

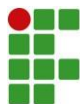
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CAMPUS ITUMBIARA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GUSTAVO SILVA ROCHA

IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DESEQUILIBRADA NOS ÍNDICES DE
DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

ITUMBIARA-GO

2025



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

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

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

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

Identificação da Produção Técnico-Científica

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

Nome Completo do Autor: Gustavo Silva Rocha

Matrícula: 20182040070115

Título do Trabalho: Impacto De Geração Distribuída Desequilibrada Nos Índices De Desequilíbrio De Tensão De Sistemas De Distribuição

Autorização - Marque uma das opções

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

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

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

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

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

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

Documento assinado digitalmente

Itumbiara-GO, 14 / 03 / 2025.
Local Data



GUSTAVO SILVA ROCHA

Data: 14/03/2025 01:12:50-0300

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

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

GUSTAVO SILVA ROCHA

IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DESEQUILIBRADA NOS ÍNDICES DE
DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Campus Itumbiara/IFG, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. DSc. Diogo Soares Resende.

ITUMBIARA-GO

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

R672 Rocha, Gustavo Silva

Impacto de geração distribuída desequilibrada nos índices de desequilíbrio de tensão de sistemas de distribuição. / Gustavo Silva Rocha. -- Itumbiara, 2025.

84 p. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2025.

Orientador: Prof. Dr. Diogo Soares Resende.

1.MATLAB (Programa de computador). 2.Geração distribuída de energia elétrica. 3.Redes elétricas - Análise. I. Título. II. Rocha, Gustavo Silva. III. Resende, Diogo Soares. IV. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.3

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara
Bibliotecário: Marla de Souza Correia CRB-1/3011



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

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

Termo de Aprovação

Gustavo Silva Rocha

IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DESEQUILIBRADA NOS ÍNDICES DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

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

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 12 de março de 2025, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. DSc. Diogo Soares Resende - Orientador

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Prof. DSc. Jucélio Costa de Araújo - Membro interno

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Profa. DSc. Jaqueline Oliveira Rezende - membro interno

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Itumbiara – GO

Documento assinado eletronicamente por:

- Jaqueline Oliveira Rezende, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 13/03/2025 11:09:22.
- Jucelio Costa de Araujo, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 12/03/2025 11:43:04.
- Diogo Soares Resende, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 12/03/2025 11:28:29.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 12/03/2025. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 626139

Código de Autenticação: 5f8e67ced6



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

Primeiramente a Deus por ter me dado força e sabedoria. Aos meus pais Lilian Ramos Rocha Silva e Nilson José da Silva além de todos meus amigos por todo apoio nessa jornada.

AGRADECIMENTOS

A realização deste Trabalho de Conclusão de Curso representa não apenas o encerramento de uma importante etapa acadêmica, mas também o resultado de uma jornada de aprendizado, desafios e crescimento. Para isso, muitas pessoas contribuíram, e a elas expresso minha mais profunda gratidão.

Agradeço primeiramente a Deus, por me conceder força, paciência e perseverança para enfrentar cada desafio ao longo dessa caminhada. Agradeço de coração à minha mãe e ao meu pai, minhas fontes incansáveis de incentivo. Ao meu orientador, cuja compreensão, paciência e didática foram essenciais para o desenvolvimento deste trabalho. Agradeço também aos meus colegas de trabalho, por todo apoio e incentivo, em especial a Marlúcia e Suéllen Freire que não me deixaram desistir e aos meus chefes Edinamar e Rodrigo por toda compreensão e incentivo.

Aos colegas de curso e amigos, em especiais Ana Laura Magalhães, Antonio Neto, Camila Maciel, Gustavo Toledo, Karem Gomes, Larissa Alvarenga, Leticia Torres, Myllena Cunha, Niele Alves, Rayra Augusta, Viviane Monteiro, que compartilharam comigo essa jornada acadêmica, seja nos desafios dos estudos, nos momentos de aprendizado conjunto ou nas trocas de experiências que tornaram o caminho mais leve e enriquecedor.

Nenhuma conquista é alcançada sozinha, e sou imensamente grato por ter tantas pessoas incríveis ao meu lado. Cada um de vocês desempenhou um papel fundamental nesta jornada, e este trabalho é dedicado a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste sonho.

Muito obrigado por fazerem parte dessa conquista. Seu apoio e incentivo sempre estarão guardados com carinho, e espero que saibam o quanto são importantes em minha vida.

RESUMO

O desequilíbrio de tensão é um dos desafios enfrentados nos sistemas elétricos de distribuição, podendo comprometer a qualidade da energia, aumentar as perdas elétricas e reduzir a vida útil dos equipamentos. A crescente inserção da Geração Distribuída (GD) traz oportunidades para mitigar esse problema, mas também pode introduzir novos desafios operacionais. Este trabalho investiga, por meio de simulações computacionais no OpenDSS integradas ao MATLAB, o impacto da injeção desequilibrada de potência ativa nos índices de desequilíbrio de tensão em diferentes barramentos do sistema IEEE 34 e IEEE 123. A análise é conduzida de forma probabilística, avaliando como variações na potência injetada influenciam o perfil de tensão, os fluxos de potência e a estabilidade da rede. Os resultados indicam que a alocação estratégica da GD pode reduzir significativamente o fator de desequilíbrio de tensão e melhorar a regulação da tensão, promovendo um sistema mais eficiente e confiável. No entanto, foi observado que a escolha inadequada dos pontos de injeção pode levar a efeitos adversos, como assimetrias acentuadas e distorções nos perfis de tensão. Conclui-se que a otimização da GD, aliada a estratégias de controle dinâmico e técnicas de compensação de potência reativa, é fundamental para maximizar os benefícios da geração distribuída e aprimorar a qualidade da energia elétrica nos sistemas de distribuição.

Palavras-chaves: Geração Distribuída, Desequilíbrio de Tensão, MATLAB, OpenDSS, IEEE 123, IEEE 34, Qualidade da Energia.

ABSTRACT

Voltage imbalance is one of the major challenges in electrical distribution systems, potentially compromising power quality, increasing energy losses, and reducing equipment lifespan. The increasing integration of Distributed Generation (DG) presents opportunities to mitigate this issue but also introduces new operational challenges. Through computational simulations in OpenDSS integrated with MATLAB, this study investigates the impact of the unbalanced active power injection on voltage imbalance indices in different buses of the IEEE 123 and IEEE 34 test systems. A probabilistic approach is adopted to evaluate how variations in injected power influence voltage profiles, power flows, and grid stability. The results indicate that the strategic allocation of DG can significantly reduce the Voltage Unbalance and improve voltage regulation, leading to a more efficient and reliable system. However, it was observed that an inadequate selection of injection points may result in adverse effects, such as increased asymmetry and voltage profile distortions. It is concluded that optimizing DG, combined with dynamic control strategies and reactive power compensation techniques, is essential to maximize the benefits of distributed generation and enhance power quality in distribution systems.

Keywords: Distributed Generation, Voltage Umbalance, MATLAB, OpenDSS, IEEE 123, IEEE 34, Power Quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação do sistema elétrico com barra sujeita a desequilíbrio de tensão	30
Figura 2 - Fluxo de integração entre MATLAB e OpenDSS	34
Figura 3 - Topologia do alimentador do sistema de barramento IEEE 34	42
Figura 4 - Barramento 812 sem injeção de potência	45
Figura 5 - Barramento 812 com injeção de potência 500 kW	47
Figura 6 - Barramento 812 com injeção de potência 1000 kW	49
Figura 7 - Barramento 858 sem injeção de potência	51
Figura 8 - Barramento 858 com injeção de potência 500 kW	53
Figura 9 - Barramento 858 com injeção de potência 500 kW deixando ter mais iterações	55
Figura 10 - Caso IEEE 34 Normal.....	57
Figura 11 - Topologia do alimentador do sistema de barramento IEEE 123	59
Figura 12 - Barramento 67 sem injeção de potência	61
Figura 13 - Barramento 67 com injeção de potência 500 kW	64
Figura 14 - Barramento 67 com injeção de potência 1000 kW	66
Figura 15 - Barramento 100 sem injeção de potência	69
Figura 16 - Barramento 100 com injeção de potência 500 kW	71
Figura 17 - Barramento 100 com injeção de potência 1000 kW	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites para os desequilíbrios de tensão.....	28
Tabela 2 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV	38
Tabela 3 - Comparativo de Casos.....	76
Tabela 4 - Impacto na regulação de tensão.....	77
Tabela 5 - Melhor Faixa de Potência.....	77

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Expressão para cálculo do FD segundo o Prodist	27
Equação 2 - Fórmulas para cálculo do FD segundo o Prodist.....	28

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FD	Fator de Desequilíbrio Percentual
GD	Geração Distribuída
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IFG	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
MATLAB	Matrix Laboratory
OCP	Operador do Controle de Potência
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PDE	Plano Decenal de Energia
PU	Por Unidade
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	JUSTIFICATIVA.....	16
1.2	OBJETIVOS.....	17
1.2.1	Objetivo Geral	17
1.2.2	Objetivos Específicos	17
2	REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1	O SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	18
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	19
2.3	QUALIDADE DE ENERGIA.....	20
2.4	CONCEITOS DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	21
2.5	PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DOS GERADORES ELÉTRICOS.....	23
2.6	CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA	24
3	FUNDAMENTAÇÃO TÉCNICA	26
3.1	DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	27
3.2	TÉCNICAS DE COMPENSAÇÃO DO DESEQUILÍBRIO.....	29
3.3	MODELAGEM DO SISTEMA: MODELAGEM DE UM SISTEMA ELÉTRICO COM UMA BARRA SUJEITA A DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	30
3.4	DESENVOLVIMENTO DE CONTROLE: IMPLEMENTAÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA DE CONTROLE ATIVA PARA O GERADOR	31
3.5	O USO DE SIMULADORES NA GRADUAÇÃO	31
4	METODOLOGIA	32
4.1	ANÁLISE DE RESULTADOS: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA SOLUÇÃO NA ESTABILIDADE E QUALIDADE DA ENERGIA DO SISTEMA	32
4.2	INTEGRAÇÃO ENTRE MATLAB E OPENDSS PARA ANÁLISE DE SISTEMA ELÉTRICO.....	33
4.3	CÓDIGO MATLAB	35
4.3.1	Estrutura Geral do Código.....	35

4.3.1.1	Inicialização e Seleção do Arquivo	36
4.3.1.2	Definição de Parâmetros e Curva de Carga.....	36
4.3.1.3	Seleção da Barra para Instalação da GD	37
4.3.1.4	Instalação da Geração Distribuída.....	37
4.3.1.5	Cálculo do Fator de Desequilíbrio (FD).....	38
4.3.1.6	Classificação dos Barramentos.....	38
4.3.1.7	Visualização dos Resultados	39
5	RESULTADOS.....	41
5.1	CASO IEEE 34.....	41
5.1.1	Barramento 812	43
5.1.1.1	Barramento 812 sem Injeção de Potência	44
5.1.1.2	Barramento 812 com Potência Injetada de 500 KW	46
5.1.1.3	Barramento 812 com Potência Injetada de 1000 KW	48
5.1.2	Barramento 858	50
5.1.2.1	Barramento 858 sem Injeção de Potência	51
5.1.2.2	Barramento 858 com Potência Injetada de 500 KW	52
5.1.2.3	Barramento 858 com Potência Injetada de 500 KW, Deixando ter mais Iterações	
	54	
5.1.3	Comparação dos Cenários Avaliados no Caso IEEE 34	56
5.2	CASO IEEE 123.....	58
5.2.1	Barramento 67	60
5.2.1.1	Barramento 67 sem Potência Injetada	60
5.2.1.2	Barramento 67 com Potência Injetada de 500 kW	63
5.2.1.3	Barramento 67 com Potência Injetada de 1000 kW	65
5.2.2	Barramento 100	67
5.2.2.1	Barramento 100 sem Potência Injetada	68
5.2.2.2	Barramento 100 com Potência Injetada de 500 KW	71

5.2.2.3	Barramento 100 com Potência Injetada de 1000 KW	73
5.3	COMPARATIVO IEEE 34 E IEEE 123	75
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
6	CONCLUSÃO	80
	REFERÊNCIAS	82
	APENDICE A – CÓDIGO COMPLETO	85

1 INTRODUÇÃO

A qualidade da energia elétrica é um tema de grande relevância na engenharia elétrica, especialmente diante do aumento constante do consumo de energia e da crescente dependência de sistemas tecnologicamente avançados. Dados recentes, como os apresentados por Góes e Silva (2020), indicam que aproximadamente 8% das perdas globais de energia elétrica estão associadas a problemas de qualidade, incluindo desequilíbrio de tensão. Esta desconformidade pode causar prejuízos como danos a equipamentos sensíveis, falhas em processos industriais e maior desgaste em máquinas elétricas.

A crescente inserção da Geração Distribuída (GD) nos sistemas elétricos de distribuição, tem gerado impactos significativos sobre a qualidade da energia, especialmente no que diz respeito ao desequilíbrio de tensão. A assimetria da rede, aliada à variação da injeção desequilibrada de potência pelos geradores pode afetar o Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD), comprometendo a estabilidade e a operação eficiente do sistema.

Com o avanço na integração de fontes renováveis e o uso de cargas não lineares, a busca por soluções eficientes e inovadoras tornou-se uma necessidade. Diante disso, este trabalho busca explorar uma solução para mitigar esse problema, utilizando um gerador para injetar potência em uma barra de forma a compensar a discrepância. Além disso, os resultados obtidos poderão servir como base para novas pesquisas, com potencial para explorar o tema em outras áreas, como o uso de inteligência artificial para otimização do controle de geradores, integração de microrredes e soluções específicas para indústrias de alta demanda energética.

Neste contexto, o presente trabalho pretendeu realizar uma avaliação probabilística dos impactos da GD nos índices de desequilíbrio de tensão em sistemas de distribuição, utilizando o IEEE 34 e o IEEE 123 como estudos de casos. A metodologia adotada se baseia na integração do OpenDSS com o MATLAB, possibilitando a simulação iterativa da injeção desequilibrada de potência em diferentes barramentos trifásicos e a análise dos efeitos gerados sobre a rede.

Os softwares utilizados na pesquisa possibilitaram uma investigação detalhada das situações em que a geração distribuída oferecia vantagens significativas na redução de perdas de energia, especialmente no sistema IEEE 123 barras, conforme descrito por Kersting (1991). A escolha do MATLAB justifica-se por sua capacidade de realizar modelagens precisas e do OpenDSS por suas simulações dinâmicas, permitindo uma análise abrangente e confiável do impacto da metodologia desenvolvida.

1.1 JUSTIFICATIVA

O desequilíbrio de tensão pode gerar consequências graves, como o aquecimento excessivo de máquinas elétricas, interrupção de serviços e aumento de custos operacionais. Outro ponto que requer atenção é a crescente integração de fontes renováveis e cargas não lineares no sistema elétrico que agrava ainda mais esse fenômeno. Assim, a proposta de uma solução eficaz para a compensação ativa do desequilíbrio é justificada pela necessidade de garantir a confiabilidade e a estabilidade do sistema elétrico.

Ademais, a implementação de tecnologias avançadas de monitoramento e controle, como redes inteligentes e sistemas de automação, pode contribuir significativamente para mitigar os efeitos negativos do desequilíbrio de tensão. Essas tecnologias permitem uma resposta rápida e precisa a flutuações, otimizando o desempenho do sistema e assegurando a continuidade do fornecimento de energia.

O desequilíbrio de tensão pode ter impactos significativos em diversos setores da economia. Na indústria, por exemplo, ele pode causar falhas em equipamentos, reduzindo a vida útil de máquinas e aumentando os custos de manutenção e substituição. Empresas que dependem de processos contínuos, como a manufatura e a produção química, podem sofrer interrupções que resultam em perdas financeiras consideráveis.

No setor de serviços, o desequilíbrio de tensão pode afetar a operação de sistemas críticos, como hospitais, centros de dados e serviços financeiros, causando interrupções que afetam diretamente a segurança e o bem-estar dos usuários. Além disso, o comércio varejista e empresas de telecomunicações podem enfrentar quedas de energia que interrompem suas operações e afetam a qualidade do serviço oferecido aos clientes.

No setor agrícola, o desequilíbrio de tensão pode prejudicar o funcionamento de sistemas de irrigação e outras tecnologias agrícolas, comprometendo a produtividade e a eficiência das operações. Pequenas variações na tensão podem resultar em perdas de colheita e, consequentemente, impacto negativo na renda dos agricultores.

Esses exemplos demonstram que o desequilíbrio de tensão não apenas compromete a eficiência operacional, mas também pode levar a prejuízos econômicos substanciais em diversos segmentos. Por isso, é importante implementar soluções adequadas para garantir a estabilidade e confiabilidade do fornecimento de energia.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Avaliar os impactos da Geração Distribuída (GD) nos índices de desequilíbrio de tensão em sistemas de distribuição elétrica, considerando diferentes cenários de injeção desequilibrada de potência ativa nos modelos IEEE 34 e IEEE 123 barras. O estudo busca compreender como a alocação estratégica da GD pode influenciar a regulação da tensão, minimizar perdas elétricas e otimizar a estabilidade da rede, garantindo um fornecimento de energia mais eficiente e confiável.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analisar o impacto do desequilíbrio de tensão em sistemas elétricos de distribuição, avaliando como a geração distribuída pode influenciar os perfis de tensão e o fator de desequilíbrio de tensão (FD).
- Simular diferentes cenários de injeção desequilibrada de potência em barramentos trifásicos.
- Determinar a potência ideal a ser injetada em cada barramento analisado, com base nos critérios de regulação da tensão, redução de perdas elétricas e controle do desequilíbrio de fases.
- Analisar os impactos da injeção desequilibrada de potência ativa nos sistemas teste IEEE 34 e IEEE 123 barras.
- Avaliar os benefícios econômicos e ambientais da inserção da geração distribuída, considerando a otimização da rede elétrica e a redução do consumo de energia proveniente da subestação.
- Propor recomendações para o planejamento e operação da geração distribuída, incluindo estratégias de controle de potência para minimizar impactos adversos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O referencial teórico deste trabalho aborda a qualidade da energia elétrica com foco no desequilíbrio de tensão em sistemas de distribuição. Esse fenômeno pode ser causado por cargas desbalanceadas e inserção inadequada de geração distribuída (GD), impactando a estabilidade e confiabilidade do sistema. A GD tem potencial para melhorar a eficiência energética, mas sua injeção desequilibrada de potência pode alterar o perfil de tensão e aumentar o fator de desequilíbrio (FD), tornando essencial o uso de estratégias de controle.

A qualidade da energia elétrica tem se tornado um tema central nos estudos sobre sistemas elétricos de potência, especialmente no que diz respeito ao desequilíbrio de tensão em redes de distribuição. A regulamentação vigente, como as resoluções normativas da ANEEL, estabelece padrões de qualidade da energia, incluindo limites aceitáveis para o desequilíbrio de tensão (ANEEL, 2021). Essas normas são fundamentais para definir os critérios de desempenho dos sistemas de distribuição e a necessidade de compensação ativa para reduzir os impactos negativos do desbalanceamento de carga.

A integração entre GD e controle avançado pode contribuir para a melhoria da qualidade da energia e estabilidade da rede. Um planejamento adequado da inserção da GD e o uso de técnicas de compensação podem garantir um impacto positivo, reduzindo os efeitos adversos do desequilíbrio de tensão e tornando o sistema mais eficiente e confiável (KERSTING, 1991).

2.1 O SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de energia elétrica é baseado na utilização de centrais geradoras de grande porte, como hidrelétricas, termoeletricas, nucleares, entre outras modalidades de geração. Geralmente, essas centrais estão localizadas em regiões distantes e afastadas dos centros urbanos, próximas aos recursos naturais necessários para a conversão de diferentes formas de energia, como a potencial, cinética ou térmica, em eletricidade (FIUZA, 2022).

Essa abordagem centralizada na geração de energia elétrica implica um fluxo unidirecional de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica, que começa nas centrais geradoras e se direciona de forma final aos consumidores em suas residências, estabelecimentos comerciais ou áreas rurais. No entanto, a implementação de unidades com Geração Distribuída (GD) impacta diretamente as despesas e ganhos das empresas distribuidoras de energia elétrica. Com a presença de políticas fomentadoras e um mercado em

expansão contínua, torna-se essencial que essas companhias procurem opções para atenuar os efeitos e enfrentar os obstáculos surgidos em decorrência da incorporação dessas tecnologias (FIUZA, 2022).

A introdução da GD representa uma mudança significativa no sistema elétrico tradicional, demandando adaptações por parte das distribuidoras para se manterem eficientes e competitivas diante desse novo cenário. Diante desse cenário de expansão no consumo de energia elétrica, torna-se inevitável a necessidade de diversificar as fontes de geração, incluindo a implementação do modelo de geração distribuída. As projeções indicam que, no Brasil, a capacidade instalada de geração distribuída deve aumentar significativamente, passando de 4,2 GW, em 2020, e para 24,5 GW até 2030 (PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2030, 2021). Essa expansão da geração distribuída será fundamental para garantir o fornecimento de energia elétrica diante do crescimento da demanda.

