ativa a partir do gerador principal enfatizado pela Tabela 12.

Tabela 12 – Comparativo do módulo da tensão e ângulos.

Barramento	Cenário 1		Cenário 7	
	Tensão (PU)	Ângulo(°)	Tensão (PU)	Ângulo(°)
Barra 1	1	0	1	0
Barra 2	1	-11,92	1	-2,91
Barra 3	1	-12,03	1,00899	-4,97
Barra 4	0,98458	-7,65	0,99384	-3,69
Barra 5	0,9639	-14,34	0,98089	-5,35
Barra 6	0,96802	-12,91	0,97864	-7,78
Barra 7	0,98174	-14,84	0,99075	-5,8
Barra 8	0,97385	-16,81	0,98383	-8,55
Barra 9	0,99597	-13,72	1,00651	-6,63

O gerador referência (Barra 1) reduz drasticamente sua geração ativa (de 227,61 MW para 110,98 MW) e reativa (de 41,99 MVar para 14,28 MVar), enquanto ao próprio gerador do barramento 5 passa a despachar 113,75 MW, evidenciando o papel da GD em suprir a nova demanda local. Os demais geradores (Barra 2 e Barra 3) apresentam leve redução na injeção de potência reativa, como podemos ver na Tabela 13.

Tabela 13 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.

Barramento	Cenário 1		Cenário 7	
	Gen MW	Gen Mvar	Gen MW	Gen Mvar
Barra 1	227,61	41,99	110,98	14,28
Barra 2	80	31,26	80	16,82
Barra 3	50	7,61	50	5
Barra 5	0	0	113,75	0

As linhas mais próximas do barramento 5 apresentam significativa redução nos fluxos de potência e nas perdas. Por exemplo, o fluxo em Barra 4–Barra 5 cai de 131,9 MW para 34,6 MW e o carregamento percentual do ramo reduz de 44% para 13,1%. As perdas reativas em linhas como Barra 5–Barra 7 e Barra 4–Barra 5 também diminuem sensivelmente, demonstrado na Tabela 14, indicando alívio na rede.

Tabela 14 – Perdas nas linhas.

Da Barra	Para Barra	Cenário 1		Cenário 7	
		MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss
Barra 2	Barra 7	0	4,61	0	4,18
Barra 3	Barra 9	0	1,5	0	1,45
Barra 4	Barra 1	0	30,85	0	7,21
Barra 4	Barra 6	1,61	7,21	1,01	3,93
Barra 4	Barra 5	1,82	-1,23	0,13	-16,02
Barra 5	Barra 7	0,97	-28,47	0,4	-29,54
Barra 6	Barra 9	0,12	-33,99	0,15	-34,62
Barra 7	Barra 8	0,19	-12,6	0,37	-11,39
Barra 8	Barra 9	0,38	-17,02	0,19	-19,1

A inserção da GD no barramento 5 após o aumento de carga praticamente elimina o risco de subtensão e sobrecarga local, redistribui o fluxo na rede e reduz a dependência do gerador da barra 1, tornando o sistema mais equilibrado e eficiente.

#### 4.3.2 COMPARAÇÃO CENÁRIO 8 VS CENÁRIO 2: GD NO BARRAMENTO 6 APÓS AUMENTO DE CARGA.

Podemos ver na Tabela 15 que a tensão mínima em Barra 6, que era 0,95859 pu (cenário 2), eleva-se para 0,98015 pu (cenário 8) com a inserção da GD, representando um salto significativo e afastando o sistema da faixa crítica. Demais

barramentos também apresentam ganhos, e os ângulos das tensões ficam menos negativos.

Tabela 15 – Comparativo do módulo da tensão e ângulos.