Com o crescimento populacional contínuo e o desenvolvimento industrial, a demanda global por energia está em constante aumento. No contexto brasileiro, o Plano Decenal de Energia 2030 (PDE 2030) projeta que até o ano de 2030, a população do Brasil atinja 225,4 milhões de habitantes, representando um crescimento anual de 0,6% em relação a 2019. Além disso, estima-se que o consumo de energia elétrica aumente a uma taxa anual de 2,2% (PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2030, 2021). A operação eficiente e confiável dos sistemas de distribuição elétrica é essencial para garantir a disponibilidade de energia para os consumidores. Quaisquer ineficiências, perdas ou falhas no sistema podem resultar em interrupções no fornecimento e afetar a qualidade do serviço prestado. Portanto, ao investigar o impacto da geração distribuída na redução das perdas de energia, é necessário considerar como essa tecnologia se integra e interage com os componentes e operações dos sistemas de distribuição elétrica existentes.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O termo geração distribuída pode parecer novo, mas sua concepção não é tão recente assim. Thomas A. Edison concebeu e instalou o primeiro sistema de geração de energia em Nova York no ano de 1882. Na rua chamada Pearl Street ele construiu a primeira central de geração que fornecia energia para lâmpadas incandescentes de cerca de 59 clientes em uma área de aproximadamente 1 km². Essencialmente, este é o conceito mais simples de geração distribuída, uma fonte geradora localizada próxima à carga (DIAS, M. V. X, 2005).

Com o desenvolvimento dos transformadores, o uso da corrente alternada logo conquistou seu espaço possibilitando o atendimento de cargas distantes do ponto de geração. Assim se consagrou o modelo de grandes centrais de geração com extensas linhas de transmissão e distribuição de energia (DIAS, M. V. X, 2005).

O número de unidades de geração distribuída conectadas à rede de distribuição no Brasil ainda é relativamente pequeno em relação à capacidade total instalada de todas as fontes de energia, a tendência aponta para um aumento significativo no futuro, o que pode potencialmente impactar substancialmente a infraestrutura de rede (WAENGA; PINTO, 2016).

Cada categoria de tecnologia de geração distribuída tem o potencial de oferecer vantagens, desde que seja planejada e localizada adequadamente. Além disso, investir em tecnologias de armazenamento pode mitigar os desafios relacionados à intermitência das fontes renováveis, embora questões econômicas relacionadas aos custos dessas tecnologias ainda restrinjam sua adoção generalizada (FIUZA, 2022).

Os benefícios da geração distribuída se estendem tanto aos consumidores quanto às empresas distribuidoras, mas é crucial que as distribuidoras considerem diversos parâmetros ao conectar a geração distribuída à sua rede, incluindo a tecnologia de geração, o nível de tensão, o tamanho da geração distribuída e outros fatores (HUANG, 2017).

A expansão rápida da geração distribuída tem impacto significativo na regulamentação, no fluxo de energia e no mercado energético. Isso pode resultar em investimentos adicionais por parte das empresas distribuidoras em infraestrutura, melhoria da rede e manutenção, mas também oferece oportunidades para reduzir custos, dependendo da abordagem estratégica adotada (FIUZA, 2022).

A geração distribuída é uma tendência crescente que traz benefícios econômicos e ambientais, mas também desafios complexos que devem ser gerenciados para garantir a eficiência e a estabilidade do sistema elétrico. A evolução tecnológica e regulatória contínua é fundamental para o sucesso da geração distribuída no cenário energético atual.

2.3 QUALIDADE DE ENERGIA

A qualidade da energia elétrica é um aspecto essencial na operação e no planejamento de sistemas elétricos de potência, especialmente com a crescente inserção da Geração Distribuída (GD). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece padrões e regulamentos para garantir a confiabilidade e a estabilidade da rede, sendo o Módulo 8 dos Procedimentos de

Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) um dos principais referenciais normativos no Brasil (ANEEL, 2021). Esse módulo define critérios técnicos e procedimentos que visam assegurar a conformidade da energia fornecida, garantindo a qualidade dos serviços prestados e a conformidade da tensão e da forma de onda elétrica.

A qualidade da energia pode ser impactada por diversos fatores, incluindo variações de tensão, oscilações de frequência, desequilíbrios de tensão e corrente, além da ocorrência de surtos elétricos. Variações de tensão podem ser causadas pela energização de grandes cargas, falhas no sistema ou conexões irregulares, sendo classificadas como de longa ou curta duração conforme sua persistência. A variação de frequência refere-se aos desvios no valor nominal da frequência da rede, que no Brasil opera a 60 Hz e deve permanecer dentro de uma faixa de tolerância específica para garantir a estabilidade do sistema (PICCIARIELLO et al., 2015).

O desequilíbrio de tensão e corrente ocorre quando as amplitudes das tensões ou correntes em um sistema trifásico apresentam valores distintos ou quando suas fases não estão defasadas exatamente em 120 graus, sendo geralmente causado por cargas desbalanceadas na rede. Já os surtos elétricos são variações abruptas e intensas de corrente ou tensão, que podem ser provocadas por descargas atmosféricas, manobras na rede ou falhas operacionais, podendo causar danos irreversíveis a equipamentos conectados (WAENGA; PINTO, 2016). A inserção de geração distribuída nos sistemas de distribuição tem sido amplamente estudada como uma alternativa para melhorar a confiabilidade da rede e reduzir perdas elétricas. Dependendo da localização e do controle da geração distribuída, essa tecnologia pode tanto melhorar o perfil de tensão quanto agravar os distúrbios elétricos presentes no sistema, prejudicando a qualidade de energia (CASTANEDA et al., 2017).

Compreender a influência da geração distribuída na qualidade da energia elétrica é fundamental para garantir sua integração eficiente ao sistema elétrico. O presente estudo se insere nesse contexto ao investigar, por meio de uma abordagem probabilística, o impacto da injeção desequilibrada de potência ativa nos índices de desequilíbrio de tensão.

2.4 CONCEITOS DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

O desequilíbrio de tensão ocorre quando há variações entre as amplitudes das tensões de fase em um sistema trifásico ou quando a defasagem elétrica entre essas tensões se desvia dos 120° ideais. Esse fenômeno pode ser causado por diversos fatores, como cargas distribuídas de forma assimétrica, conexões inadequadas ou a presença de geração distribuída desbalanceada,

afetando diretamente a estabilidade e a qualidade da energia elétrica no sistema (ANEEL, 2020). Suas consequências incluem o comprometimento do desempenho de equipamentos elétricos, a redução da eficiência energética e o aumento das perdas em transformadores e motores.

Para mitigar esses impactos, diferentes estratégias vêm sendo estudadas. Lopes e Hatziaargyriou (2017) destacam a eficiência dos Compensadores Estáticos de Reativos (STATCOMs), que ajustam dinamicamente a potência reativa e equilibram as tensões de forma rápida. No entanto, Elgerd (2015) alerta que soluções baseadas exclusivamente nesses dispositivos podem acarretar custos elevados de implementação e manutenção, principalmente em sistemas menores. Como alternativa, sugere-se que uma redistribuição inteligente das cargas pode ser uma solução mais econômica para reduzir o desequilíbrio.

Outra abordagem relevante envolve o uso de geradores elétricos com controle ativo de potência. Segundo Mohan, Undeland e Robbins (2019), geradores equipados com essa tecnologia podem se adaptar rapidamente às variações da carga, contribuindo para a compensação do desequilíbrio e reforçando a sinergia entre geração distribuída e estratégias de controle. No entanto, Glover, Sarma e Overbye (2020) questionam a viabilidade dessa solução em sistemas com alta penetração de fontes renováveis. Eles argumentam que a intermitência dessas fontes pode dificultar o controle eficiente de potência ativa e reativa, tornando os geradores menos eficazes em determinados cenários.

Os impactos do desequilíbrio de tensão podem ser severos tanto para o sistema elétrico quanto para os consumidores. Segundo Elgerd (2015), esse fenômeno pode reduzir a vida útil de equipamentos, aumentar as perdas nos transformadores e causar danos irreversíveis a motores elétricos. Além disso, a presença de harmônicos no sistema amplifica os efeitos adversos, tornando a gestão da rede ainda mais complexa.

Em aplicações industriais, o desequilíbrio pode ser particularmente crítico. Gönen (2020) descreve como o desbalanço pode levar ao desligamento de motores de indução por sobrecarga térmica, especialmente em setores que dependem de processos contínuos e equipamentos sensíveis, como fábricas de semicondutores. Além disso, Mohan, Undeland e Robbins (2019) apontam que essas perdas podem representar mais de 5% da energia total transmitida em sistemas severamente desequilibrados, aumentando os custos operacionais para concessionárias e consumidores.

No setor residencial, os impactos também são significativos. Estudos de Glover, Sarma e Overbye (2020) demonstram que o desequilíbrio pode provocar flutuações de tensão que afetam

equipamentos como refrigeradores e televisores, reduzindo sua vida útil e desempenho. Além disso, a presença de geração distribuída sem um controle adequado pode agravar esse problema. Lopes e Hatziargyriou (2017) indicam que a integração desordenada da GD pode amplificar desequilíbrios já existentes, dificultando ainda mais a operação eficiente da rede elétrica.

Diante desses desafios, o uso de ferramentas computacionais tem se mostrado essencial para a análise e mitigação do desequilíbrio de tensão. Góes e Silva (2020) destacam que simulações detalhadas com ferramentas como MATLAB e OpenDSS podem reduzir em até 80% os custos relacionados à correção de problemas em redes de distribuição. A simulação possibilita a antecipação de cenários adversos e a definição de estratégias eficazes para minimizar os efeitos do desequilíbrio, garantindo maior confiabilidade e eficiência ao sistema elétrico.

Portanto, o desequilíbrio de tensão representa um desafio significativo para os sistemas de distribuição de energia, exigindo soluções combinadas que envolvem compensação reativa, redistribuição de cargas e o uso estratégico da geração distribuída. A adoção de técnicas avançadas de controle e simulação é fundamental para garantir um sistema elétrico mais estável, eficiente e econômico.

2.5 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DOS GERADORES ELÉTRICOS

Os geradores elétricos não são apenas instrumentos de conversão de energia, mas desempenham um papel vital na eficiência e na confiabilidade do sistema elétrico como um todo. Quando se considera a ampliação da rede elétrica, especialmente com o advento de fontes de energia renovável, a flexibilidade e a robustez dos geradores se tornam ainda mais relevantes. A integração de geradores movidos por vento, água e até mesmo biomassa ao sistema elétrico convencional requer a capacidade de regular a produção de energia de forma rápida e eficaz para lidar com as flutuações naturais dessas fontes. De acordo com Mohan, Undeland e Robbins (2019), a adaptação de geradores a fontes intermitentes de energia, como a solar e a eólica, é um desafio, pois essas fontes não garantem uma produção constante de energia.

A capacidade de os geradores se adaptarem a mudanças rápidas na demanda ou nas condições de fornecimento de energia também está ligada à eficiência dos sistemas de controle. O controle dinâmico dos geradores permite ajustar a potência ativa e reativa em tempo real, ajustando a operação do rotor e do estator para se adequar às condições de carga e ao fornecimento de energia. Isso é particularmente importante em grandes sistemas de energia

elétrica, como as redes interligadas de várias usinas. A resposta rápida a flutuações na demanda de energia ajuda a evitar quedas de tensão e outros problemas que podem afetar a continuidade do fornecimento (HUGHES, 2019).

Ademais, a manutenção e a longevidade dos geradores elétricos dependem, segundo Hughes (2019), de um monitoramento contínuo da sua performance. A detecção de falhas em componentes críticos, como o estator ou o rotor, pode evitar danos maiores e tempos de inatividade prolongados. O uso de sensores inteligentes e sistemas de diagnóstico tem se tornado cada vez mais comum nas plantas de geração de energia, ajudando a identificar problemas antes que se tornem críticos. A implementação de tecnologias de monitoramento, como sensores de vibração e temperatura garante a operação eficiente e prolonga a vida útil dos geradores, o que é importante em uma época em que a confiabilidade e a continuidade no fornecimento de energia são essenciais para a infraestrutura moderna.

Outra consideração importante feita por Mohan, Undeland e Robbins (2019), no design e operação de geradores elétricos é a questão da eficiência energética. A eficiência dos geradores está diretamente relacionada à conversão de energia mecânica em energia elétrica, que deve ser maximizada para reduzir as perdas e minimizar os custos operacionais. O uso de materiais de alta qualidade, como ímãs permanentes e bobinas de cobre, contribui para a redução das perdas resistivas e melhora a eficiência geral do gerador. A inovação tecnológica nesse campo continua a avançar, buscando novas maneiras de tornar os geradores mais eficientes e mais econômicos (MOHAN, UNDELAND e ROBBINS, 2019).

Em última análise, os geradores elétricos são mais do que apenas máquinas que convertem energia. Eles são peças centrais em um sistema dinâmico que deve ser gerido com precisão para garantir a entrega estável e eficiente de eletricidade. O avanço das tecnologias de geração, distribuição e controle de energia tem transformado a maneira como esses sistemas operam.

2.6 CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA

O controle de potência ativa e reativa é parte integral para o funcionamento estável de sistemas elétricos de grande porte, como usinas de geração e redes de distribuição. Segundo Glover, Sarma e Overbye (2020), a potência ativa refere-se à energia que realiza o trabalho útil, ou seja, a energia convertida em movimento, calor ou luz nos dispositivos conectados à rede. Já a potência reativa não realiza trabalho direto, mas é essencial para a manutenção de campos

magnéticos nos geradores, transformadores e motores, permitindo que a energia seja transportada eficientemente pelas linhas de transmissão. A interação entre essas duas potências deve ser cuidadosamente equilibrada para garantir a estabilidade e a eficiência do sistema elétrico. Para Glover, Sarma e Overbye (2020), o controle preciso dessas potências é primordial para evitar problemas como a sobrecarga das redes e a perda excessiva de energia.

O controle de potência ativa envolve o gerenciamento da quantidade de energia fornecida ao sistema para atender à demanda de carga. Esse controle é realizado por meio de ajustes na operação dos geradores, como a modulação da velocidade do rotor e a regulação do campo magnético. O controle dinâmico da potência ativa é necessário para garantir que a geração de energia esteja sempre alinhada com a demanda, de modo a evitar falhas ou sobrecargas no sistema. Glover, Sarma e Overbye (2020) discutem que, em um sistema interligado, a coordenação de múltiplos geradores para atender à demanda de energia sem causar instabilidade é um desafio complexo que exige algoritmos de controle sofisticados, como os baseados em controle preditivo e otimização.

Por outro lado, o controle de potência reativa visa regular a tensão no sistema elétrico e garantir que os campos magnéticos necessários para o funcionamento dos equipamentos sejam sustentados. A potência reativa é necessária para criar e manter os campos magnéticos em dispositivos como geradores e transformadores, mas seu controle deve ser feito de maneira eficiente, pois o excesso de potência reativa pode levar à sobrecarga dos equipamentos e aumentar as perdas no sistema. Para isso, sistemas de controle avançados, como os sistemas baseados em teoria de controle vetorial, são utilizados para ajustar a potência reativa de forma dinâmica, mantendo a estabilidade da rede e minimizando perdas, conforme explicam (GLOVER, SARMA E OVERBYE, 2020).

No contexto moderno, as tecnologias emergentes, como o uso de redes neurais artificiais para controle de potência, têm mostrado grande potencial. Essas redes podem aprender a partir dos dados do sistema e otimizar em tempo real o controle de potência ativa e reativa, adaptando-se a mudanças nas condições da rede elétrica e antecipando necessidades de ajuste. Além disso, essas tecnologias podem melhorar a eficiência do sistema ao detectar padrões e falhas de forma mais rápida do que os métodos tradicionais. A aplicação de redes neurais no controle de geradores tem sido cada vez mais explorada para aumentar a capacidade de resposta dos sistemas elétricos a variações rápidas na demanda e nos níveis de geração, como destacado por (GLOVER, SARMA E OVERBYE, 2020).

Por fim, a integração de fontes de energia renovável ao sistema elétrico apresenta um novo desafio para o controle de potência ativa e reativa. Fontes como energia solar e eólica são intermitentes, ou seja, sua produção de energia não é constante, o que pode causar variações na geração de energia elétrica. Para garantir que essas fontes de energia sejam incorporadas de maneira produtiva e sem comprometer a estabilidade do sistema, é necessário um controle preciso das potências ativa e reativa. O uso de tecnologias de controle avançadas, como a implementação de algoritmos baseados em inteligência artificial, tem sido uma solução promissora para lidar com essas flutuações e garantir que a potência fornecida à rede seja estável e confiável, como apontado por (GLOVER, SARMA E OVERBYE, 2020).

3 FUNDAMENTAÇÃO TÉCNICA

A Geração Distribuída tem sido amplamente estudada como uma solução para melhorar a eficiência energética e reduzir perdas na distribuição de eletricidade. O controle da potência ativa e reativa se torna fundamental para a regulação da tensão e mitigação do desequilíbrio. Entretanto, a inserção de GD em barramentos específicos pode levar a alterações no perfil de tensão, impactando diretamente o fator de desequilíbrio (FD). Diversos estudos têm abordado o impacto da GD na qualidade da energia, destacando tanto seus benefícios quanto seus desafios operacionais.

Para compreender os impactos da Geração Distribuída no desequilíbrio de tensão em redes de distribuição, é necessário abordar conceitos fundamentais que embasam a modelagem e a análise computacional empregadas neste estudo. O sistema IEEE 34 barras é uma rede rural de topologia radial, com longas distâncias entre barramentos, favorecendo a análise de regulação de tensão, estabilidade e impactos da geração distribuída. Este estudo também considera o sistema IEEE 123 barras, o qual é um modelo de teste amplamente utilizado para avaliação de redes de distribuição devido à sua complexidade e representação realista de um sistema de média tensão (KERSTING, 1991). Ele é caracterizado por uma topologia radial, diversidade de cargas e elementos reguladores de tensão. O fator de desequilíbrio de tensão (FD) é um dos principais indicadores de qualidade da energia elétrica e é calculado a partir das tensões de linha do sistema. A equação utilizada neste trabalho para o cálculo do FD baseia-se na diferença entre as magnitudes das tensões e seus respectivos ângulos de fase, permitindo quantificar o grau de desbalanceamento da rede.

O uso de ferramentas computacionais para simulação de redes elétricas é essencial para avaliar diferentes cenários e entender os impactos da GD. Softwares como OpenDSS e MATLAB são amplamente empregados na modelagem de sistemas elétricos, permitindo uma abordagem probabilística para a análise do desequilíbrio de tensão (Góes e Silva, 2020).

3.1 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Segundo Prodist da Aneel, 2020, o desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema. Por sua análise leva a flutuação de tensão, que é um fenômeno caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea.

A avaliação do desequilíbrio de tensão exige a aplicação de parâmetros técnicos padronizados. O Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD%) é um dos principais indicadores utilizados para mensurar a magnitude do desbalanço no sistema. Ele é calculado com base na relação entre a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa e a de sequência positiva na frequência fundamental. Além disso, as magnitudes das tensões eficazes de linha – Vab, Vbc e Vca – também são utilizadas para quantificar o impacto do desequilíbrio. Outro parâmetro importante é o FD95%, que representa o valor do FD que foi excedido em apenas 5% das 1008 medições válidas, sendo um indicativo da persistência do problema ao longo do tempo.

A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão é:

Equação 1 - Expressão para cálculo do FD segundo o Prodist

$$FD = \frac{V_-}{V_+} 100$$

Fonte: ANEEL, 2020.

Alternativamente, pode-se utilizar a expressão a seguir, que conduz a resultados em consonância com a formulação anterior:

Equação 2 - Fórmulas para cálculo do FD segundo o Prodist

$$FD = 100 \cdot \frac{\sqrt{|1 - \sqrt{3 - 6\beta}|}}{\sqrt{|1 + \sqrt{3 - 6\beta}|}}$$

$$\beta = \frac{Vab^4 + Vbc^4 + Vca^4}{(Vab^2 + Vbc^2 + Vca^2)^2}$$

Fonte: ANEEL, 2020.

O cálculo do fator de desequilíbrio pode ser realizado por meio de expressões matemáticas especificadas no PRODIST, mostrada nas equações 1 e 2, garantindo a uniformidade e precisão na análise desse fenômeno. As fórmulas utilizadas são padronizadas para assegurar que os resultados estejam alinhados com as normativas vigentes. Além disso, a ANEEL, 2020, estabelece limites máximos desejáveis para o desequilíbrio de tensão, com o objetivo de manter a confiabilidade do sistema elétrico. Esses limites, apresentados no PRODIST, são definidos para evitar impactos prejudiciais à rede e aos consumidores.

Tabela 1 - Limites para os desequilíbrios de tensão

Indicador	Tensão nominal	
	Vn ≤ 1,0 kV	1 kV < Vn < 230kV
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: ANEEL, 2020.

Os limites, descritos na tabela 1, correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

O controle do desequilíbrio de tensão é essencial para manter a qualidade da energia elétrica e reduzir os impactos operacionais e econômicos decorrentes desse fenômeno. A análise criteriosa e a implementação de soluções adequadas podem garantir um fornecimento de energia mais estável e confiável, em conformidade com as regulamentações da ANEEL.

3.2 TÉCNICAS DE COMPENSAÇÃO DO DESEQUILÍBRIO

Para mitigar o desequilíbrio de tensão, diferentes técnicas têm sido desenvolvidas. Autores como Lopes e Hatziargyriou (2017) destacam o uso de controladores baseados em dispositivos de eletrônica de potência como estratégias eficientes. Outro procedimento é a utilização de geradores com controle ativo de potência, que podem injetar ou absorver potência reativa para equilibrar as tensões.

Uma técnica comumente adotada é o uso de filtros ativos de potência, que ajudam a corrigir desequilíbrios ao mesmo tempo em que eliminam harmônicos indesejados. Segundo Mohan, Undeland e Robbins (2019), essa abordagem oferece maior flexibilidade e eficiência em redes com cargas não lineares.

Outra solução é a redistribuição das cargas no sistema. Gönen (2020) afirma que a reconfiguração da rede de distribuição pode minimizar os desequilíbrios sem a necessidade de grandes investimentos em equipamentos adicionais, sendo uma alternativa econômica para concessionárias.

Além disso, a utilização de sistemas de armazenamento de energia, como baterias, é uma técnica emergente no contexto de redes inteligentes. Glover, Sarma e Overbye (2020) defendem que esses sistemas, quando integrados a controladores avançados, podem rapidamente compensar desequilíbrios de tensão, especialmente em redes com alta penetração de fontes renováveis.

No contexto da geração distribuída, Lopes e Hatziargyriou (2017) destacam a importância de inversores inteligentes, que podem ajustar dinamicamente a injeção desequilibrada de potência ativa e reativa. Essa tecnologia tem se mostrado segura em microrredes e sistemas híbridos, melhorando o equilíbrio e a qualidade da energia. Essa abordagem permite compensar diferenças de carga entre as fases, reduzindo variações de tensão. Esse método é eficaz principalmente em sistemas onde o desequilíbrio é causado por cargas monofásicas não distribuídas uniformemente. Geradores síncronos e inversores trifásicos de sistemas fotovoltaicos são exemplos de dispositivos capazes de realizar essa compensação. Essa tecnologia tem se mostrado segura em microrredes e sistemas híbridos, melhorando o equilíbrio e a qualidade da energia. Além da injeção desequilibrada de potência ativa, a compensação de potência reativa pode ser utilizada como estratégia de mitigação do desequilíbrio de tensão. Alguns geradores, como os síncronos e inversores avançados, possuem a capacidade de fornecer ou absorver potência reativa de forma seletiva em cada fase. Esse mecanismo pode ser

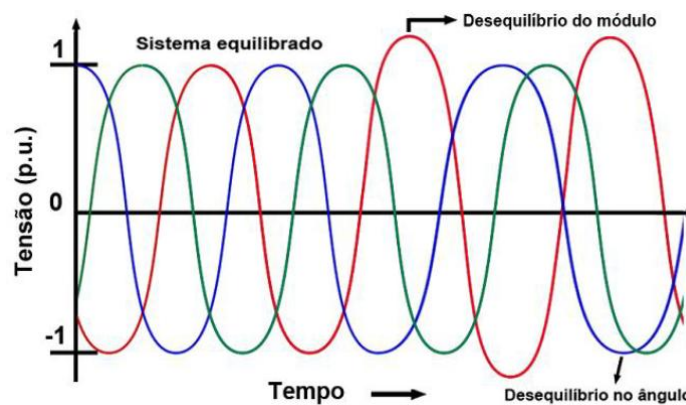
explorado para corrigir diferenças de tensão fase a fase, melhorando a simetria do sistema e reduzindo os impactos negativos sobre a qualidade da energia.

Enfim, Góes e Silva (2020) enfatizam o papel dos algoritmos baseados em inteligência artificial na compensação de desequilíbrios. Eles ilustram como métodos de aprendizado de máquina podem ser aplicados para prever desequilíbrios e ajustar os controles de forma proativa, aumentando a eficiência geral do sistema elétrico.

3.3 MODELAGEM DO SISTEMA: MODELAGEM DE UM SISTEMA ELÉTRICO COM UMA BARRA SUJEITA A DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

A modelagem do sistema elétrico é a primeira etapa para o estudo do desequilíbrio de tensão. A barra selecionada para o estudo será modelada dentro de um sistema de distribuição de energia, que pode ser representado por um sistema de equações diferenciais ou de diferenças, dependendo da análise contínua ou discreta. Nesse contexto, um sistema elétrico com barras pode ser modelado utilizando o método de fluxo de potência (Power Flow), em que as tensões nas barras e a potência ativa e reativa injetadas em cada barra são calculadas iterativamente. Segundo Glover, Sarma e Overbye (2020), a modelagem de sistemas elétricos requer uma representação precisa das barras e geradores, considerando variáveis como a impedância da linha, a potência consumida, e a tensão da barra central. Observa-se na figura 1, como a barra sujeita a desequilíbrio de tensão será modelada de maneira a introduzir uma variação nos parâmetros de tensão, simulando uma falha ou distúrbio que pode ocorrer devido a flutuações na carga ou em defeitos em equipamentos de transmissão.

Figura 1 - Representação do sistema elétrico com barra sujeita a desequilíbrio de tensão



Fonte: GONÇALVES; HOLANDA; ALCANIZ, 2012.

3.4 DESENVOLVIMENTO DE CONTROLE: IMPLEMENTAÇÃO DE UMA ESTRATÉGIA DE CONTROLE ATIVA PARA O GERADOR

Alguns dos métodos para a compensação do desequilíbrio de tensão seria, o desenvolvimento e a implementação de uma estratégia de controle ativo para o gerador. O controle ativo pode ser baseado em técnicas de controle vetorial, onde a potência ativa e reativa fornecida pelo gerador são ajustadas dinamicamente em resposta às variações de tensão. Segundo Mohan, Undeland e Robbins (2019), o controle ativo de geradores tem como objetivo minimizar as flutuações de tensão, ajustando a produção de energia de forma que mantenha a estabilidade do sistema. A estratégia pode envolver algoritmos como o controle proporcional-integral-derivativo (PID) ou métodos mais avançados, como controle preditivo, dependendo da complexidade do sistema.

Após a implementação do controle ativo, o próximo passo é utilizar um simulador, como o MATLAB associado ao OpenDSS, para executar simulações que imitam as condições do sistema real. O simulador possibilita a análise detalhada do impacto das ações do gerador sobre o desequilíbrio de tensão na barra. Utilizando o modelo IEEE 123 barras, por exemplo, é possível simular não apenas o efeito do controle ativo no equilíbrio de tensão, mas também observar como ele afeta a distribuição da potência ativa e reativa no sistema. Segundo Zhang et al. (2019), a utilização de simuladores permite que diferentes cenários de desequilíbrio sejam testados, otimizando as estratégias de compensação antes da aplicação em ambientes reais. Além disso, as simulações permitem avaliar o desempenho do gerador em termos de estabilidade, eficiência e capacidade de resposta a variações rápidas na carga.

3.5 O USO DE SIMULADORES NA GRADUAÇÃO

Diante do conteúdo discutido, o entendimento dos conceitos de geração de energia e controle de potência em sistemas elétricos requer não apenas uma compreensão teórica sólida, mas a capacidade de aplicar esses conhecimentos em cenários práticos. Os simuladores, como o MATLAB associado ao OpenDSS, oferecem uma plataforma influente para a modelagem e análise de sistemas elétricos, permitindo simular comportamentos e cenários que seriam difíceis ou impossíveis de reproduzir em um laboratório convencional.

Segundo Góes e Silva (2020), softwares como o MATLAB e OpenDSS são ferramentas potentes para a formação de Engenheiros Eletricistas, pois eles oferecem a capacidade de

realizar simulações detalhadas de sistemas complexos, como o modelo IEEE 34 barras que é amplamente utilizado para redes de média tensão e como o modelo IEEE 123 barras, que pode ser utilizado para estudar redes de distribuição em grande escala. O uso dessas ferramentas proporciona uma compreensão imersiva de fenômenos como a dinâmica de fluxo de potência, a análise de estabilidade e a interação entre a potência ativa e reativa, como alguns dos temas discutidos nos itens anteriores.

Embora haja divergências quanto à eficácia de simuladores em substituir a experiência prática, é amplamente aceito que sua utilização pode complementar o ensino tradicional, proporcionando uma compreensão mais rica e prática dos conceitos teóricos.

4 METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho baseia-se no uso de simuladores para a análise e implementação de soluções para problemas relacionados ao desequilíbrio de tensão em sistemas elétricos. O uso de simuladores permite a replicação de condições reais de operação, proporcionando um ambiente controlado para testar e validar estratégias de controle antes de sua aplicação em sistemas físicos. De acordo com Góes e Silva (2020), os simuladores, como o MATLAB e o OpenDSS, são ferramentas úteis na engenharia elétrica, pois permitem aos pesquisadores realizar simulações detalhadas de sistemas complexos, proporcionando uma compreensão mais profunda dos fenômenos estudados e possibilitando ajustes em tempo real para otimizar os resultados obtidos.

4.1 ANÁLISE DE RESULTADOS: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA SOLUÇÃO NA ESTABILIDADE E QUALIDADE DA ENERGIA DO SISTEMA

Com as simulações concluídas, a última etapa envolve a análise dos resultados obtidos, focando especialmente nos impactos da compensação de tensão realizada pelo gerador na qualidade e estabilidade da energia do sistema. O estudo da estabilidade envolve a avaliação da resposta do sistema às variações de tensão ao longo do tempo e a análise de como o gerador compensa essas variações.

Já a análise da qualidade da energia envolve o estudo de parâmetros como os níveis de tensão e as flutuações de potência. De acordo com Hughes (2019), a compensação de desequilíbrio de tensão deve ser monitorada quanto ao impacto na eficiência energética, e

qualquer melhoria na estabilidade deve ser balanceada com possíveis custos de operação. A avaliação inclui a verificação da eficácia do controle ativo na redução de falhas e distúrbios que possam surgir no sistema.

4.2 INTEGRAÇÃO ENTRE MATLAB E OPENDSS PARA ANÁLISE DE SISTEMA ELÉTRICO

A crescente demanda por estudos de qualidade de energia e impacto da geração distribuída em sistemas de distribuição motivou o desenvolvimento de ferramentas computacionais que permitem simulações avançadas. Entre essas ferramentas, destacam-se o OpenDSS (Open Distribution System Simulator) e o MATLAB, que, quando utilizados de forma integrada, oferecem um ambiente poderoso para análise e otimização de redes elétricas.

O OpenDSS é um software desenvolvido pela Electric Power Research Institute (EPRI) para modelagem e simulação de sistemas de distribuição. Ele é baseado em análise fasorial e permite estudos detalhados de fluxo de potência, análise de harmônicos, simulação de geração distribuída e qualidade de energia.

As principais vantagens do OpenDSS incluem:

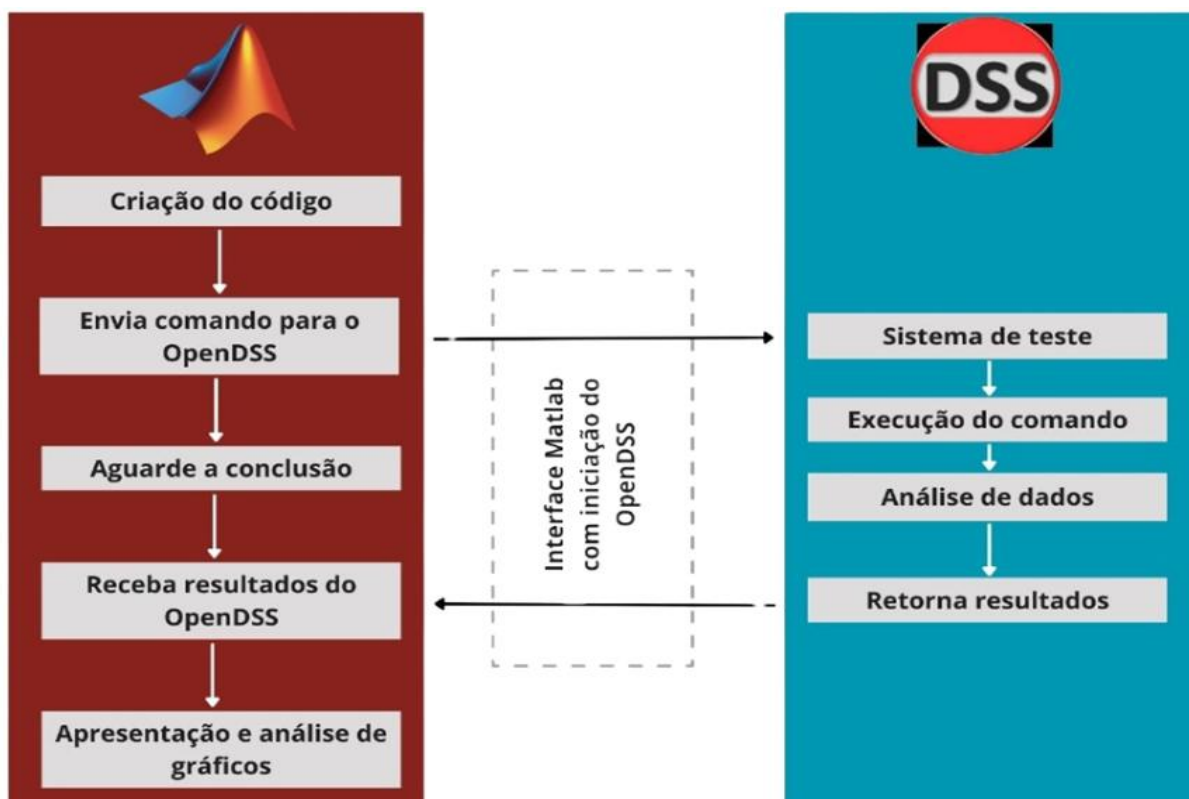
- Capacidade de simular redes desequilibradas e com grande quantidade de elementos;
- Suporte para geração distribuída, permitindo avaliar o impacto de fontes renováveis na rede;
- Compatibilidade com outras ferramentas, como MATLAB;
- Simulação de diferentes condições operacionais, como variações de carga ao longo do tempo.

O MATLAB é uma ferramenta amplamente utilizada para processamento de dados, análise numérica e otimização. Sua interface com o OpenDSS possibilita a automação de processos complexos, como:

- Execução de múltiplas simulações para análise probabilística;
- Otimização de parâmetros elétricos usando algoritmos avançados;
- Processamento e visualização de dados para interpretação dos resultados de simulações elétricas.

A integração entre MATLAB e OpenDSS é um recurso que permite que o MATLAB envie comandos para o OpenDSS e receba os resultados das simulações. Conforme pode ser observado na figura 2, os passos do fluxo básico de comunicação entre essas ferramentas.

Figura 2 - Fluxo de integração entre MATLAB e OpenDSS



Fonte: Elaboração Própria.

A combinação dessas ferramentas é utilizada em diversas aplicações, incluindo:

- Estudos de fluxo de potência probabilístico, permitindo avaliar incertezas na operação do sistema;
- Análise do impacto da geração distribuída nos índices de qualidade da energia, como o desequilíbrio de tensão;
- Otimização do despacho de geração distribuída para minimizar perdas no sistema;
- Avaliação de estratégias de mitigação de desequilíbrio de tensão, utilizando controle de potência ativa e reativa.

A integração do MATLAB com o OpenDSS possibilita análises avançadas para planejamento e operação de sistemas de distribuição, combinando a flexibilidade e poder computacional do MATLAB com as capacidades de modelagem do OpenDSS.

4.3 CÓDIGO MATLAB

O código foi desenvolvido em MATLAB para integrar-se ao OpenDSS, permitindo simulações avançadas em sistemas de distribuição elétrica. Este programa automatiza a análise de desequilíbrio de tensão e fator de desequilíbrio (FD) em barramentos, considerando diferentes cenários de carga e geração distribuída (GD). A escolha do ambiente OpenDSS deve-se à sua robustez na modelagem de redes de distribuição e à compatibilidade com algoritmos iterativos.

O código permite realizar análises iterativas para equilibrar as potências das fases, verificar o comportamento das tensões em diferentes barramentos e calcular o Fator de Desequilíbrio (FD), essencial para avaliar a qualidade da energia fornecida.

O código desenvolvido automatiza a análise de redes de distribuição elétrica, permitindo ajustar as potências de GD para minimizar o desequilíbrio entre as fases e garantir que as tensões nos barramentos permaneçam dentro dos limites normativos. Os gráficos e tabelas gerados oferecem informações detalhadas para avaliar a qualidade da energia e identificar melhorias necessárias no sistema. O código completo pode ser visto e analisado no Apêndice A.

4.3.1 Estrutura Geral do Código

O script segue uma estrutura lógica organizada em várias etapas, descritas a seguir:

- Seleção e inicialização do sistema: O usuário escolhe o arquivo. dss correspondente ao caso de estudo e inicia a conexão com o OpenDSS.
- Simulação de cargas e geração distribuída: Configura-se a curva de carga e a potência dos geradores distribuídos em kW, considerando o valor total da carga do sistema. A alocação da GD é realizada em barramentos estratégicos.
- Cálculo dos índices de desempenho: São calculados os fatores de desequilíbrio (FD) e tensões por fase, considerando as condições do sistema.
- Classificação e análise dos resultados: Classificam-se os barramentos em tensões adequadas, precárias ou críticas e avaliam-se as alterações de potência dos geradores.

A seguir, seções do código são explicadas.

4.3.1.1 Inicialização e Seleção do Arquivo

O sistema elétrico é configurado com base em arquivos *.dss que definem as características da rede de distribuição. Após carregar o arquivo de caso, o OpenDSS é inicializado, e os parâmetros gerais do sistema, como cargas e tensões, são configurados.

```
clear all; clc % Limpa todas as variáveis da memória e a janela de comando
% % % PARA SELECIONAR O ARQUIVO DE TESTE
% cd .. % SOBE UM NÍVEL
cd casos %ENTRO NA PASTA DE CASOS [arquivo,pasta] = uigetfile('*.dss'); % Permite... ao usuário escolher um arquivo do
OpenDSS
cd .. % Retorna ao diretório anterior cd scripts % Volta para a pasta de scripts

% INICIALIZAR OPENDSS

[DSSStartOK, DSSObj, DSSText] = DSSStartup; % Inicializa a comunicação com o OpenDSS DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;
% Define a referência para o circuito ativo DSSText.Command = ['compile (' pasta arquivo ')']; % Compila o sistema elétrico...
carregado
DSSText.Command = ['solve']; % Resolve o fluxo de potência inicial
```

O sistema elétrico é configurado com base em arquivos *.dss que definem as características da rede de distribuição. Após carregar o arquivo de caso, o OpenDSS é inicializado, e os parâmetros gerais do sistema, como cargas e tensões, são configurados.

Nesta seção, o usuário seleciona o arquivo .dss correspondente ao sistema a ser estudado. O script utiliza a função *uigetfile* do MATLAB para permitir a escolha interativa do caso e inicializa a conexão com o OpenDSS. O comando *compile* carrega o sistema no OpenDSS. Logo após de compilado resolve o fluxo de potência inicial.

4.3.1.2 Definição de Parâmetros e Curva de Carga

```
fprintf('O sistema tem uma carga total de %.0f[kW]\n',-DSSCircuit.TotalPower(1))
potencia maximaGD = input('Potência em kW da GD: '); % Define a potência da GD
qualeraoFD = inf;
atualFD = 200;

curvacarga = [0.580 0.610 0.620 0.650 0.720 0.850 1.010 0.810 0.870 0.900 ...
1.000 1.020 1.100 1.030 0.950 0.930 0.960 1.130 1.300 1.350 ...
1.400 1.420 1.340 1.230 ]; % Curva de carga ao longo do dia
contadoriterra = 0;

clear potencias_GD todosFD
tensoesbarraescolhida = [];
```

Aqui, mostra a carga total do sistema e o usuário insere a potência nominal da geração distribuída (em kW), assim o código define a curva de carga horária que será usada para simulação ao longo do dia.

4.3.1.3 Seleção da Barra para Instalação da GD

```

aux=1;
nomesbarras = DSSCircuit.AllBusNames;
nomesnos = DSSCircuit.AllNodeNames;
while aux > 0
    fprintf('Selecione uma barra para instalar sua GD:\n')
    for l=1:size(nomesbarras,1)
        DSSCircuit.SetActiveBus(nomesbarras{l});
        distancias(l) = DSSCircuit.ActiveBus.Distance;
        basePU(l) = DSSCircuit.ActiveBus.kVbase;
        fprintf('%s (%d)',nomesbarras{l},DSSCircuit.ActiveBus.NumNodes)
        if ~mod(l,5)
            fprintf('\n')
        else
            fprintf('\t\t')
        end
    end
    fprintf('\n')
    barraselecionada = input('Barra selecionada: ','s');

    if nnz(strcmpi({barraselecionada},nomesbarras))
        DSSCircuit.SetActiveBus(barraselecionada);
        if (DSSCircuit.ActiveBus.NumNodes == 3) % Verifica se a barra é trifásica
            barraselecionada = find(strcmpi({barraselecionada},nomesbarras));
            break;
        end
    end
end
end
end

```

O código exibe todos os barramentos disponíveis no sistema, indicando o número de fases de cada um. Como o algoritmo opera exclusivamente com barramentos trifásicos, o usuário deve selecionar uma dessas opções trifásicas para a instalação da GD. Além disso, o código calcula e armazena as distâncias dos barramentos em relação à subestação e suas respectivas tensões base, garantindo uma escolha estratégica para a injeção de potência.

4.3.1.4 Instalação da Geração Distribuída

```

for K=1:3
    declara_gerador = ['new generator.gerador' num2str(K) ' phases=1 kvar=[0] ' ...
        'bus1=' nomesbarras{barraselecionada} '.' num2str(K) ' ' ...
        'kv=' num2str(basePU(barraselecionada)/sqrt(3)) ' ' ...
        'kw=' num2str(potencias_GD(end,K)*potenciamaximaGD) ' '];
    DSSText.Command = [declara_gerador];
end

```

A geração distribuída é configurada no barramento escolhido, utilizando comandos do OpenDSS para definir parâmetros como tensão, potência e fases conectadas. Não havendo uma definição quanto ao tipo de geração utilizada, opta-se pela utilização da geração configurada como gerador.

4.3.1.5 Cálculo do Fator de Desequilíbrio (FD)

O FD é calculado utilizando as tensões de linha Vab, Vbc, Vca. A fórmula utilizada para o cálculo segue os padrões normativos da Equação 2 citado acima.

Para compreender melhor o impacto do fator de desequilíbrio, é necessário analisarmos o parâmetro beta, utilizado no cálculo desse fator. A seguir, é apresentado o código correspondente:

```
Vab = Va - Vb;
Vbc = Vb - Vc;
Vca = Vc - Va;
Vab_mod = abs(Vab);
Vbc_mod = abs(Vbc);
Vca_mod = abs(Vca);
beta = (Vab_mod^4 + Vbc_mod^4 + Vca_mod^4) / ((Vab_mod^2 + ...
Vbc_mod^2 + Vca_mod^2)^2);
FD_percent(J) = 100 * sqrt(abs(1 - sqrt(3 - 6*beta)) / abs(1 + sqrt(3 - 6*beta)));
end
```

O fator de desequilíbrio é calculado com base nas tensões fase-fase. A fórmula considera os módulos das tensões e é aplicada a cada barramento com três fases conectadas, descartando barramentos monofásicos ou bifásicos.