Barramento	Cenário 2		Cenário 8	
	Tensão (PU)	Ângulo(°)	Tensão (PU)	Ângulo(°)
Barra 1	1	0	1	0
Barra 2	1	-10,06	1	-6,12
Barra 3	1	-11,33	1,00817	-5,99
Barra 4	0,98598	-7,27	0,99273	-4,41
Barra 5	0,97515	-12,56	0,9778	-8,9
Barra 6	0,95859	-13,35	0,98015	-6,62
Barra 7	0,98734	-12,97	0,99328	-9,01
Barra 8	0,97724	-15,42	0,98495	-10,83
Barra 9	0,99589	-13,02	1,00568	-7,64

Como vemos na Tabela 16 o gerador da barra 1 reduz sua geração ativa de 216,56 MW para 132,56 MW e reativa de 38,09 MVar para 17,73 MVar, enquanto Barra 6 passa a suprir 81,9 MW de potência ativa. Barra 2 e Barra 3 têm leve redução na geração reativa, mantendo valores próximos ao cenário anterior.

Tabela 16 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.

Barramento	Cenário 2		Cenário 8	
	Gen MW	Gen Mvar	Gen MW	Gen Mvar
Barra 1	216,56	38,09	132,56	17,73
Barra 2	80	22,28	80	12,76
Barra 3	50	7,74	50	5
Barra 6	0	0	81,9	0

Há forte redução nos fluxos ativos e percentuais de carregamento das linhas próximas ao barramento 6. O ramo Barra 4–Barra 6 reduz seu fluxo de 95,7 MW para 42 MW e o carregamento percentual cai de 31,9% para 14,1%. As perdas (MW Loss

e Mvar Loss) também caem em todos os pontos críticos, assim como vemos na Tabela 17.

Tabela 17 – Perdas nas linhas.

		Cenário 2		Cenário 8	
Da Barra	Para Barra	MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss
Barra 2	Barra 7	0	4,31	0	4,1
Barra 3	Barra 9	0	1,5	0	1,46
Barra 4	Barra 1	0	27,85	0	10,3
Barra 4	Barra 6	2,21	10,48	0,31	0,15
Barra 4	Barra 5	1,14	-7,26	0,84	-9,93
Barra 5	Barra 7	0,49	-29,22	0,61	-29,42
Barra 6	Barra 9	0,18	-33,41	0,12	-34,76
Barra 7	Barra 8	0,30	-11,81	0,17	-13,12
Barra 8	Barra 9	0,24	-18,33	0,4	-17,28

A GD instalada no barramento 6 após o aumento de carga proporciona alívio evidente no perfil de tensão, no despacho do gerador da barra 1 e no carregamento das linhas, promovendo maior estabilidade operacional.

#### 4.3.3 COMPARAÇÃO CENÁRIO 9 VS CENÁRIO 3: GD NO BARRAMENTO 8 APÓS O AUMENTO DE CARGA.

No cenário 9, o menor valor de tensão observado em Barra 8 eleva-se de 0,96669 pu (cenário 3) para 0,99316 pu (cenário 9), e praticamente todos os barramentos se aproximam de 1 pu, sinal de ótimo desempenho pós-GD. Os ângulos também melhoram substancialmente, analisado na Tabela 18.

Tabela 18 – Comparativo do módulo da tensão e ângulos.

Barramento	Cenário 3		Cenário 9	
	Tensão (PU)	Ângulo(°)	Tensão (PU)	Ângulo(°)
Barra 1	1	0	1	0
Barra 2	1,00001	-11,04	1,00701	-3,99
Barra 3	1	-12,12	1,01649	-4,27
Barra 4	0,98891	-7,35	0,9935	-4,23
Barra 5	0,97543	-13,41	0,97763	-7,13
Barra 6	0,97015	-12,73	0,98115	-7,86
Barra 7	0,98267	-13,96	1,00204	-6,83
Barra 8	0,96669	-17,09	0,99316	-7,3
Barra 9	0,99401	-13,81	1,01401	-5,9

Observando a Tabela 19, notamos que a barra de referência reduz sua geração de 219,62 MW para 127,15 MW e reativa de 33,35 MVar para 15,98 MVar. Barra 8 passa a gerar 91 MW, tornando-se o principal supridor local. Os demais mantêm valores próximos, exceto pela redução da demanda reativa no gerador de referência e nos demais geradores representado na Tabela 19.

Tabela 19 – Potência Ativa e Reativa gerada pelos geradores.