4.3.1.6 Classificação dos Barramentos

As tensões nos barramentos são classificadas em três categorias conforme a tabela 2.

Tabela 2 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: ANEEL, 2020.

A seguir, apresentamos o código correspondente:

```
status_tensao = zeros(size(nomesbarras, 1), 3);
status_tensao((TL >= 0.95 * TR & TL <= 1.05 * TR)) = 1; % Adequada
status_tensao(((TL >= 0.90 * TR & TL < 0.95 * TR) | (TL > 1.05 * TR & TL <= 1.07 * TR))) = 2; % Precária
status_tensao((TL < 0.90 * TR | TL > 1.07 * TR)) = 3; % Crítica
```

Os barramentos são classificados como adequados, precários ou críticos, com base nas faixas de tensão em p.u. definidas. Esta avaliação é importante para identificar se a instalação da GD melhora ou agrava as condições de operação da rede.

4.3.1.7 Visualização dos Resultados

O código apresenta diversas formas de visualizar os resultados para facilitar a análise e interpretação dos dados. A seguir, é explicado as principais partes responsáveis pela visualização gráfica dos resultados.

- Impressão dos resultados no terminal;

```
fprintf('O sistema tem uma carga total de %.0f[kW]\n',-DSSCircuit.TotalPower(1))
fprintf('Quantidade de barramentos com tensões adequadas: %d\n', num_adequadas);
fprintf('Quantidade de barramentos com tensões precárias: %d\n', num_precarias);
fprintf('Quantidade de barramentos com tensões críticas: %d\n', num_criticas);
fprintf('Processo finalizado após %d mudanças de potência entre fases com FD médio de %.2f%%\n', ...
    size(todosFD,1)-1, mean(todosFD(end-1,:)))
fprintf('Divisão de potências entre fases de PA=%.2f[kW], PB=%.2f[kW] e PC=%.2f[kW]\n', ...
    potencias_GD(end-1,1)*potenciamaximaGD, ...
    potencias_GD(end-1,2)*potenciamaximaGD, ...
    potencias_GD(end-1,3)*potenciamaximaGD)
```

O código apresenta no terminal a carga total do sistema antes da injeção da geração distribuída (GD), permitindo uma referência inicial para análise do impacto da GD. Além disso, exibe a classificação das tensões nos barramentos analisados, indicando se estão dentro dos limites adequados, precários ou críticos, conforme os critérios normativos. Também informa o número de iterações necessárias até a convergência do fator de desequilíbrio de tensão (FD), demonstrando a eficácia do ajuste realizado ao longo do processo. Por fim, apresenta a divisão final da potência ativa entre as três fases, evidenciando como a potência foi distribuída para minimizar os desequilíbrios e melhorar a estabilidade da rede.

- Gráfico das Tensões nos Barramentos;

```
subplot(2,2,1)
[~,aux]=sort(distancias);
nomeslinhas = DSSCircuit.Lines.AllNames;
for K=1:size(nomeslinhas,1)
    DSSCircuit.SetActiveElement(['Line.' nomeslinhas{K}]);
    barras = DSSCircuit.ActiveElement.BusName;
    barra1 = strsplit(barras{1},'.'); barra1 = barra1{1};
    barra2 = strsplit(barras{2},'.'); barra2 = barra2{1};
    barra1=find(strcmpi(barra1,nomesbarras));
    barra2=find(strcmpi(barra2,nomesbarras));
```

```

cores = {'r'},{'g'},{'b'};
for l=1:3
    legendados(l)=plot(distancias([barra1 barra2]), ...
        [abs(tensoesPUporbarra(barra1,l)) abs(tensoesPUporbarra(barra2,l))], ...
        ['- ' cores{l}], 'linewidth',2);
    hold on
end
end
end

```

O código gera um gráfico do perfil da tensão ao longo dos barramentos do sistema, utilizando diferentes cores para identificar cada fase: vermelho para a fase A, verde para a fase B e azul para a fase C. Além disso, considera a distância dos barramentos em relação à subestação, permitindo uma visualização clara do impacto da injeção de potência desequilibrada na regulação de tensão ao longo da rede.

- Gráfico da Evolução da Tensão na Barra Escolhida;

```

subplot(2,2,2)
TPU=plot(tensoesbarraescolhida(1:end-1,1),'ro-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2; hold on
TPU=plot(tensoesbarraescolhida(1:end-1,2),'go-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2;
TPU=plot(tensoesbarraescolhida(1:end-1,3),'bo-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2;
xlabel('Iteração')
ylabel(sprintf('Tensão na \nbarra escolhida (pu)'))
legend('A','B','C','location','northwest')

```

O código exibe a evolução da tensão ao longo das iterações na barra selecionada para injeção de GD, permitindo avaliar seu impacto na estabilidade da tensão. Cada fase é representada por uma cor distinta, facilitando a identificação de possíveis melhorias ou agravamentos no equilíbrio da rede.

- Gráfico do Ângulo de Defasagem entre as Fases;

```

subplot(2,2,3)
TPU=plot(abs(angulos(1:end-1,1)-angulos(1:end-1,2)),'yo-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2; hold on
TPU=plot(angulos(1:end-1,2)+360-abs(angulos(1:end-1,3)),'co-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2;
TPU=plot(abs(angulos(1:end-1,3)-angulos(1:end-1,1)),'mo-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2;
xlabel('Iteração')
ylabel(sprintf('Ângulo entre fases na \nbarra escolhida (°)'))
legend('AB','BC','CA','location','northwest')

```

O código monitora a defasagem entre as tensões das fases para avaliar a estabilidade da rede, identificando oscilações e possíveis desequilíbrios angulares. Além disso, demonstra a influência da GD na fase selecionada, permitindo analisar seu impacto no sistema elétrico.

- Gráfico do FD;

```
subplot(2,2,4)
plot(transpose(todosFD(1:end-1,2:end))); hold on
FDL(1)=plot(transpose(todosFD(1,2:end)),'r','linewidth',2);
FDL(2)=plot(transpose(todosFD(end-1,2:end)),'b','linewidth',2);
xlabel('Hora do dia')
ylabel(sprintf('Fator de desequilíbrio na \nbarra escolhida (%%)'))
legend(FDL,'Original','Otimizado','location','northwest')
```

O código exibe a evolução do fator de desequilíbrio ao longo do tempo, comparando o sistema original com a versão otimizada após a injeção de GD. Dessa forma, permite verificar se a GD contribui para a melhoria do equilíbrio entre as fases.

Por fim, durante o desenvolvimento do código, foram enfrentados desafios como: integração MATLAB-OpenDSS; Ajustes para garantir a comunicação adequada entre os dois ambientes e complexidade das simulações: Gerenciamento da precisão dos cálculos e convergência.

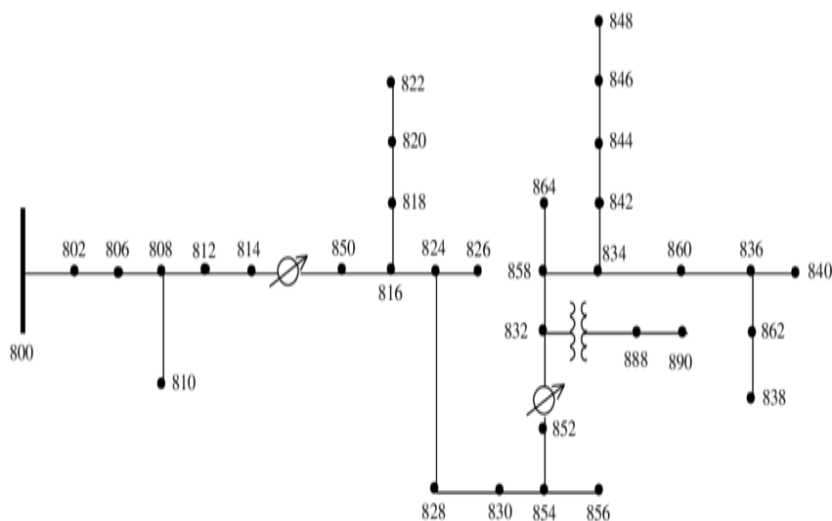
5 RESULTADOS

Após a realizar todas as simulações, os resultados obtidos demonstraram de forma clara o impacto da variação dos parâmetros considerados no desempenho do sistema, especialmente no fator de desequilíbrio de tensão em diferentes barramentos, mostrado abaixo.

5.1 CASO IEEE 34

O sistema IEEE 34 é uma rede de distribuição de média tensão desenvolvida pelo *IEEE Power and Energy Society* e faz parte de um conjunto de alimentadores testes padronizados. Esse modelo é amplamente utilizado em pesquisas e aplicações técnicas voltadas para a análise, o planejamento e a operação de redes elétricas de distribuição. Sua estrutura é caracterizada por uma topologia radial, o que impõe desafios comuns a sistemas reais, como desbalanceamento de cargas, variação de tensão e longas distâncias de transmissão. Essas particularidades tornam o IEEE 34, representado na figura 3, uma escolha apropriada para estudos que avaliam os impactos da Geração Distribuída (GD) nos índices de desequilíbrio de tensão, especialmente em redes extensas e sujeitas a variações operacionais.

Figura 3 - Topologia do alimentador do sistema de barramento IEEE 34



Fonte: SAMAAN, N.; ELIZONDO, M.; VYAKARANAM, B.; LU, N, 2018.

A escolha desse sistema para a presente pesquisa se justifica por sua configuração naturalmente desbalanceada, o que permite investigar como a GD pode atuar tanto na amplificação quanto na mitigação de desequilíbrios preexistentes. Além disso, seu extenso comprimento destaca os efeitos da variação de tensão ao longo da rede, tornando possível um estudo mais detalhado sobre a influência da injeção de potência na regulação de tensão. O modelo também conta com bancos de capacitores e reguladores de tensão, elementos que interagem diretamente com a potência injetada pelos geradores e possibilitam avaliar estratégias de mitigação desses impactos. Outro aspecto relevante é a viabilidade da modelagem computacional do IEEE 34, permitindo simulações eficientes em plataformas como OpenDSS e MATLAB, amplamente utilizadas para estudos de estabilidade e qualidade da energia.

Para quantificar os efeitos da GD nos índices de desequilíbrio de tensão, o sistema foi modelado em um ambiente de simulação, adotando uma abordagem probabilística para determinar limites operacionais e possíveis estratégias de mitigação. A metodologia aplicada baseou-se na injeção progressiva de potência em barramentos trifásicos estratégicos, escolhidos conforme sua localização na rede e impacto na estabilidade do sistema. O barramento 812 foi escolhido por sua posição estratégica na rede, permitindo analisar os efeitos da injeção assimétrica de potência na estabilidade da tensão e no fator de desequilíbrio; a injeção de GD nesse ponto possibilita avaliar se a geração distribuída contribui para mitigar ou intensificar o desvio de tensão entre fases, esse barramento está localizado em uma região onde a variação de tensão ao longo da rede é significativa, influenciando diretamente a operação dos reguladores

de tensão e a redistribuição dos fluxos de potência. E o barramento 858, situado em uma região com cargas elevadas e presença de dispositivos reguladores, foi selecionado para avaliar a interação da potência injetada com os mecanismos de controle da rede, foi analisado para compreender os efeitos da GD em pontos mais distantes da subestação, onde as variações de tensão tendem a ser mais acentuadas e quais efeitos o regulador de tensão pode trazer.

A análise desses barramentos revelou como a injeção progressiva de potência afeta o perfil de tensão, o equilíbrio entre fases e o desempenho geral da rede. Os resultados obtidos indicam que a GD pode contribuir para uma melhor regulação da tensão e redução das perdas elétricas, desde que a potência injetada seja distribuída de forma balanceada entre as fases. No entanto, sem um controle adequado, a GD pode intensificar os desequilíbrios de tensão e comprometer a qualidade da energia. Assim, a simulação do IEEE 34 permitiu não apenas verificar os benefícios da GD para a estabilidade do sistema, mas também identificar cenários críticos, reforçando a necessidade de estratégias de controle eficientes para garantir uma operação segura e confiável da rede elétrica.

5.1.1 Barramento 812

O barramento 812 no sistema IEEE 34 foi escolhido para análise devido ao seu comportamento crítico em relação à estabilidade da tensão e ao desequilíbrio de fases. Esse ponto da rede apresenta particularidades que o tornam relevante para a avaliação dos impactos da geração distribuída (GD).

A topologia do IEEE 34 já impõe desafios naturais, como o longo percurso das linhas de distribuição, a presença de cargas desbalanceadas e a variação de tensão ao longo do alimentador. O barramento 812, localizado em uma posição intermediária da rede, sofre diretamente com as oscilações na tensão causadas pela variação da carga e pela influência de dispositivos reguladores. Dessa forma, a escolha desse ponto permite analisar como a injeção de potência em um barramento com tais características pode impactar o equilíbrio da rede.

Ao injetar potência ativa no barramento 812, observa-se um efeito direto na redistribuição do fluxo de potência, influenciando a estabilidade do sistema. Se a injeção for realizada de maneira desequilibrada, pode-se intensificar a assimetria de tensões entre as fases, levando a um aumento no fator de desequilíbrio de tensão (FD) e possivelmente ultrapassando os limites regulatórios estabelecidos pelo Prodist. No entanto, se a potência for distribuída estrategicamente, é possível minimizar as oscilações e melhorar a regulação da tensão na rede.

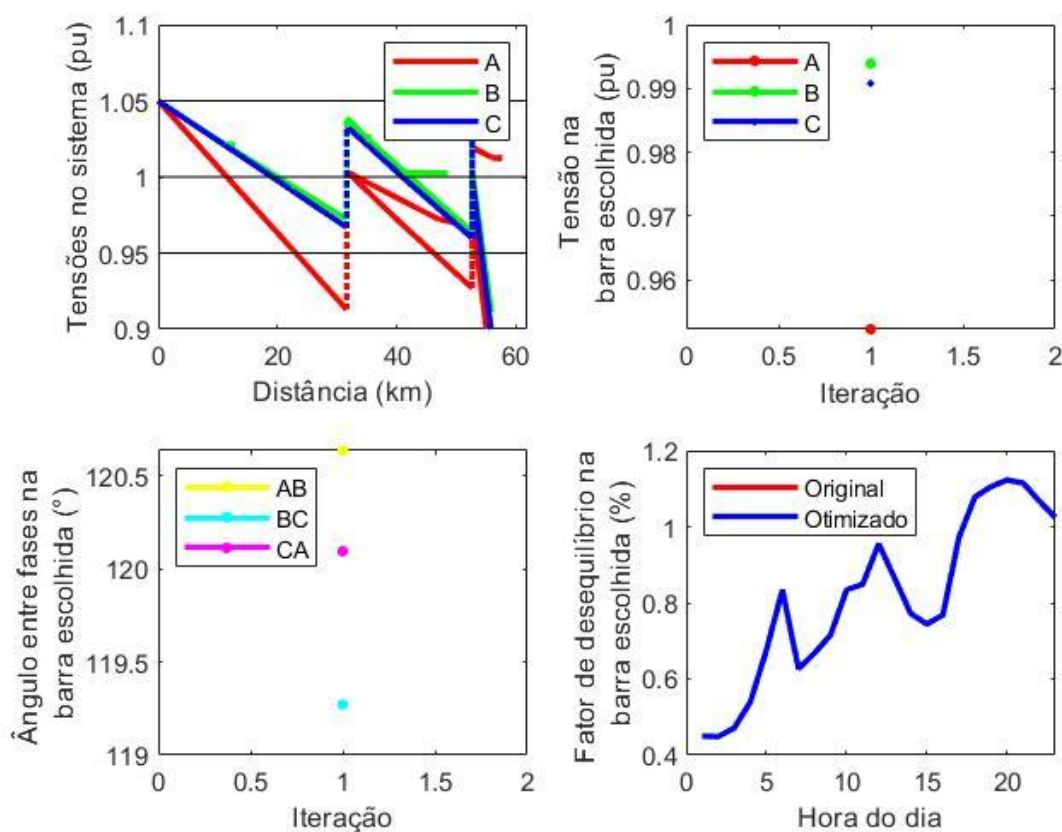
Além disso, a análise do barramento 812 permite identificar como a GD pode interagir com os dispositivos reguladores de tensão e bancos de capacitores presentes na rede. Esses elementos podem compensar parcialmente os efeitos adversos da injeção de potência, mas, dependendo da magnitude e do desbalanceamento da GD, também podem ser sobrecarregados, prejudicando a estabilidade do sistema.

Portanto, o estudo do barramento 812 no IEEE 34 possibilitou uma avaliação detalhada do impacto da GD em um ponto sensível da rede, destacando a importância de um planejamento adequado para evitar desequilíbrios excessivos.

5.1.1.1 Barramento 812 sem Injeção de Potência

A análise da barra 812 do sistema IEEE 34 sem injeção de potência revela aspectos fundamentais do comportamento da rede em condições naturais de operação. Como mostrado nos gráficos, da figura 4, a tensão ao longo dos barramentos apresenta variações significativas devido à característica radial do alimentador, onde há uma tendência de queda de tensão à medida que a distância da subestação aumenta. Esse comportamento é esperado, pois o IEEE 34 possui um longo percurso de distribuição e carga distribuída de forma não uniforme.

Figura 4 - Barramento 812 sem injeção de potência



Fonte: Elaboração Própria.

No gráfico superior esquerdo, observa-se que as tensões nas três fases (A, B e C) não são perfeitamente equilibradas, indicando a presença de desequilíbrio natural da rede. Esse fenômeno ocorre devido à assimetria das cargas conectadas ao sistema, além da influência de transformadores e dispositivos reguladores de tensão. A diferença entre as fases sugere que, sem a presença de geração distribuída, já há um fator de desequilíbrio de tensão (FD) relevante, que pode ser ampliado ou mitigado dependendo da estratégia adotada para a injeção de potência.

No gráfico superior direito, a variação da tensão na barra 812 ao longo das iterações é apresentada. As três fases apresentam valores distintos, reforçando a necessidade de um controle adequado da injeção de potência para minimizar o impacto sobre o equilíbrio do sistema.

Já o gráfico inferior esquerdo exibe os ângulos entre as fases, mostrando que há pequenas oscilações na defasagem angular, o que pode impactar a estabilidade da rede em determinadas condições operacionais. Esse fator deve ser considerado ao planejar a inserção de geração distribuída, pois qualquer variação significativa na defasagem pode afetar equipamentos sensíveis conectados ao sistema.

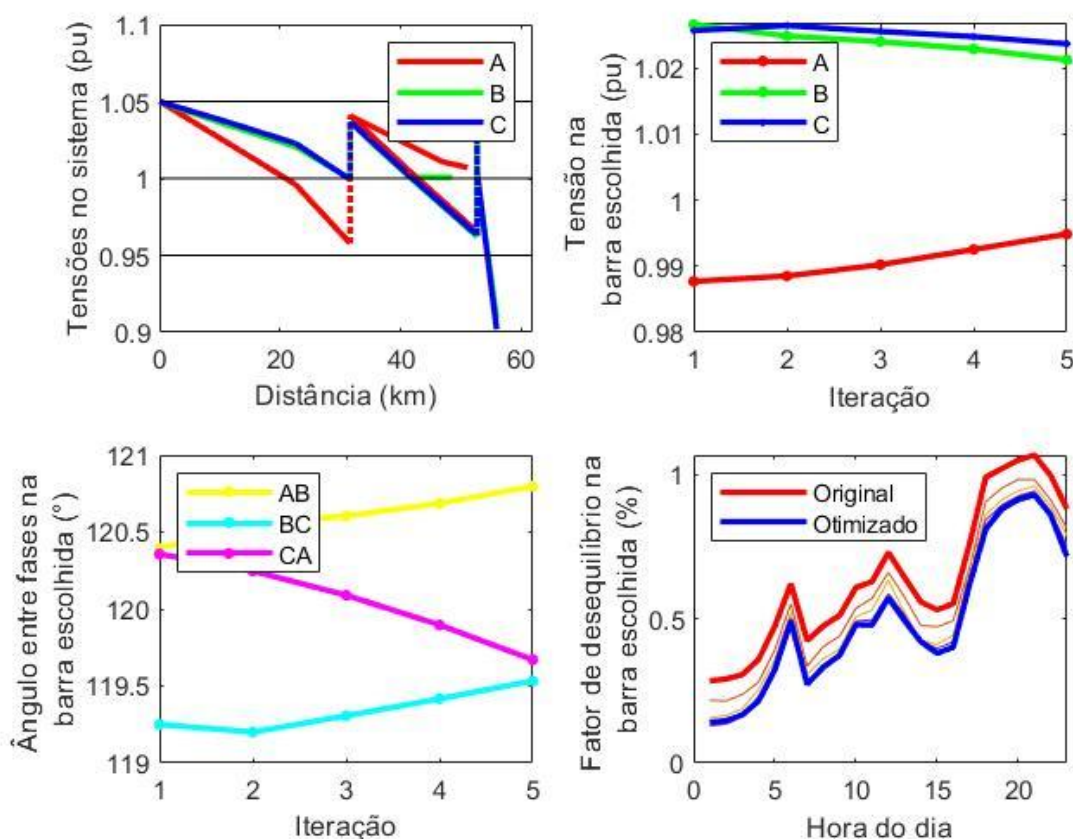
Por fim, o gráfico inferior direito apresenta o fator de desequilíbrio de tensão (%) ao longo do dia. Como não há injeção de potência ativa, os valores apresentados refletem o comportamento natural da rede em resposta às variações de carga e regulação da tensão. Nota-se que há momentos em que o FD% se eleva, demonstrando que o sistema pode enfrentar desequilíbrios relevantes mesmo sem geração distribuída.