Barramento	Cenário 3		Cenário 9	
	Gen MW	Gen Mvar	Gen MW	Gen Mvar
Barra 1	219,62	33,35	127,15	15,98
Barra 2	80	29,78	80	10
Barra 3	50	10,97	50	5
Barra 8	0	0	91	0

As linhas que antes apresentavam fluxos elevados e próximos dos limites agora operam com margens maiores. Por exemplo, Barra 4–Barra 1 cai de -227,6 MW para -127,2 MW (cerca de 32% de carregamento) e Barra 8–Barra 9 cai de -53,6 MW para -26,5 MW (38,1%). As perdas totais também são reduzidas em praticamente todas as linhas, detalhado na Tabela 20.

Tabela 20 – Perdas nas linhas

Da Barra	Para Barra	Cenário 3		Cenário 9	
		MW Loss	Mvar Loss	MW Loss	Mvar Loss
Barra 2	Barra 7	0	4,55	0	4,01
Barra 3	Barra 9	0	1,54	0	1,43
Barra 4	Barra 1	0	28,42	0	9,46
Barra 4	Barra 6	1,71	7,73	0,79	2,74
Barra 4	Barra 5	1,5	-4,27	0,38	-13,91
Barra 5	Barra 7	0,35	-29,15	1,55	-29,2
Barra 6	Barra 9	0,12	-34,02	0,29	-34,38
Barra 7	Barra 8	0,5	-9,92	0,02	-14,63
Barra 8	Barra 9	0,45	-16,28	0,12	-20,04

Assim como analisados nos outros comparativos GD no barramento 8, após aumento de carga, garante um melhor perfil de tensão e reduz drasticamente o esforço do gerador da barra 1 e o carregamento dos principais ramos.

## 5 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos neste trabalho evidenciaram que a inserção de geração distribuída (GD) no sistema de nove barras promoveu melhorias expressivas no perfil de tensão, redução dos fluxos nas linhas e diminuição das perdas elétricas, especialmente quando a GD foi alocada em barramentos que apresentavam maior demanda, ou seja, onde tínhamos aumento de carga, conforme proposto na metodologia. Comparando os cenários simulados, verificou-se que a presença da GD possibilitou uma operação mais estável e eficiente do sistema, confirmando tendências já apontadas na literatura, como nos trabalhos de Rao e Sivanagaraju (2012), Tiwari e Ghatak (2017) e Anwar e Pota (2024), que destacam a influência positiva da localização estratégica da GD para a redução de perdas e aprimoramento do perfil de tensão.

No entanto, embora as simulações realizadas neste estudo demonstrem os benefícios da GD, também ficou evidente que resultados não tão satisfatórios podem ocorrer caso a alocação da GD não seja realizada de forma planejada. Em alguns cenários, observou-se que a redução no módulo da tensão ou ganhos limitados na diminuição das perdas podem estar associados à escolha do barramento para a instalação da GD sem critérios técnicos específicos. Esse comportamento reforça a importância do emprego de metodologias de otimização, como o Algoritmo de Seleção Clonal (CSA), o Artificial Bee Colony (ABC), índices de sensibilidade (LSI, FVSI) (RAO; SIVANAGARAJU, 2012), e métodos de análise de sensibilidade e fluxo de carga repetido (ANWAR; POTA, 2024), que foram explorados na revisão bibliográfica e se mostraram mais eficazes para identificar as melhores barras e dimensionar adequadamente as unidades de GD.

Portanto, a comparação entre os resultados deste trabalho e os métodos analisados na literatura reforça que, embora a instalação da GD traga benefícios técnicos evidentes, a maximização desses ganhos só é possível por meio de métodos de alocação ótimos, que considerem fatores como sensibilidade de perdas, perfil de tensão e suporte reativo. A aplicação dessas metodologias em estudos futuros tende a elevar ainda mais o desempenho dos sistemas de distribuição com alta penetração de GD, promovendo maior eficiência, economia e segurança operacional.

## REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 4 de junho 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Annual Report of the Director-General on the Implementation of the Work Programme and Budget for 2022-2023**. IRENA, 2024. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Annual-report/IRENA\\_DG\\_AnnualReport\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Annual-report/IRENA_DG_AnnualReport_2024.pdf). Acesso em: 4 junho. 2024.