Dessa forma, a análise da barra 812 sem injeção de potência destaca a necessidade de estratégias de controle eficientes para minimizar os impactos do desequilíbrio de tensão. A introdução da GD pode atuar como um fator de correção ou agravar as assimetrias já existentes, dependendo de como a potência ativa for distribuída entre as fases.

5.1.1.2 Barramento 812 com Potência Injetada de 500 KW

A injeção de 500 kW, equivalente a 25% da carga total do sistema de aproximadamente 2 MW, no barramento 812 do sistema IEEE 34 alterou significativamente o comportamento da rede, conforme ilustrado nos gráficos. Os resultados indicam mudanças na regulação da tensão, no fator de desequilíbrio e na defasagem angular entre fases, demonstrando o impacto direto da geração distribuída (GD) na estabilidade do sistema. Conforme figura 5.

Figura 5 - Barramento 812 com injeção de potência 500 kW



Fonte: Elaboração Própria.

No gráfico superior direito, observa-se que a tensão na barra 812 aumentou nas três fases após a injeção da potência ativa. A fase A apresentou maior variação, partindo de um nível inferior e se aproximando das fases B e C ao longo das iterações. Esse comportamento sugere que a potência injetada ajudou a mitigar quedas de tensão, mas não eliminou completamente as diferenças entre as fases.

No gráfico superior esquerdo, a injeção de potência influenciou a distribuição das tensões ao longo do sistema. Embora tenha melhorado a regulação em determinados pontos, as diferenças entre as fases ainda são perceptíveis, reforçando a necessidade de controle mais refinado da potência injetada para reduzir assimetrias.

O gráfico inferior esquerdo mostra a variação do ângulo entre as fases ao longo das iterações. Nota-se que houve um leve ajuste na defasagem, especialmente entre as fases CA e BC, evidenciando que a inserção de GD impacta diretamente a estabilidade angular da rede. A

tendência de convergência sugere que a potência ativa foi redistribuída entre as fases, mas ainda há pequenas oscilações que podem indicar necessidade de compensação reativa.

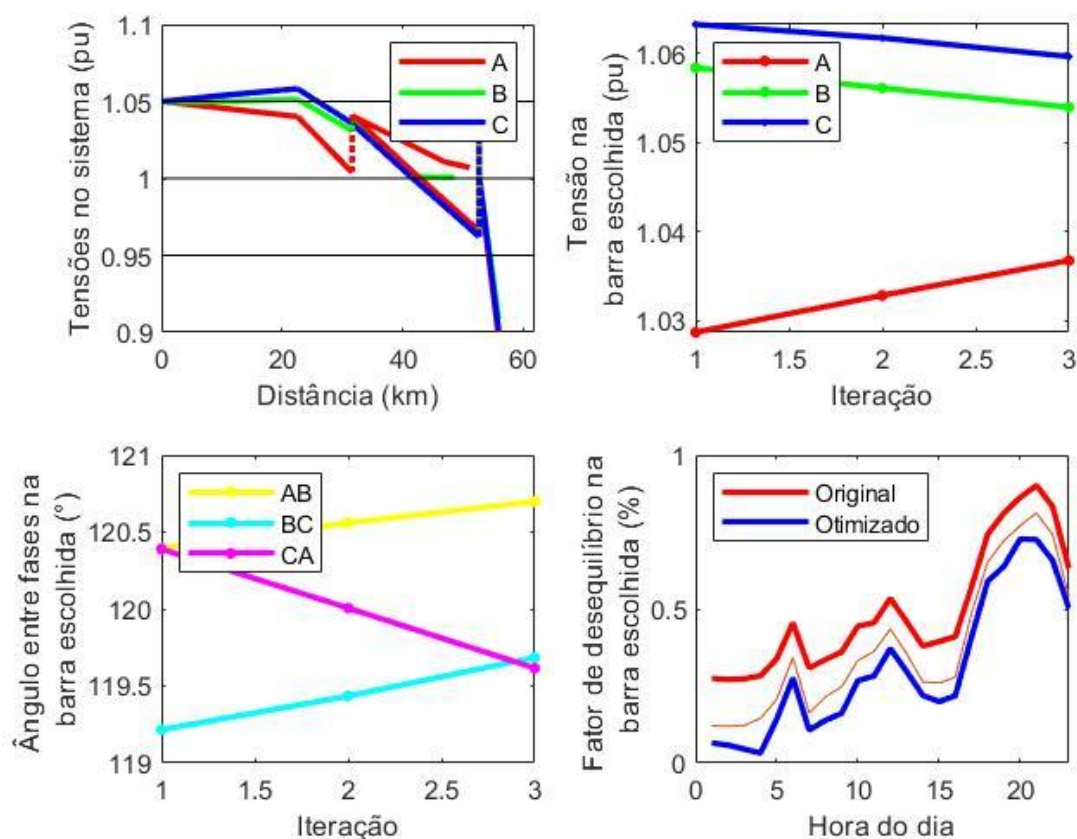
O gráfico inferior direito compara o fator de desequilíbrio (%) ao longo do dia antes e depois da otimização. A curva otimizada (em azul) apresenta valores menores em relação ao sistema original (em vermelho), demonstrando que a injeção de 500 kW contribuiu para a redução do desbalanceamento de tensão. No entanto, em alguns períodos do dia, ainda há picos de desequilíbrio, indicando que a potência injetada deve ser acompanhada por estratégias de controle dinâmico para garantir melhor qualidade da energia.

Os resultados mostram que a injeção de 500 kW no barramento 812 trouxe benefícios para a regulação da tensão e ajudou a reduzir o fator de desequilíbrio, mas os impactos na defasagem angular indicam que o controle da potência reativa também deve ser considerado. A estratégia de injeção precisa ser ajustada para minimizar as diferenças entre fases e melhorar a estabilidade do sistema, reforçando a importância de uma abordagem integrada entre potência ativa e reativa na geração distribuída.

5.1.1.3 Barramento 812 com Potência Injetada de 1000 KW

A injeção de 1000 kW, equivalente a 50% da carga total do sistema de aproximadamente 2 MW, no barramento 812 do sistema IEEE 34 impactou significativamente a operação da rede, promovendo alterações expressivas nos perfis de tensão, fator de desequilíbrio e ângulos entre fases. A análise gráfica demonstra os efeitos da potência injetada, ressaltando os desafios e benefícios dessa operação em um sistema de distribuição. Conforme figura 6.

Figura 6 - Barramento 812 com injeção de potência 1000 kW



Fonte: Elaboração Própria.

No gráfico superior direito, percebe-se um aumento mais expressivo na tensão da barra 812 em todas as fases. A fase C apresenta uma elevação mais acentuada, enquanto a fase A continua com um comportamento distinto, evidenciando um certo desbalanço entre as fases. Essa variação indica que a injeção elevada de potência ativa pode beneficiar a regulação da tensão, mas também criar novas assimetrias se não houver compensação adequada.

No gráfico superior esquerdo, observa-se que a injeção de potência influenciou diretamente a distribuição das tensões ao longo da rede, aumentando os valores médios em diversos pontos. No entanto, diferenças entre fases ainda são visíveis, apontando que a injeção elevada pode exacerbar discrepâncias de tensão em algumas partes do sistema.

O gráfico inferior esquerdo mostra uma variação mais intensa na defasagem angular entre as fases, indicando que o desequilíbrio angular foi ampliado com o aumento da potência injetada. A fase CA, em particular, sofreu um deslocamento mais pronunciado, demonstrando

que o aumento da potência ativa sem um controle adequado de potência reativa pode afetar a estabilidade do sistema.

O gráfico inferior direito apresenta o fator de desequilíbrio ao longo do dia, comparando os valores originais e otimizados. Embora a curva otimizada (azul) mostre melhoria em relação ao sistema original, observa-se um aumento geral no nível médio do fator de desequilíbrio, especialmente em períodos de maior demanda. Isso sugere que, apesar da injeção de potência ter ajudado na regulação da tensão, a magnitude elevada pode ter acentuado o desequilíbrio entre fases.

A análise dos resultados para o barramento 812 demonstra que a injeção de potência ativa impacta diretamente a regulação da tensão, porém, quando elevada a 1000 kW, acentua o desequilíbrio de fases e a defasagem angular, exigindo compensação da potência reativa para minimizar efeitos adversos. Comparando diferentes níveis de injeção, verificou-se que 500 kW apresenta um melhor equilíbrio entre melhoria na regulação da tensão e controle do fator de desequilíbrio, reduzindo oscilações e garantindo um impacto menos agressivo na estabilidade da rede. Dessa forma, a potência ideal para injeção no barramento 812 situa-se em 500 kW, pois proporciona benefícios à qualidade da energia sem comprometer a operação do sistema.

5.1.2 Barramento 858

O barramento 858 desempenha um papel estratégico dentro do sistema IEEE 34, sendo um ponto intermediário do alimentador onde ocorrem variações significativas de tensão e interações com dispositivos reguladores e cargas distribuídas. Sua localização dentro da rede elétrica faz com que seja um ponto crítico para análises relacionadas à regulação de tensão, injeção de potência da geração distribuída (GD) e qualidade da energia elétrica.

Uma característica fundamental do barramento 858 é a presença de um transformador próximo, que influencia o comportamento da tensão e a distribuição da potência reativa na rede. Além disso, por estar em uma região intermediária do sistema, ele sofre influência direta tanto da alimentação da subestação quanto do consumo das cargas mais distantes, tornando-se um ponto ideal para avaliar a propagação de variações de tensão ao longo do alimentador.

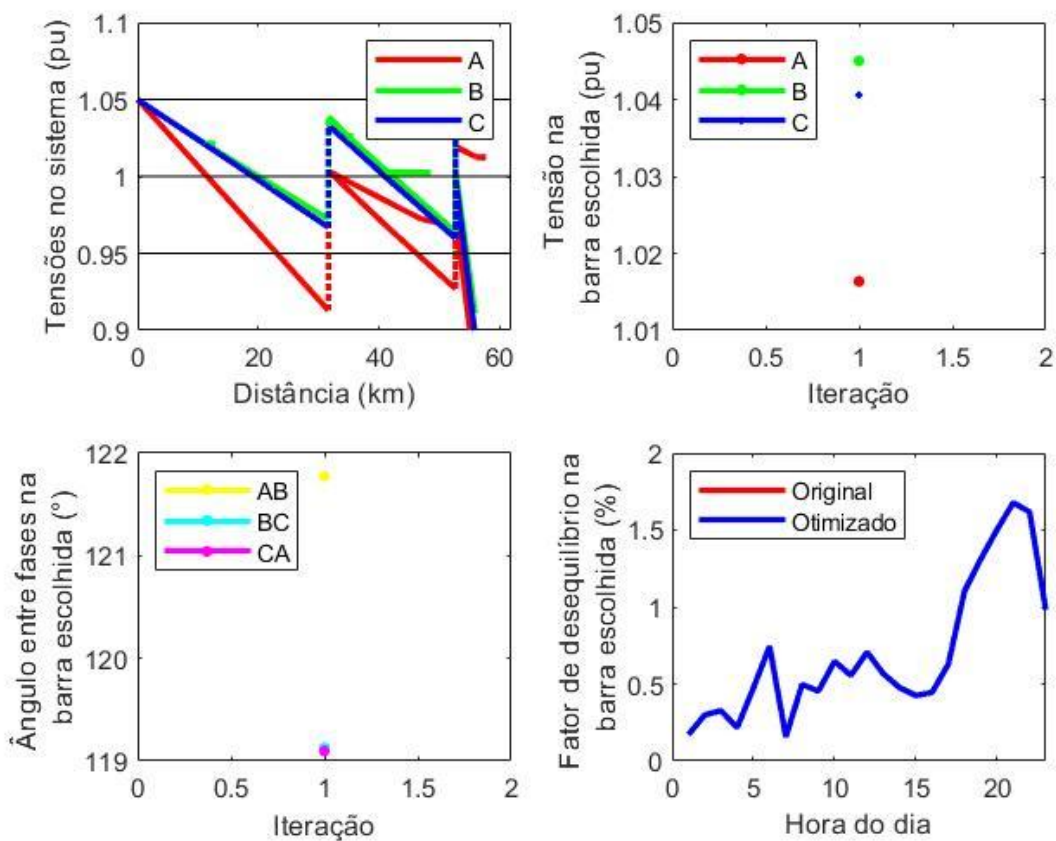
A injeção de geração distribuída no barramento 858 pode trazer impactos positivos para a operação do sistema. Ao fornecer potência ativa localmente, a GD pode reduzir as perdas elétricas e aliviar o fluxo de potência proveniente da subestação, melhorando a eficiência da distribuição. Além disso, a compensação da potência reativa pode contribuir para a melhoria do

fator de potência e da regulação de tensão na rede. No entanto, a distribuição assimétrica das cargas e a configuração do sistema podem levar ao aumento do desequilíbrio de tensão, caso a GD não seja controlada adequadamente.

5.1.2.1 Barramento 858 sem Injeção de Potência

A análise do barramento 858 sem injeção de potência (0 kW) permite avaliar o comportamento do sistema sem a influência da geração distribuída (GD), considerando apenas a demanda de carga e o perfil de tensão ao longo do alimentador. Os resultados demonstram que, sem GD, a rede opera de forma passiva, dependendo apenas dos dispositivos reguladores já instalados e do perfil das cargas conectadas. Conforme figura 7.

Figura 7 - Barramento 858 sem injeção de potência



Fonte: Elaboração Própria.

O primeiro gráfico apresenta a variação de tensão ao longo da rede, evidenciando uma queda progressiva conforme a distância da subestação aumenta. No barramento 858, essa queda se torna mais acentuada devido às perdas elétricas e à alta concentração de carga nesse ponto da rede.

O segundo gráfico, que acompanha a tensão no barramento ao longo das iterações, não apresenta variações expressivas. Isso ocorre porque, sem a injeção de GD, a tensão é determinada apenas pelo carregamento do sistema e pelos controles passivos existentes. A ausência de uma fonte externa de potência impede ajustes dinâmicos na tensão ao longo das iterações.

No terceiro gráfico, observa-se o ângulo entre fases, que se mantém próximo de 120° , indicando uma defasagem angular estável. Sem a injeção de potência ativa ou reativa, não há perturbações que alterem significativamente a defasagem entre as fases.

O último gráfico mostra a evolução do fator de desequilíbrio de tensão ao longo do dia, evidenciando um aumento gradual. Esse crescimento é consequência das variações na demanda das cargas monofásicas distribuídas, que criam assimetrias e impactam diretamente o balanço entre as fases. Sem GD, não há um mecanismo ativo para compensar esse desequilíbrio, fazendo com que ele se amplifique ao longo do tempo.

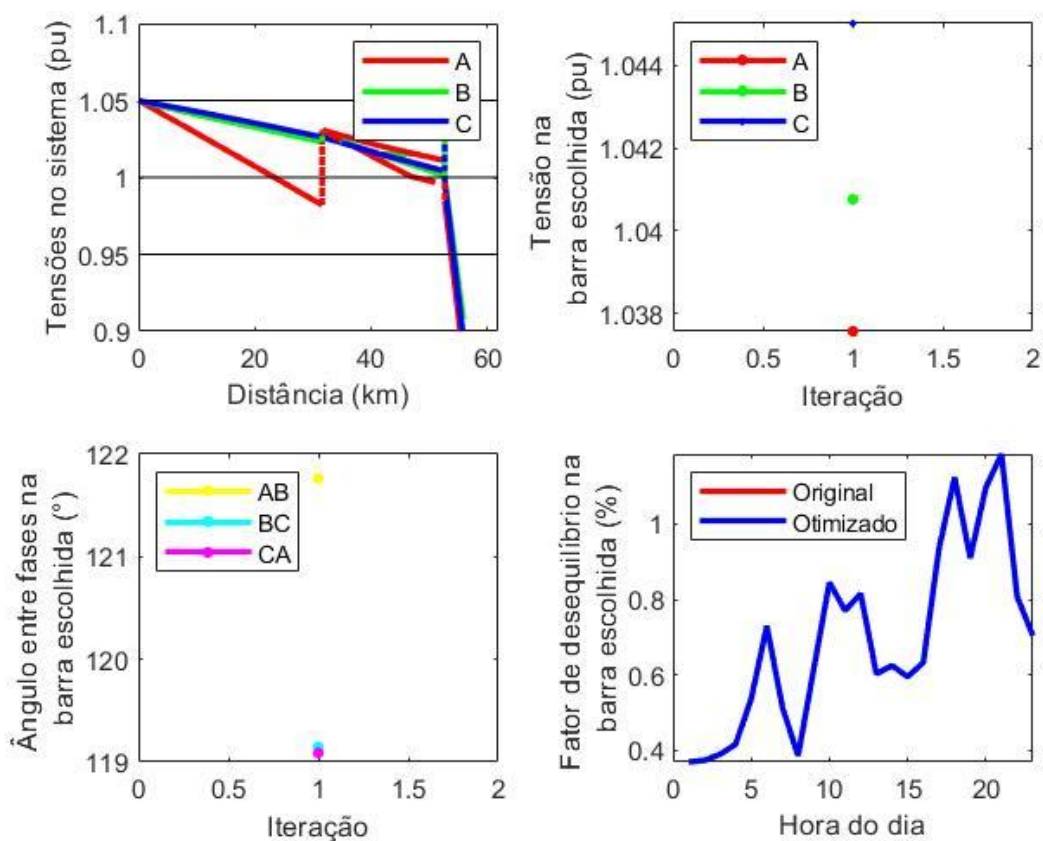
A ausência de GD no barramento 858 resulta em quedas de tensão mais significativas e um aumento progressivo do fator de desequilíbrio. O comportamento estático dos gráficos reflete o fato de que, sem injeção de potência, a rede permanece em um estado passivo, onde os parâmetros elétricos são mantidos apenas pelos elementos fixos do sistema. Isso reforça o potencial da GD como um recurso estratégico, capaz de mitigar variações de tensão e melhorar a estabilidade do sistema. Estudos futuros podem aprofundar a análise dos impactos de diferentes níveis de GD na qualidade da energia e na eficiência da distribuição nesse barramento.

5.1.2.2 Barramento 858 com Potência Injetada de 500 KW

A injeção de 500 kW de geração distribuída (GD) no barramento 858, equivalente a 25% da carga total do sistema de aproximadamente 2 MW, impactou significativamente a regulação da tensão, reduzindo quedas e minimizando variações ao longo do alimentador, conforme ilustrado na Figura 8. Além disso, a GD contribuiu para a mitigação do desequilíbrio de tensão e a diminuição das perdas elétricas, promovendo maior estabilidade e eficiência na distribuição

de energia. No entanto, a análise demonstrou que os benefícios da injeção de GD foram limitados devido à presença de reguladores de tensão próximos ao ponto de injeção, os quais já atuam na compensação da queda de tensão ao longo do alimentador. Isso reduziu a necessidade de suporte adicional pela GD, tornando os ganhos na regulação de tensão pouco expressivos. Esse resultado evidencia que a localização da GD em relação aos dispositivos de controle da rede é um fator determinante para sua eficácia, destacando a importância de um planejamento estratégico na alocação da geração distribuída.

Figura 8 - Barramento 858 com injeção de potência 500 kW



Fonte: Elaboração Própria

A variação da tensão ao longo das iterações indicou um leve aumento nos níveis das fases A, B e C, mas sem alterações significativas que justifiquem um impacto relevante na estabilidade do sistema. Esse comportamento reforça que o regulador já desempenha um papel essencial na compensação da tensão, minimizando a influência da GD nesse contexto.

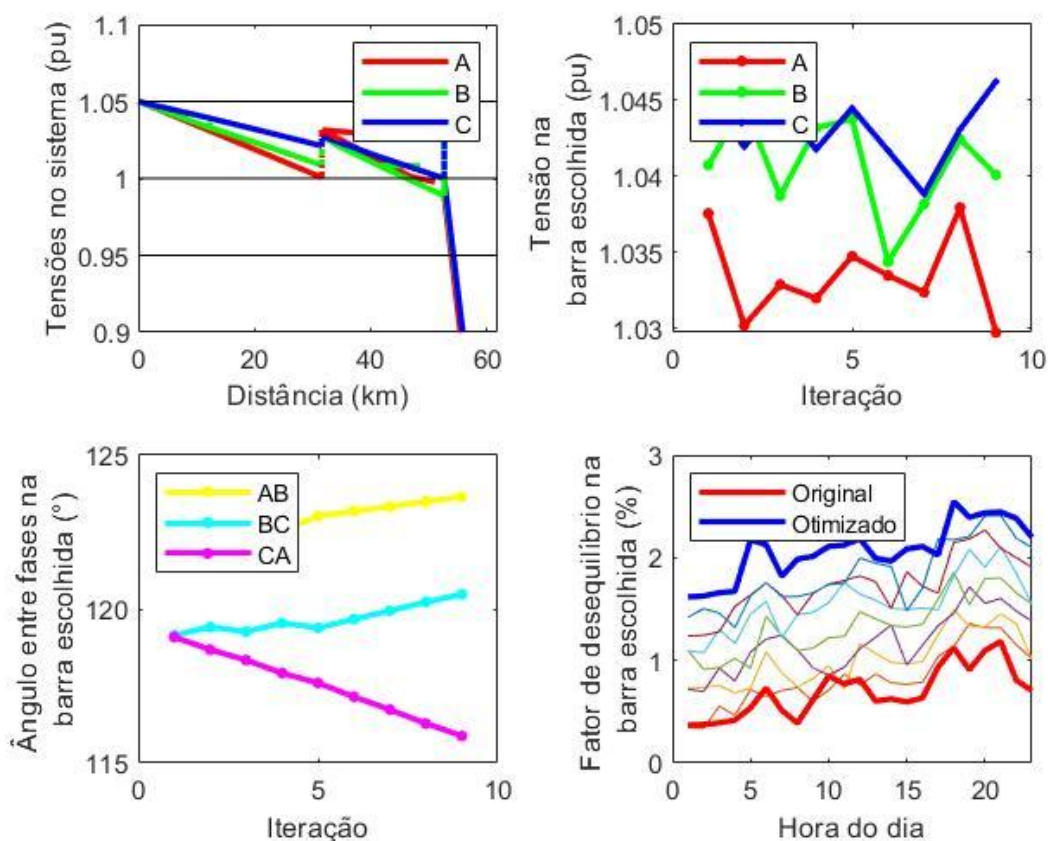
A análise do ângulo entre fases revelou pequenas variações, indicando que a injeção de potência ativa não comprometeu o equilíbrio angular do sistema. No entanto, o fator de desequilíbrio de tensão ao longo do dia permaneceu praticamente inalterado, confirmando que a GD, quando alocada após um regulador de tensão, não exerce um papel significativo na redução do desbalanço entre fases.