GUSNANDA, A. F.; SARJIYA; PUTRANTO, L. M. **Effect of Distributed Photovoltaic Generation Installation on Voltage Profile: A Case Study of Rural Distribution System in Yogyakarta Indonesia**. 2019 International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT). 24-25 July 2019, 2019. 750-755 p.

AL-MAJIDI, S. D. et al. **Assessment of Roof-Top Photovoltaic Installations on the Total Harmonic Distortion of Low Voltage Distribution Networks**. 2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). 31 Aug.-3 Sept. 2021, 2021. 1-5 p.

JINTAKA, D. R. et al. **Analysis of Voltage and Power Factor Fluctuation due to Photovoltaic Generation in Distribution System Model**. 2019 International Conference on Technologies and Policies in Electric Power & Energy. 21-22 Oct. 2019, 2019. 1-5 p.

DANG, D. N. et al. **Photovoltaic Hosting Capacity for Distribution Network Using Statistical Approach**. 2023 10th International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE). 8-10 Sept. 2023, 2023. 216-221 p.

ORTIZ-VILLALBA, D. et al. **Assessing the Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems**. 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA). 6-9 Nov. 2023, 2023. 470-474 p.

HAAPANIEMI, J. et al. **Effects of solar PV installations and solar inverter reactive power control on distribution network losses on Finnish rural areas**. 2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM). 6-8 June 2023, 2023. 1-5 p.

RAO, B. Hanumantha; SIVANAGARAJU, S. **Optimum allocation and sizing of distributed generations based on clonal selection algorithm for loss reduction and technical benefit of energy savings**. In: IEEE Conference. 2012. p. 1-7.

ANWAR, Adnan; POTA, H. R. **Loss reduction of power distribution network using optimum size and location of distributed generation**. IEEE Transactions on Power Systems, 2024.

TIWARI, Disha; GHATAK, Sriparna Roy. **Performance Enhancement of Distribution System Using Optimal Allocation Of Distributed Generation & DSTATCOM**. In: International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA 2017), 2017. IEEE, p. 533-538.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. **Geração Distribuída e os seus Impactos no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1**. International Conference on Engineering UBI2013 – University of Beira Interior – Covilhã, Portugal, p. 10–17, 2013a.

Ali R. Al-Roomi (2015). **Power Flow Test Systems Repository**. Disponível em: <https://al-roomi.org/power-flow/9-bus-system>. Acesso em: 08 nov. 2024.

ANEEL, **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Marco legal da microgeração e minigeração distribuída e estabelece o sistema de compensação de energia elétrica**. Brasília, DF: Presidência da República, 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm). Acesso em: 20 nov. 2024.

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo:Edgard Blucher, 1983.

SILVA, K. M.; SANTOS, R. C.; COSTA, D. G.; DIAS, M. C. G. **Análise do Impacto da Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Qualidade da Energia Elétrica**. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 11, n. 1, p. 73-92, 2020.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. **A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 10, n. 2, p. 671–679, May 1995.

CIRIC, R. M.; PADILHA-FELTRIN, A.; OCHOA, L. F. **Power flow in four-wire distribution networks – General approach**. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 18, n. 4, p. 1283–1290, Nov. 2003.

GARCIA, P. A.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO, S.; COSTA, V. M. D.; MARTINS, N. **Three-phase power flow calculations using the current injection method**. IEEE Transactions on Power Systems, New York, v. 15, n. 2, p. 508–514, May 2000.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Análise de sistemas elétricos de potência**. México: McGraw-Hill, 1996.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Expansão da matriz elétrica ultrapassou os 7 GW em 2024**. ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/expansao-da-matriz-eletrica-ultrapassou-os-7-gw-em-2024>. Acesso em: 5 junho. 2024.

GULRAIZ, Asif et al. **Impact of photovoltaic ingress on power distribution system.** In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EMERGING POWER TECHNOLOGIES, 2023, Karachi. Proceedings [...]. Piscataway: IEEE, 2023. DOI: 10.1109/ICEPT58859.2023.10152398. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10152398>. Acesso em: 6 maio 2025.