Portanto, este cenário deve ser considerado um contraexemplo para a alocação eficiente da GD, pois demonstra que inserir geração em locais onde já há compensação ativa pode resultar em ganhos limitados. Para otimizar o impacto da GD, é necessário um planejamento adequado que leve em conta a posição dos reguladores e o perfil de carga da rede, garantindo que a injeção de potência ocorra em pontos estratégicos onde seu efeito seja mais expressivo na estabilidade do sistema elétrico.

5.1.2.3 Barramento 858 com Potência Injetada de 500 KW, Deixando ter mais Iterações

A injeção de 500 kW de geração distribuída (GD) no barramento 858, equivalente a 25% da carga total do sistema, agora analisada com um maior número de iterações. Essa mudança evidenciou que, apesar da GD proporcionar suporte à tensão, sua eficácia pode ser limitada pela dinâmica do sistema e pela presença de reguladores de tensão. Com a remoção da restrição de convergência no código (comentando o `while` e descomentando o `for`, linha 60 e 61 do código), as oscilações na tensão e no ângulo entre fases se tornaram mais evidentes, indicando que a estabilidade da rede pode ser comprometida sem um controle adequado da potência injetada. Conforme figura 9.

Figura 9 - Barramento 858 com injeção de potência 500 kW deixando ter mais iterações



Fonte: Elaboração Própria.

Os resultados demonstraram que a variação da tensão na barra 858 apresentou flutuações mais acentuadas ao longo das iterações, contrastando com o comportamento mais estável observado anteriormente. Esse efeito evidencia que, ao permitir um número maior de ajustes automáticos, o sistema pode entrar em um regime de instabilidade, onde pequenas variações na potência injetada amplificam oscilações nos níveis de tensão. Além disso, a análise dos ângulos entre fases revelou um afastamento progressivo dos valores ideais de defasagem de 120° , indicando que a injeção de GD sem um balanceamento apropriado pode intensificar o desequilíbrio angular.

O fator de desequilíbrio de tensão ao longo do dia também apresentou um aumento mais expressivo neste cenário, demonstrando que a injeção de potência ativa, quando não acompanhada de um controle refinado da potência reativa, pode agravar as assimetrias entre fases. Embora a GD tenha contribuído para a melhoria dos níveis de tensão, a ausência de uma

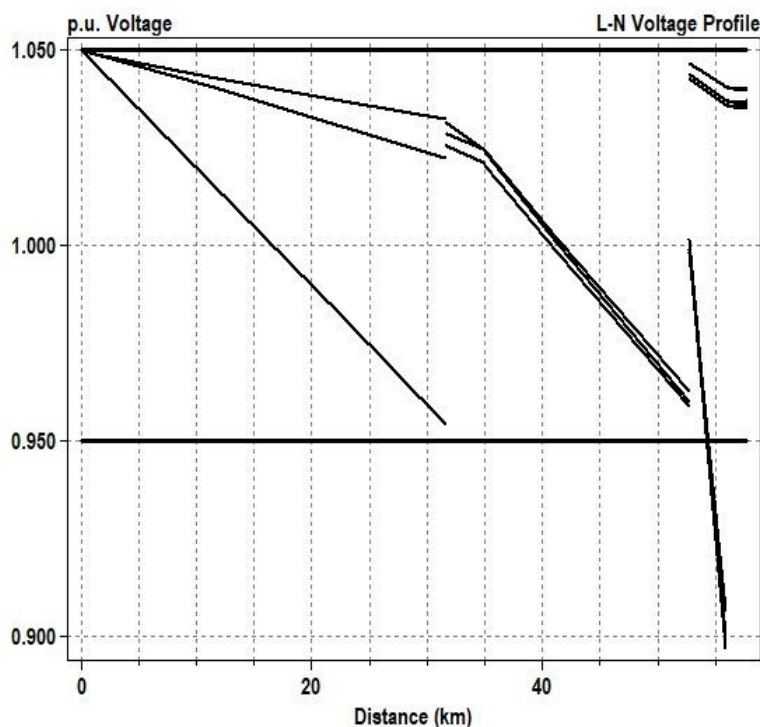
estratégia de compensação mais sofisticada fez com que o sistema permanecesse suscetível a oscilações e ao aumento do desequilíbrio.

Esse experimento reforça a importância de um planejamento criterioso na alocação da GD e na definição de estratégias de controle dinâmico. Apenas injetar potência no sistema não garante automaticamente melhorias na qualidade da energia, pois sua eficácia depende da interação com os dispositivos de regulação já presentes na rede. Dessa forma, fica evidente que a injeção de GD deve ser acompanhada de técnicas de controle ativo, visando otimizar a distribuição de potência entre as fases e minimizar impactos adversos na operação do sistema elétrico.

5.1.3 Comparação dos Cenários Avaliados no Caso IEEE 34

O caso base do IEEE 34, representado na figura 10, apresenta o perfil de tensão ao longo do alimentador sem a presença de geração distribuída (GD). Observa-se que a tensão decresce gradualmente à medida que a distância da subestação aumenta, sendo mais acentuada nos pontos mais distantes. Esse comportamento é típico de redes de distribuição radiais, onde as perdas elétricas e a demanda das cargas afetam diretamente a regulação da tensão. No entanto, os reguladores de tensão presentes na rede desempenham um papel fundamental na compensação das quedas, garantindo que os níveis de tensão permaneçam dentro dos limites operacionais estabelecidos.

Figura 10 - Caso IEEE 34 Normal



Fonte: SAMAAN, N.; ELIZONDO, M.; VYAKARANAM, B.; LU, N, 2018.

Ao comparar os barramentos 812 e 858 sob a influência da GD, fica evidente que a resposta do sistema à injeção de potência é fortemente influenciada pela presença desses reguladores. No barramento 812, que está localizado em uma região sem suporte direto desses dispositivos, a injeção de 500 kW se mostrou mais significativa reduzindo o desequilíbrio e 1000 kW resultou em um aumento significativo da tensão, reduzindo as quedas ao longo do alimentador. No entanto, essa injeção de potência de forma desequilibrada também agravou o fator de desequilíbrio e a defasagem angular entre fases, evidenciando a necessidade de estratégias complementares para controle da potência ativa e reativa.

Por outro lado, o barramento 858, que se encontra após a atuação dos reguladores, apresentou uma resposta limitada à GD. Mesmo com a injeção de 500 kW, equivalente a 25% da carga total do sistema (2 MW), os ganhos na regulação de tensão foram pouco expressivos. Isso ocorre porque os reguladores já atuam compensando a variação da tensão, minimizando a necessidade de suporte adicional pela GD. Dessa forma, a inserção de potência nesse ponto não

gerou impactos significativos na estabilidade da rede, pois a regulação já era realizada de forma eficiente pelos dispositivos automáticos.

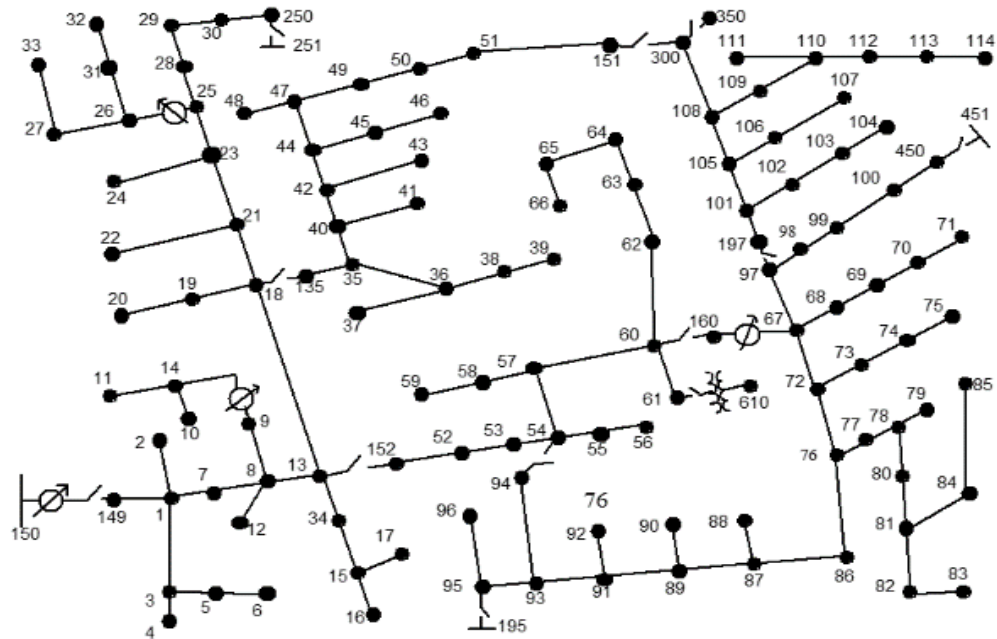
Essa comparação evidencia que a alocação estratégica da GD é essencial para maximizar seus benefícios. No barramento 812, a ausência de mecanismos automáticos de regulação permitiu que a GD contribuísse de forma ativa para a estabilidade da tensão, mas também apresentou desafios adicionais relacionados ao desequilíbrio entre fases. Já no barramento 858, a injeção de potência mostrou-se menos vantajosa, pois os reguladores já garantem a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites adequados.

Portanto, a decisão sobre onde alocar a GD deve levar em consideração a presença de reguladores e outros dispositivos de controle da rede. Para locais como o barramento 812, a implementação de estratégias de controle dinâmico da potência injetada pode ser necessária para mitigar os impactos negativos e melhorar o desempenho geral do sistema. Já para o barramento 858, a inserção de GD sem uma análise aprofundada pode resultar em impactos mínimos ou até mesmo desnecessários, visto que o papel da regulação já é desempenhado pelos equipamentos existentes.

5.2 CASO IEEE 123

O IEEE 123-Bus Test Feeder é um modelo de sistema de distribuição desenvolvido pelo IEEE Power and Energy Society (PES) com o objetivo de proporcionar um ambiente de simulação adequado para a análise de redes elétricas de distribuição. Esse sistema é amplamente utilizado em estudos acadêmicos e técnicos, pois representa uma rede de média tensão com características operacionais realistas, incluindo alimentadores longos, carga distribuída de forma não uniforme e a presença de dispositivos de regulação de tensão. Sua complexidade e estrutura, como mostra a figura 11, o tornam um caso de estudo ideal para a avaliação dos impactos da geração distribuída (GD) no equilíbrio da tensão e na estabilidade do sistema.

Figura 11 - Topologia do alimentador do sistema de barramento IEEE 123



Fonte: SAMAAN, N.; ELIZONDO, M.; VYAKARANAM, B.; LU, N, 2018.

A escolha do IEEE 123 para esta pesquisa fundamenta-se em sua estrutura diversificada e na presença de desequilíbrios naturais, tornando-o um ambiente adequado para a análise dos efeitos da GD. Além disso, sua configuração trifásica, bifásica e monofásica permite avaliar como a injeção de potência ativa e reativa afeta diferentes tipos de cargas ao longo da rede. Outro fator determinante para a utilização desse modelo é sua extensão considerável e a presença de dispositivos reguladores, que possibilitam estudar a interação entre GD e mecanismos de controle da rede elétrica, bem como testar estratégias para melhorar o desempenho do sistema diante da inserção de fontes descentralizadas de geração.

A metodologia adotada para a análise do IEEE 123 envolveu a modelagem da rede em uma ferramenta de simulação elétrica, permitindo a avaliação dos impactos da geração distribuída nos índices de desequilíbrio de tensão, na regulação de tensão e na qualidade do fornecimento de energia. Essa abordagem possibilitou a identificação dos limites operacionais do sistema e o desenvolvimento de estratégias de mitigação para minimizar os efeitos adversos da GD. Foram selecionados barramentos estratégicos para a análise da injeção de potência, considerando sua posição na rede e seu impacto na estabilidade da operação.

Foram escolhidos dois barramentos trifásicos no sistema IEEE 123, cada um representando um cenário distinto dentro da rede. O barramento 67, situado em uma região com reguladores de tensão, permitiu examinar a interação da potência gerada com os dispositivos de controle, verificando se há necessidade de ajustes operacionais para manter a qualidade da energia. Já o barramento 100, localizado em uma região mais distante da subestação, foi utilizado para avaliar o impacto da GD em pontos mais críticos da rede, onde as variações de tensão tendem a ser mais expressivas.

5.2.1 Barramento 67

A Barra 67 no sistema IEEE 123 é um ponto de interesse para análise dos impactos da Geração Distribuída (GD), especialmente no que diz respeito à variação de tensão, fator de desequilíbrio e influência na qualidade da energia.

O IEEE 123 é um sistema de distribuição que representa uma rede realista com diferentes níveis de carga, topologia complexa e diferentes configurações de fases. O Barramento 67 está situado em um ponto intermediário da rede e está conectado a outras barras importantes. Sua posição o torna relevante para estudos de propagação de perturbações, influência de GD e comportamento das tensões ao longo do sistema.

Características principais do Barramento 67:

- Está localizado após um regulador de tensão (o que pode afetar a resposta às injeções de GD).
- Possui conexão trifásica, permitindo avaliar desequilíbrios entre fases.
- Sofre influência das cargas adjacentes, o que pode modificar seu perfil de tensão.
- Próximo a cargas sensíveis e outros barramentos de interesse.

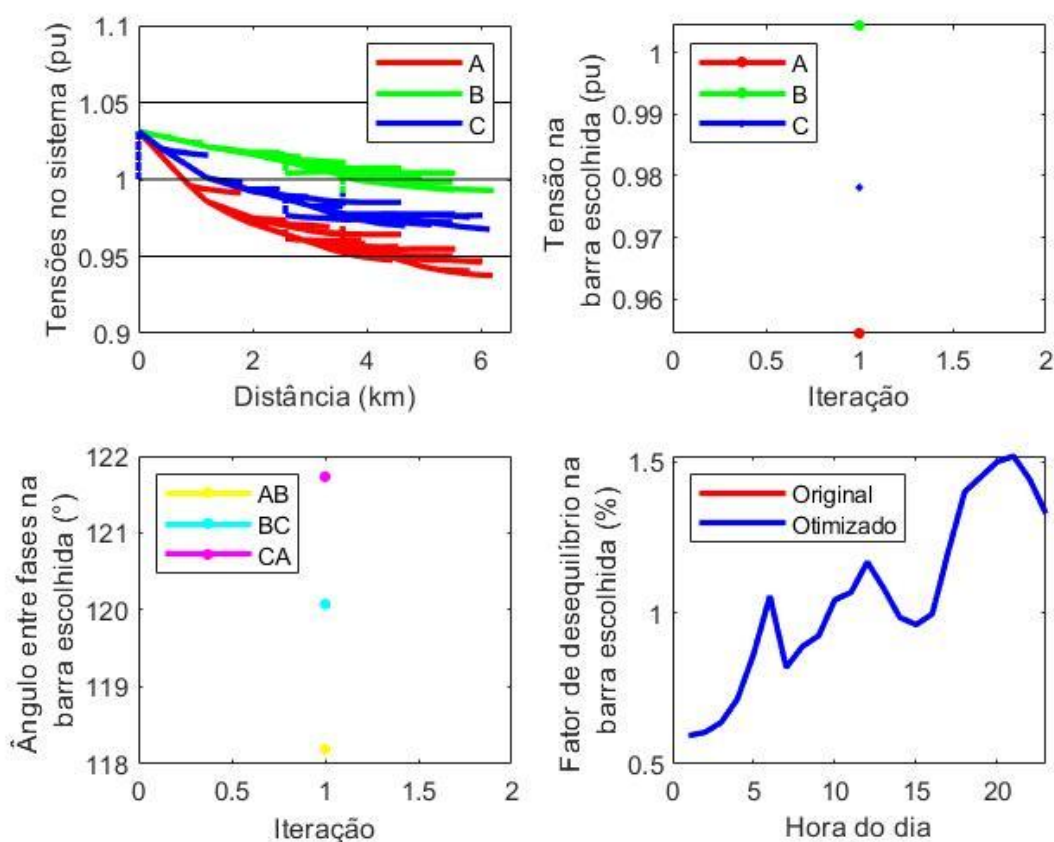
A Barra 67 é um ponto interessante para avaliar a interferência da GD na rede de distribuição. A análise detalhada de tensão, desequilíbrio e propagação dos efeitos auxiliará na compreensão do comportamento da rede sob diferentes cenários de injeção de potência.

5.2.1.1 Barramento 67 sem Potência Injetada

O Barramento 67, localizado em uma posição intermediária no sistema IEEE 123, é diretamente influenciado pelas cargas adjacentes e pela regulação de tensão da subestação. A análise sem a injeção de geração distribuída (GD) permite estabelecer um cenário de referência,

indicando como a rede se comporta em condições normais de operação, sem o suporte da GD para estabilização da tensão e mitigação de desequilíbrios. No entanto, a ausência de GD revela alguns malefícios operacionais, como quedas de tensão mais pronunciadas, aumento do fator de desequilíbrio e dependência exclusiva da regulação centralizada da subestação. Como mostrado na figura 12.

Figura 12 - Barramento 67 sem injeção de potência



Fonte: Elaboração Própria.

A análise do perfil de tensão ao longo do sistema, representada no primeiro gráfico, demonstra que a rede segue um comportamento típico de um alimentador de distribuição, apresentando variações de tensão ao longo da distância, influenciadas pelas cargas conectadas e pelas características físicas da rede. As tensões das fases A, B e C apresentam pequenos desequilíbrios naturais, que se acentuam com o aumento da distância da subestação. Além disso, observa-se uma tendência contínua de queda de tensão, indicando a presença de perdas elétricas no sistema, as quais poderiam ser minimizadas com a inserção de GD. Sem geração distribuída,

toda a carga da rede deve ser suprida pela subestação, o que sobrecarrega os reguladores de tensão e aumenta a necessidade de ajustes na infraestrutura de distribuição.

O segundo gráfico apresenta a variação da tensão na Barra 67 ao longo das iterações, evidenciando que os valores médios variam entre 0,96 e 0,99 pu. Apesar de permanecer dentro dos limites operacionais, esse desvio em relação ao ideal de 1,0 pu sugere que o barramento está dependente da regulação centralizada da subestação e da influência de cargas vizinhas, tornando-se vulnerável a oscilações inesperadas. Sem a presença de GD, a rede não conta com um suporte local para corrigir essas oscilações, o que pode comprometer a estabilidade da tensão durante períodos de maior demanda. A falta de um controle descentralizado de tensão também pode resultar em um maior desgaste dos equipamentos da rede, exigindo intervenções frequentes para compensação das variações.

A análise do terceiro gráfico, que avalia os ângulos entre as fases AB, BC e CA, mostra que os valores permanecem próximos de 120° , indicando que o sistema mantém um equilíbrio trifásico razoável, mas sem grandes correções dinâmicas. Pequenas variações nos ângulos são perceptíveis e podem ser explicadas pela assimetria natural das cargas no sistema, que, sem a presença da GD, não encontra mecanismos internos para reduzir as oscilações. Esse comportamento sugere que a ausência de GD aumenta a dependência da rede por compensações externas, como bancos de capacitores e reguladores de tensão, que operam de maneira reativa e nem sempre conseguem responder às oscilações da carga em tempo real.

Já o quarto gráfico, que apresenta a evolução do fator de desequilíbrio (FD) ao longo do dia, demonstra que a barra 67 atinge valores próximos de 1,5% em determinados momentos. Esse aumento no FD indica que há cargas desequilibradas afetando a tensão entre as fases, sem a presença da GD para compensar essas variações. Como consequência, a rede torna-se mais suscetível a distorções na qualidade da energia, podendo comprometer equipamentos industriais e sistemas sensíveis conectados à distribuição. Esse comportamento reforça a importância da geração distribuída para estabilizar a tensão entre fases e minimizar a assimetria da distribuição de carga.

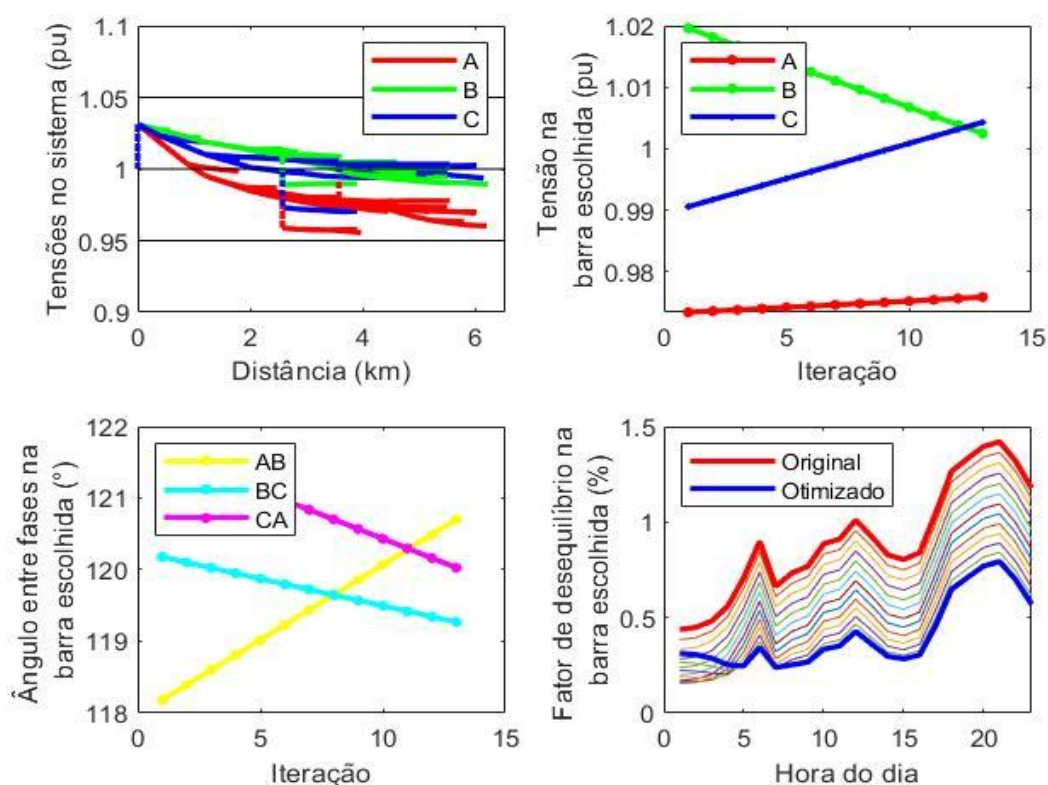
Entretanto, dois gráficos da análise não apresentaram resultados visíveis. Isso ocorre devido à estabilidade relativa do sistema sem GD, onde não há variações significativas nos parâmetros analisados. O gráfico de variação da tensão ao longo das iterações permanece estável porque, sem geração distribuída, não há novas fontes de potência ativa atuando no barramento, mantendo a tensão praticamente inalterada ao longo das iterações do modelo. Da mesma forma, o gráfico de ângulos entre fases não demonstra variações expressivas, pois a

ausência de GD faz com que o sistema opere dentro das condições estabelecidas pela subestação, sem interferências externas que causem oscilações no equilíbrio angular da rede. Esses resultados indicam que, sem GD, a rede mantém um comportamento estático, mas sem capacidade de responder dinamicamente às variações da carga e às flutuações da demanda, o que reforça a necessidade de um sistema de controle mais eficiente para garantir maior estabilidade operacional.

5.2.1.2 Barramento 67 com Potência Injetada de 500 kW

A injeção de 500 kW de geração distribuída (GD) no Barramento 67 do sistema IEEE 123, equivalente a 15% da carga total do sistema (3 MW), trouxe impactos significativos na estabilidade da tensão e no equilíbrio das fases, evidenciando os benefícios da GD na melhoria da qualidade da energia elétrica. A análise realizada, conforme pode ser observada na figura 13, busca compreender as variações nos perfis de tensão, o comportamento dos ângulos de fase e o fator de desequilíbrio ao longo do tempo, permitindo avaliar como a injeção de potência ativa pode otimizar o desempenho da rede.

Figura 13 - Barramento 67 com injeção de potência 500 kW



Fonte: Elaboração Própria.

A distribuição das tensões ao longo do sistema, conforme representado no primeiro gráfico, evidencia que a injeção de potência melhorou significativamente a regulação da tensão em comparação com a condição sem GD. Inicialmente, o sistema operava em uma situação de maior variação de tensão (linha vermelha), mas com as iterações e a adaptação da rede, os níveis de tensão se aproximaram gradualmente de 1 pu (linha azul), reduzindo as quedas ao longo do alimentador. Embora ainda haja pequenas variações entre as fases, o comportamento mais estável indica que a GD auxilia na manutenção das tensões dentro de limites seguros, diminuindo a necessidade de correções constantes pelos reguladores automáticos.

No segundo gráfico, que representa a variação da tensão na barra escolhida ao longo das iterações, observa-se um ajuste progressivo, com as tensões convergindo para uma faixa operacional entre 1,00 e 1,02 pu. Esse comportamento confirma que a GD está atuando positivamente na estabilização da tensão, reduzindo oscilações indesejadas. A fase B apresenta uma leve redução inicial, possivelmente devido à redistribuição de potência entre as fases

vizinhas, mas o sistema rapidamente se ajusta, mantendo os valores dentro dos padrões recomendados.

A evolução dos ângulos entre fases, mostrada no terceiro gráfico, reforça essa adaptação do sistema. Inicialmente, havia uma maior dispersão entre os ângulos, mas conforme a GD influencia o fluxo de potência reativa, os valores tendem a se aproximar dos 120° ideais, garantindo maior estabilidade no equilíbrio de fases. Esse comportamento demonstra que o sistema se ajusta dinamicamente à nova condição de injeção de potência, reduzindo gradativamente os desbalanços angulares.

A análise do Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD) ao longo do dia, representada no quarto gráfico, indica uma melhoria geral em relação ao cenário sem GD. Nota-se que, ao longo das iterações, o desequilíbrio inicial (linha vermelha) foi reduzido, aproximando-se dos menores valores observados na linha azul. Isso demonstra que a GD contribui para a simetria da rede, especialmente nos momentos de menor demanda, mas ainda há períodos em que o FD ultrapassa 1%, sugerindo que a potência injetada não está completamente balanceada entre as fases. Esse resultado ressalta a importância do controle da potência ativa e reativa, garantindo que a injeção de GD maximize seus benefícios sem introduzir novas assimetrias operacionais.

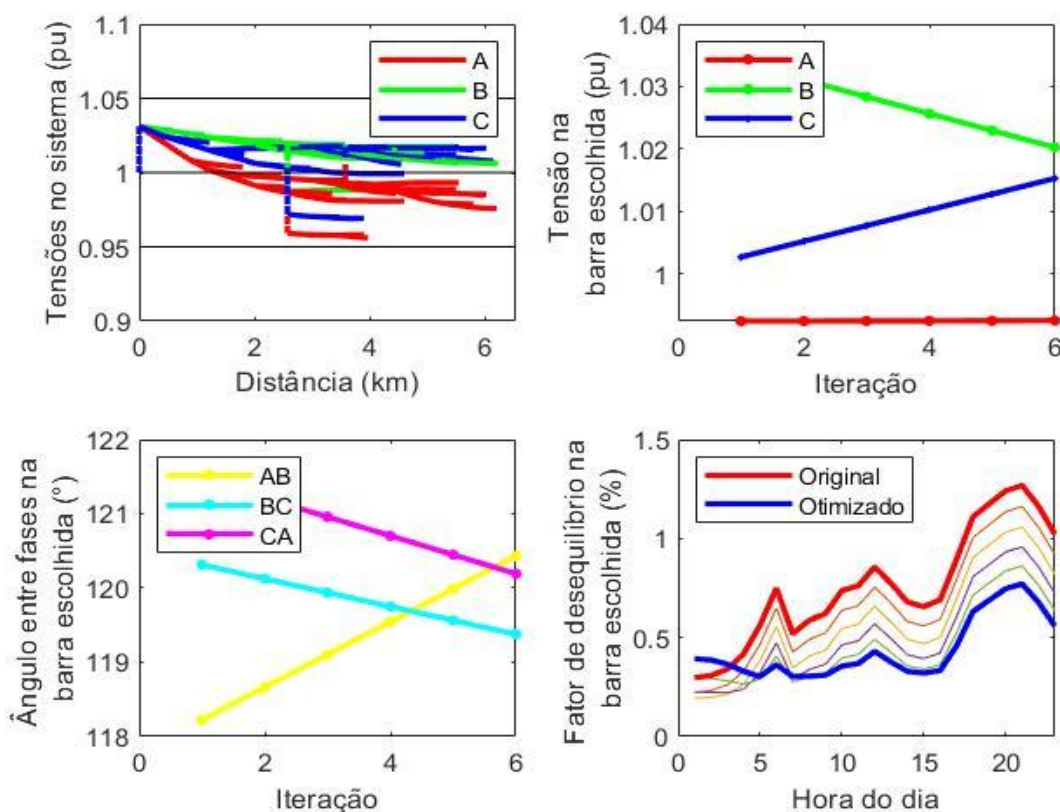
Em síntese, a injeção de 500 kW no barramento analisado resultou em uma melhora na regulação da tensão, reduzindo quedas ao longo da rede e mantendo os valores dentro dos limites normativos. Os ajustes nos ângulos entre fases mostraram uma tendência à estabilização, e o fator de desequilíbrio apresentou uma redução significativa ao longo do tempo. Esses resultados indicam que a presença da GD pode ser vantajosa para o equilíbrio do sistema, desde que haja um controle eficiente da potência injetada e estratégias de mitigação do desequilíbrio entre fases, otimizando a operação da rede elétrica.

5.2.1.3 Barramento 67 com Potência Injetada de 1000 kW

A injeção de 1000 kW de geração distribuída (GD) no Barramento 67 do sistema IEEE 123 representa uma condição de alto impacto na operação do sistema elétrico, exigindo uma análise detalhada de seus efeitos sobre a regulação de tensão, os ângulos de fase e o fator de desequilíbrio (FD) ao longo do tempo. A presença dessa potência adicional traz benefícios significativos para a manutenção da estabilidade da tensão e a redução das quedas ao longo da rede, embora algumas assimetrias na distribuição da potência entre as fases tenham sido

identificadas, o que pode comprometer a qualidade da energia fornecida, conforme pode ser observado na figura 14.

Figura 14 - Barramento 67 com injeção de potência 1000 kW



Fonte: Elaboração Própria.

A análise da distribuição das tensões ao longo do sistema indica que a injeção de 1000 kW reforçou a regulação da tensão, reduzindo as quedas ao longo da rede e garantindo que os níveis de tensão se mantenham dentro da faixa operacional segura. No entanto, observa-se que a fase B apresenta uma leve tendência de redução de tensão em relação às demais fases, o que pode indicar uma maior carga conectada nessa fase ou uma menor capacidade de suporte da GD nesse ponto específico. Esse comportamento demonstra que, apesar da melhora na estabilidade da tensão, a distribuição da potência injetada entre as fases precisa ser mais equilibrada para evitar discrepâncias significativas entre os níveis de tensão.

A análise da tensão no Barramento 67 ao longo das iterações evidencia que as tensões nas fases A e C apresentaram um comportamento crescente, indicando que a GD está conseguindo elevar os níveis de tensão nessas fases. Entretanto, a fase B demonstrou uma

tendência de queda, sugerindo que essa fase pode estar absorvendo mais potência ativa ou reativa, o que reduz sua capacidade de manter uma tensão mais estável. Apesar dessas oscilações, os valores finais ainda se encontram dentro da faixa aceitável de operação, mas a diferença observada entre as fases indica que uma redistribuição mais equilibrada da potência injetada poderia otimizar ainda mais a qualidade da energia fornecida.

O impacto da injeção de 1000 kW sobre os ângulos entre as fases foi mais significativo do que nos casos anteriores. A separação entre os ângulos de fase se tornou mais acentuada, demonstrando que a potência injetada alterou significativamente o perfil angular do sistema. A fase AB apresentou um aumento nos ângulos, enquanto as fases BC e CA sofreram oscilações, o que pode gerar impactos na estabilidade dinâmica da rede. Essa variação reforça a importância do controle da potência reativa, pois o desbalanceamento dos ângulos de fase pode comprometer a qualidade da energia e o desempenho dos dispositivos de compensação de tensão.

A análise do fator de desequilíbrio ao longo do dia revelou um aumento considerável do FD, principalmente nos períodos de maior demanda. A fase A apresentou os maiores valores de desequilíbrio, o que pode afetar a qualidade da energia elétrica e gerar impactos adversos em cargas sensíveis conectadas ao sistema. Esse comportamento demonstra que, apesar da melhoria na regulação de tensão proporcionada pela GD, o fator de desequilíbrio acima de 1% durante boa parte do dia exige um controle mais refinado da distribuição de potência entre as fases, a fim de minimizar os efeitos negativos na qualidade da energia.

A injeção de 1000 kW de GD no Barramento 67 trouxe benefícios expressivos para a estabilidade da tensão, reduzindo quedas ao longo da rede e garantindo valores aceitáveis na maior parte das fases. Entretanto, a queda de tensão observada na fase B, o aumento na separação dos ângulos de fase e a elevação do fator de desequilíbrio indicam a necessidade de estratégias de controle mais avançadas para otimizar a distribuição da potência injetada. Com base nos resultados observados, a melhor potência de injeção para o Barramento 67 parece estar entre 500 kW e 700 kW, pois essa faixa garante a estabilidade da tensão sem comprometer significativamente o equilíbrio do sistema elétrico.

5.2.2 Barramento 100

Dentre os barramentos analisados, destaca-se o Barramento 100, um ponto estratégico para o estudo do comportamento das tensões e do fator de desequilíbrio de tensão (FD). O

Barramento 100 está localizado em uma posição intermediária dentro da rede IEEE 123 barras e apresenta características que o tornam relevante para a análise da influência da geração distribuída no sistema elétrico. Apesar de não estar diretamente conectado à subestação principal, esse barramento sofre influência significativa tanto da tensão de suprimento quanto das cargas conectadas a ele. Isso o torna um ponto relevante para entender a propagação de variações de tensão ao longo da rede. Além disso, a introdução de uma fonte de geração distribuída no barramento 100 pode alterar a direção e a magnitude dos fluxos de potência, afetando não apenas sua tensão, mas também o perfil de tensão em barramentos vizinhos. Esse comportamento pode ser determinante para a qualidade da energia fornecida aos consumidores conectados a essa região da rede.

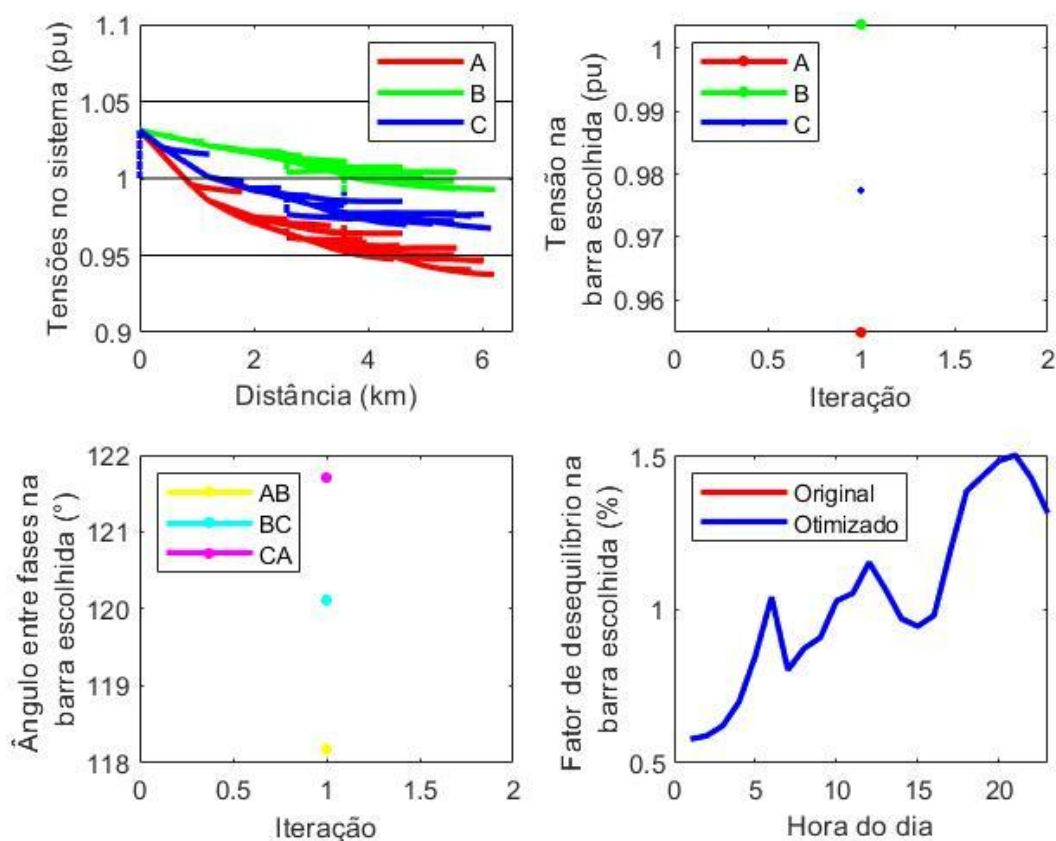
Outro aspecto relevante do Barramento 100 é sua interligação com diversas ramificações do sistema IEEE 123 barras, o que reforça sua importância para a análise do impacto global da GD. Mudanças nos fluxos de potência neste ponto podem ter repercussões em diferentes partes da rede, influenciando a estabilidade operacional do sistema como um todo.

Diante dessas características, o barramento 100 se configura como um ponto crítico para a avaliação da Geração Distribuída, sendo fundamental para compreender como a GD pode contribuir para a melhoria da qualidade da energia elétrica e para a estabilidade da rede de distribuição. Análises detalhadas sobre esse barramento fornecem subsídios para a definição de estratégias de inserção da GD de forma a otimizar a operação do sistema e garantir a conformidade com os limites normativos de qualidade e confiabilidade da energia elétrica.

5.2.2.1 Barramento 100 sem Potência Injetada

O Barramento 100 é um dos barramentos trifásicos mais afastados da subestação, tornando-se um ponto estratégico para a avaliação do impacto da Geração Distribuída (GD) e do fator de desequilíbrio de tensão. A análise desse barramento sem injeção de potência (0 kW) permite entender o comportamento natural da rede em relação às variações de tensão, ângulos de fase e fator de desequilíbrio. A ausência de GD expõe algumas fragilidades do sistema, como quedas de tensão mais acentuadas, aumento do fator de desequilíbrio e maior vulnerabilidade às assimetrias da carga, fatores que podem comprometer a qualidade da energia fornecida e a eficiência da rede de distribuição, como mostrado na figura 15.

Figura 15 - Barramento 100 sem injeção de potência



Fonte: Elaboração Própria.

O primeiro gráfico, que apresenta o perfil de tensões ao longo da rede em função da distância da subestação, indica que a Barra 100 mantém seus níveis de tensão dentro da faixa operacional, mas existe uma leve tendência de queda conforme a distância da subestação aumenta. Esse comportamento é típico de sistemas radiais, onde as perdas elétricas ao longo do alimentador se tornam mais expressivas, especialmente em barramentos mais afastados. Sem a presença da GD, a rede depende exclusivamente da subestação para suprir a carga, o que pode resultar em sobrecargas em momentos de pico de demanda e necessidade de ajustes frequentes por meio de reguladores automáticos de tensão.

No segundo gráfico, que representa a variação da tensão na Barra 100 ao longo das iterações, observa-se que as fases A, B e C apresentam valores próximos, mas com uma leve variação ao longo do tempo. Nota-se que a fase B exibe valores ligeiramente superiores às demais, sugerindo uma assimetria no carregamento do sistema. Esse comportamento evidencia um problema recorrente em redes elétricas de distribuição sem GD: a dificuldade de manter um

equilíbrio uniforme entre as fases, o que pode impactar a estabilidade da tensão e exigir compensações adicionais para evitar oscilações excessivas.

A análise do terceiro gráfico, que avalia os ângulos entre fases (AB, BC e CA) na Barra 100, demonstra que os valores estão dentro da faixa esperada, mas apresentam pequenas oscilações ao longo das iterações. A inclinação das curvas sugere que o balanceamento de carga pode não estar otimizado, indicando a necessidade de ajustes na distribuição das cargas entre as fases. Sem GD para auxiliar na compensação dessas variações, a rede pode enfrentar dificuldades para manter um alinhamento mais estável dos ângulos entre fases, aumentando a necessidade de intervenção dos sistemas de regulação.

No quarto gráfico, que apresenta a evolução do fator de desequilíbrio (FD) ao longo do dia, nota-se que esse barramento apresenta um nível relativamente elevado de desequilíbrio em comparação com outras barras da rede. Durante os períodos de maior carga, o FD sofre um crescimento significativo, o que indica que esse ponto da rede é particularmente sensível às assimetrias de carga. O aumento do fator de desequilíbrio sem GD pode comprometer a qualidade da energia fornecida, causar distorções na tensão e prejudicar o desempenho de equipamentos elétricos conectados à rede. Esse comportamento evidencia a necessidade de medidas corretivas para mitigar o desbalanceamento e garantir uma operação mais eficiente do sistema.

Dois gráficos da análise não apresentaram resultados visíveis, o que pode ser explicado pelo fato de que, sem injeção de potência, o sistema opera de maneira estática, sem alterações significativas ao longo das iterações. No caso do gráfico de variação da tensão ao longo das iterações, como não há GD atuando no barramento, as tensões se mantêm praticamente inalteradas, resultando em uma curva sem grandes oscilações. Já o gráfico dos ângulos entre fases não apresenta variações expressivas porque, sem GD, o sistema mantém sua configuração original, sem alterações dinâmicas significativas no fluxo de potência.

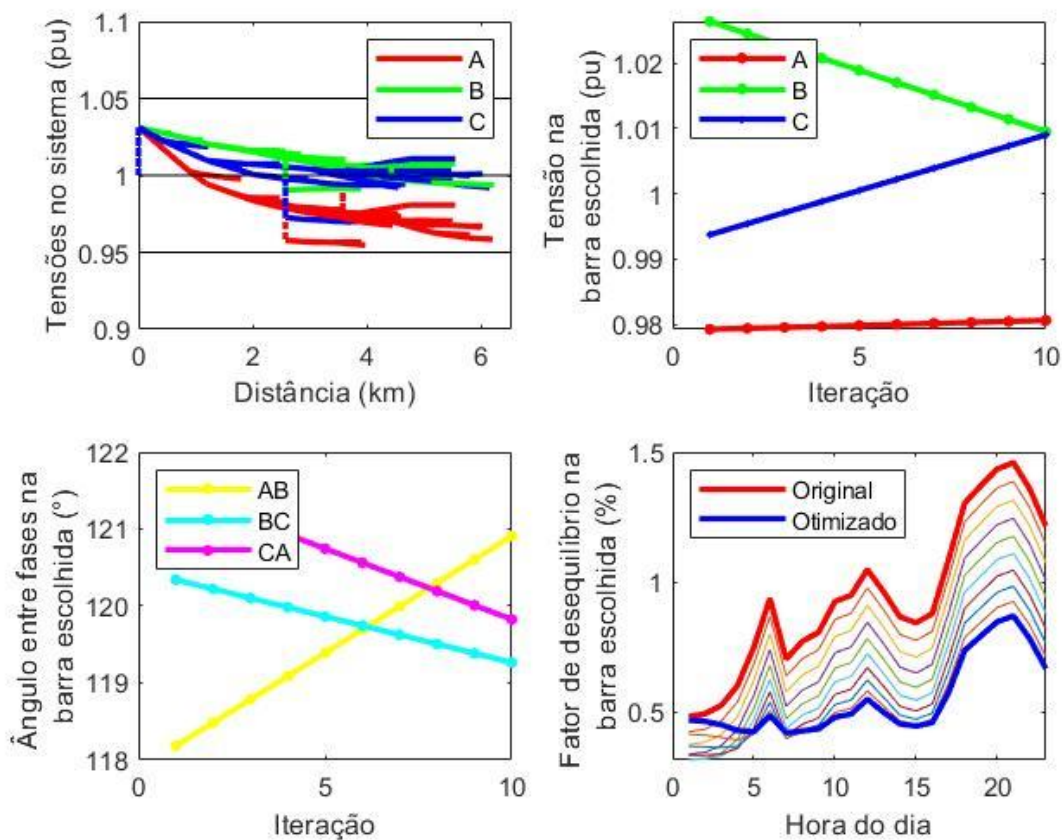
A análise da Barra 100 sem injeção de potência revelou um perfil de tensão relativamente estável, mas com sinais evidentes de desequilíbrio ao longo do dia, especialmente durante os períodos de maior carga. A ausência de GD torna a rede mais vulnerável a variações indesejadas, aumentando a necessidade de intervenções corretivas e ajustes nos equipamentos de regulação. O fator de desequilíbrio elevado pode comprometer a qualidade da energia elétrica, afetando a eficiência da distribuição e exigindo maior esforço para manter os parâmetros dentro dos limites aceitáveis. Com base nessa análise, a inserção de GD nesse

barramento pode ser essencial para melhorar a regulação de tensão, reduzir as assimetrias entre fases e otimizar a qualidade da energia fornecida ao longo da rede IEEE 123.

5.2.2.2 Barramento 100 com Potência Injetada de 500 KW

O Barramento 100 do sistema IEEE 123 foi analisada com a injeção de 500 kW de potência, com o objetivo de avaliar os impactos dessa inserção no perfil de tensão, nos ângulos entre fases e no fator de desequilíbrio (FD). A presença da geração distribuída (GD) nesse barramento alterou a operação da rede, proporcionando melhorias na regulação da tensão e na estabilidade do sistema, embora algumas variações tenham sido observadas, como mostra na figura 16, exigindo um controle mais refinado para maximizar os benefícios da GD e minimizar possíveis assimetrias.

Figura 16 - Barramento 100 com injeção de potência 500 kW



Fonte: Elaboração Própria.

A análise do perfil de tensões ao longo do sistema revelou que a injeção de 500 kW provocou um leve aumento nos níveis de tensão em algumas barras próximas ao Barramento 100. No entanto, o comportamento geral das tensões ao longo da rede permaneceu semelhante ao cenário sem GD, sugerindo que o efeito da injeção de potência foi localizado e não influenciou significativamente as barras mais distantes. Esse comportamento indica que, embora a GD tenha ajudado a reduzir as quedas de tensão na região, sua influência ainda é restrita a um raio específico ao redor do ponto de injeção. Dessa forma, um planejamento adequado da alocação da GD pode ampliar os benefícios para toda a rede.

A variação da tensão na Barra 100 ao longo das iterações evidenciou que, com a injeção da potência, as fases B e C apresentaram um leve aumento da tensão, enquanto a fase A manteve-se mais estável. Esse comportamento indica que a carga do barramento influencia diretamente a distribuição da potência injetada entre as fases, podendo gerar pequenos desbalanceamentos momentâneos no sistema. Apesar disso, os valores de tensão permaneceram dentro dos limites operacionais, reforçando que a presença da GD contribuiu para uma melhor sustentação da tensão sem comprometer a estabilidade do sistema. Essa característica é fundamental para garantir a qualidade do suprimento de energia elétrica, reduzindo oscilações que poderiam impactar cargas sensíveis.

O impacto da injeção de potência sobre os ângulos entre fases foi perceptível, indicando alterações na defasagem do sistema. Observou-se que a fase AB apresentou um aumento mais expressivo no ângulo, enquanto as fases BC e CA mantiveram uma tendência de estabilização. Esse comportamento demonstra que a presença da GD pode influenciar o fluxo de potência reativa, alterando a defasagem entre fases e exigindo um controle adequado da potência injetada para evitar desvios indesejados. Pequenas variações nesse parâmetro não comprometem a estabilidade da rede, mas podem influenciar o desempenho dos dispositivos reguladores e a resposta dinâmica do sistema.

A análise do Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD) ao longo do dia revelou que a injeção de 500 kW resultou em um leve aumento do FD, especialmente durante os períodos de maior carga. Embora a GD tenha melhorado a regulação da tensão, o FD continuou apresentando oscilações, sugerindo que a distribuição da potência injetada entre as fases ainda precisa ser balanceada de maneira mais eficiente. A elevação do FD pode ser atribuída à assimetria no carregamento das fases e à forma como a potência ativa e reativa estão sendo distribuídas no sistema. Para minimizar esse efeito e potencializar os benefícios da GD, estratégias como o

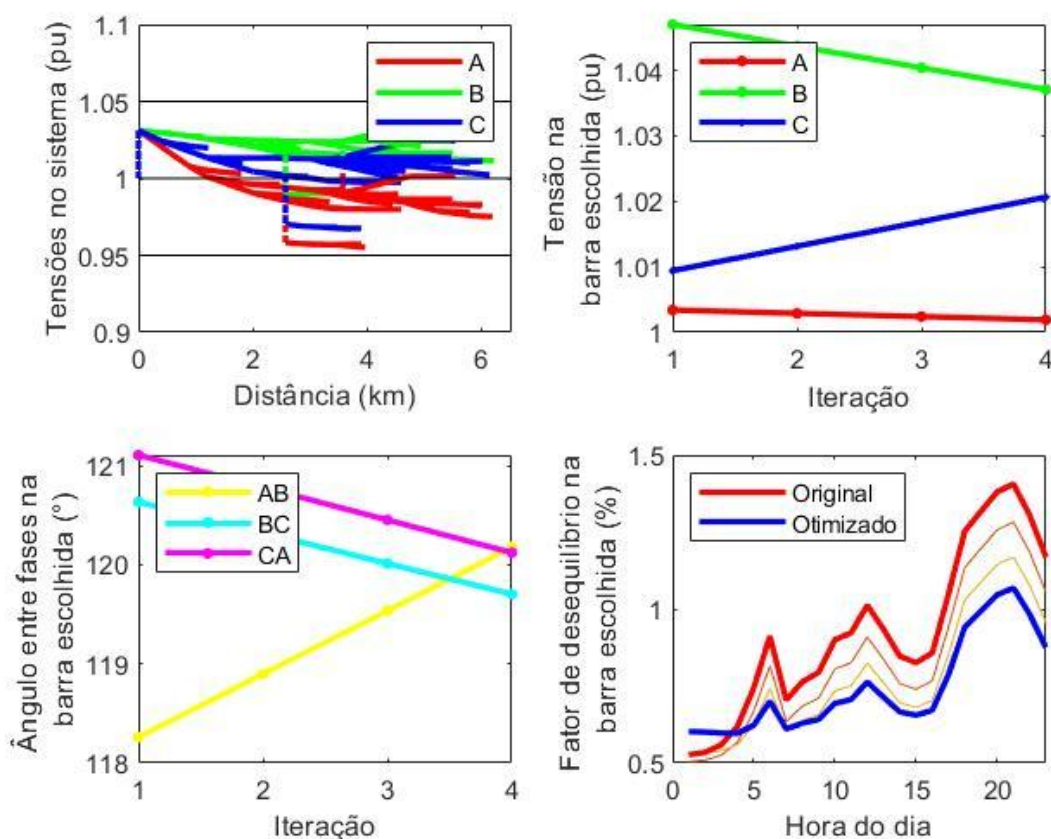
controle dinâmico da injeção de potência entre as fases ou o uso de inversores inteligentes podem ser exploradas.

A injeção de 500 kW no Barramento 100 resultou em melhoria na regulação da tensão, contribuindo para a redução de quedas na rede e mantendo os níveis de tensão dentro dos limites normativos. Além disso, o impacto nos ângulos entre fases demonstrou a necessidade de ajustes para evitar variações excessivas na defasagem, garantindo maior estabilidade do sistema. O fator de desequilíbrio apresentou um leve aumento, sugerindo que um balanceamento mais refinado da potência injetada pode minimizar assimetrias e melhorar ainda mais a qualidade da energia fornecida. Dessa forma, a presença da GD no Barramento 100 mostrou-se vantajosa para o suporte da tensão, mas seu controle deve ser aprimorado para otimizar a distribuição de potência entre as fases e reduzir possíveis efeitos adversos sobre o equilíbrio da rede.

5.2.2.3 Barramento 100 com Potência Injetada de 1000 KW

A análise do Barramento 100 do sistema IEEE 123 com a injeção de 1000 kW de potência, como mostrado na figura 17, permitiu compreender os impactos dessa elevada potência no perfil de tensão, no ângulo entre fases e no fator de desequilíbrio da rede. A introdução dessa magnitude de potência modificou significativamente os parâmetros operacionais do sistema, proporcionando benefícios na elevação dos níveis de tensão e no suporte à rede, mas ajustes para evitar desbalanceamentos e impactos na estabilidade do sistema.

Figura 17 - Barramento 100 com injeção de potência 1000 kW



Fonte: Elaboração Própria.

A análise da distribuição das tensões ao longo do sistema mostrou que, com a injeção de 1000 kW, ocorreu um aumento expressivo das tensões nas barras adjacentes, demonstrando que a presença da GD contribuiu para um deslocamento positivo dos níveis de tensão na rede. Esse comportamento evidencia que a GD atua como um suporte local, reduzindo as quedas de tensão ao longo do alimentador e diminuindo a dependência da subestação para o suprimento de energia. No entanto, a inserção de uma potência elevada sem um balanceamento adequado pode impactar a estabilidade da rede, tornando-se um fator crítico para a operação segura do sistema.

Ao analisar a variação da tensão na Barra 100 ao longo das iterações, observou-se um aumento expressivo das tensões nas fases B e C, enquanto a fase A manteve um comportamento mais linear e estável. Essa diferença sugere que a distribuição da potência injetada não foi totalmente uniforme entre as fases, fazendo com que algumas fases suportassem um impacto maior do que outras. Mesmo com esse desbalanceamento inicial, os valores de tensão permaneceram dentro dos limites operacionais normativos, o que confirma que a injeção da GD

melhorou a regulação de tensão na rede, evitando quedas abruptas e fornecendo maior estabilidade ao sistema elétrico.

A influência da GD sobre os ângulos entre fases foi perceptível, indicando alterações significativas na defasagem do sistema. O ângulo AB apresentou uma variação mais acentuada, enquanto os ângulos BC e CA mostraram uma tendência de ajuste ao longo das iterações. Essa mudança pode estar associada à redistribuição do fluxo de potência ativa e reativa, afetando a sincronização entre fases e exigindo um controle mais refinado da injeção de potência. A diferença angular observada pode representar um desafio para a estabilidade do sistema, especialmente em cenários onde há altas inserções de GD sem mecanismos adequados de controle de potência reativa.

A análise do fator de desequilíbrio ao longo do dia revelou que o FD aumentou consideravelmente em comparação com os cenários anteriores, tornando-se um fator relevante a ser mitigado. O crescimento do fator de desequilíbrio indica que a potência injetada precisa ser mais bem distribuída entre as fases, evitando assimetrias que podem comprometer a qualidade da energia elétrica. Além disso, o gráfico mostrou oscilações mais pronunciadas ao longo do dia, com momentos de pico evidentes, o que pode indicar horários em que a GD impacta mais intensamente a operação da rede. Esse comportamento reforça a necessidade de estratégias de controle dinâmico da potência ativa e reativa, garantindo que a inserção de GD seja otimizada para reduzir impactos negativos na estabilidade do sistema.

A injeção de 1000 kW no Barramento 100 demonstrou benefícios claros na regulação da tensão, proporcionando melhoria nos níveis de tensão das barras vizinhas e reduzindo quedas ao longo da rede. No entanto, a influência sobre os ângulos entre fases e o aumento do fator de desequilíbrio indicam que a potência injetada precisa ser ajustada de forma equilibrada entre as fases, a fim de mitigar impactos negativos na estabilidade do sistema e na qualidade da energia fornecida. A implementação de estratégias de controle inteligentes, como o ajuste da potência reativa e o balanceamento trifásico, pode maximizar os benefícios da GD e garantir uma operação mais eficiente e segura da rede elétrica.

5.3 COMPARATIVO IEEE 34 E IEEE 123

A avaliação da geração distribuída (GD) em redes de distribuição é fundamental para entender os impactos da injeção de potência ativa na qualidade da energia, regulação de tensão e desequilíbrio de fases. No contexto que analisa a influência da GD nos índices de desequilíbrio

de tensão, foram comparados os resultados obtidos em dois sistemas teste amplamente utilizados: o IEEE 123 e o IEEE 34.

A análise da injeção de potência ativa nos sistemas IEEE 34 e IEEE 123 revelou diferenças significativas na resposta da rede à geração distribuída (GD), especialmente em relação à regulação de tensão, fator de desequilíbrio de tensão (FD) e absorção da potência injetada. Cada sistema apresenta características distintas que impactam a eficácia da GD, tornando essencial a comparação entre ambos para compreender as melhores estratégias de injeção de potência.

A tabela 3 abaixo, faz o comparativo.

Tabela 3 - Comparativo de Casos

Característica	IEEE 34	IEEE 123
Tipo de Rede	Rural	Urbana
Topologia	Radial	Malhada e radial
Dispositivos de Controle	Menos reguladores de tensão	Reguladores de tensão em diversos pontos
Sensibilidade à Injeção de GD	Alta	Média
Comprimento das Linhas	Longo	Médio

Fonte: Elaboração Própria.

A injeção de GD impacta diretamente a regulação de tensão, reduzindo quedas ao longo da rede. No entanto, a eficácia desse efeito depende da presença de reguladores automáticos e da topologia do sistema.

No IEEE 34, a injeção de GD melhorou a regulação de tensão, especialmente em barramentos mais afastados da subestação, como o barramento 812, onde a injeção de 500 kW reduziu quedas de tensão e melhorou a estabilidade. No entanto, no barramento 858, que já possuía regulador de tensão próximo, a injeção de potência teve efeito limitado, uma vez que o regulador já desempenhava essa função.

Já no IEEE 123, a injeção de até 1000 kW foi bem absorvida, sem grandes oscilações nos perfis de tensão. Barramentos como 67 e 100 apresentaram menor impacto da GD devido à presença de reguladores de tensão, demonstrando que a estrutura da rede já era robusta o suficiente para manter a estabilidade da tensão. Conforme tabela 4.

Tabela 4 - Impacto na regulação de tensão

Aspecto Avaliado	IEEE 34	IEEE 123
Melhoria na Regulação de Tensão	Significativa	Moderada
Influência de Reguladores	Impacto reduzido onde há reguladores próximos	Absorção eficiente sem grandes oscilações
Barramentos de Destaque	812 (melhor desempenho) e 858 (menor efeito)	67 e 100 (absorção eficiente da potência)
Faixa Ideal de Injeção	500 kW – 750 kW	Até 1000 kW

Fonte: Elaboração Própria.

Os resultados obtidos indicam que a potência ideal para injeção de GD varia conforme o sistema analisado. No IEEE 123, devido à robustez da rede e maior capacidade de regulação, potências próximas de 1000 kW podem ser injetadas sem impactos negativos no fator de desequilíbrio. Já no IEEE 34, a faixa ideal de injeção se encontra entre 500 kW e 750 kW, pois acima desse valor há risco de aumento do desbalanço de tensão e necessidade de controle dinâmico da potência reativa, conforme a tabela 5.

Tabela 5 - Melhor Faixa de Potência

Sistema	Potência Injetada	Regulação de Tensão	Fator de Desequilíbrio (FD%)	Estabilidade do Sistema	Observações
IEEE 34	500 kW	Melhoria parcial na regulação da tensão	Pequena redução no FD%	Mantém estabilidade, sem impactos negativos	Reguladores de tensão ainda atuam, mas a GD reduz a dependência deles
IEEE 34	1000 kW	Exige compensação adicional para controle da tensão	Aumento expressivo do FD%	Maior variação angular, podendo comprometer a operação	Necessário controle ativo da potência reativa para mitigar desequilíbrio
IEEE 123	500 kW	Pequena melhora na tensão, sem alterações expressivas	Nenhum impacto significativo no FD%	Estável, devido à presença de reguladores	Sistema absorve bem a GD sem necessidade de ajustes adicionais
IEEE 123	1000 kW	Boa regulação da tensão, absorção eficiente da GD	Sem aumento relevante no FD%	Sistema permanece estável, sem variações expressivas	Reguladores de tensão garantem que a GD seja bem incorporada

Fonte: Elaboração Própria.

A comparação entre os resultados do IEEE 123 e IEEE 34 evidencia que a resposta da rede à geração distribuída depende fortemente da configuração do alimentador e da presença de dispositivos reguladores. A análise indica que a faixa ideal para o IEEE 34 está entre 500 kW e 750 kW, retirando o barramento 858 que teve pouca melhoria devido aos reguladores de tensão, proporcionando melhoria da qualidade da energia, estabilidade do sistema e redução das perdas elétricas, sem comprometer o equilíbrio entre as fases e a segurança operacional da rede elétrica, enquanto o IEEE 123 suporta até 1000 kW sem grandes impactos negativos. A escolha do barramento e a distribuição da potência entre as fases são fatores determinantes para garantir que a GD contribua para a qualidade da energia sem comprometer a operação da rede.

Dessa forma, recomenda-se que a inserção da GD seja acompanhada de estratégias de controle ativo da potência reativa e balanceamento entre fases, garantindo máximo aproveitamento da geração distribuída com mínimo impacto no desequilíbrio do sistema elétrico.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise comparativa entre os sistemas IEEE 34 e IEEE 123 demonstrou que a injeção de Geração Distribuída (GD) possui impactos distintos em redes de distribuição, dependendo de fatores como topologia da rede, localização dos barramentos e presença de dispositivos reguladores de tensão.

No caso IEEE 34, caracterizado por uma topologia radial e grandes distâncias entre barramentos, a GD demonstrou um impacto mais significativo na regulação da tensão. Os resultados indicam que a injeção de potência em barramentos mais afastados da subestação, como no barramento 812, proporcionou melhorias na manutenção dos níveis de tensão. No entanto, a alocação desequilibrada da potência injetada gerou aumentos no fator de desequilíbrio de tensão (FD), especialmente quando a potência injetada foi elevada para 1000 kW. A análise do barramento 858, que está localizado após um regulador de tensão, demonstrou que a GD teve pouca influência na regulação da tensão, pois os reguladores já atuam compensando as quedas, evidenciando a importância de um planejamento adequado para a alocação da GD.

Já no caso IEEE 123, que apresenta uma estrutura mais robusta e a presença de diversos dispositivos reguladores de tensão distribuídos ao longo da rede, a injeção de GD foi melhor absorvida pelo sistema. No barramento 67, a presença da GD melhorou a estabilidade da tensão,

aproximando-a de 1 pu e reduzindo as oscilações ao longo das iterações, sem comprometer significativamente o fator de desequilíbrio. No entanto, quando a potência injetada foi elevada para 1000 kW, observou-se um aumento no FD e variações na defasagem angular entre fases, o que indica a necessidade de um controle dinâmico da potência reativa. No barramento 100, localizado em uma região mais distante da subestação, a injeção de 500 kW proporcionou melhorias na regulação da tensão, mas a potência de 1000 kW elevou o fator de desequilíbrio, reforçando a importância do balanceamento adequado entre fases.

A comparação entre os sistemas evidencia que a localização da GD é um fator crítico para maximizar seus benefícios. Em redes como o IEEE 34, a injeção de potência deve ser estrategicamente alocada para reduzir quedas de tensão, mas evitando agravar desequilíbrios. Já no IEEE 123, a presença de dispositivos reguladores facilita a absorção da GD, permitindo injeções maiores sem comprometer a estabilidade da rede. Além disso, os resultados reforçam que a potência injetada precisa ser acompanhada de estratégias de controle, como compensação da potência reativa e balanceamento trifásico, para garantir a melhoria da qualidade da energia sem introduzir novos desafios operacionais.

Portanto, conclui-se que a melhor faixa de potência para injeção depende do sistema analisado. No IEEE 34, valores entre 500 kW e 750 kW apresentaram melhor relação entre estabilidade da tensão e controle do FD, enquanto no IEEE 123, potências próximas de 1000 kW puderam ser injetadas sem impactos adversos significativos. Essas análises reforçam a necessidade de um planejamento criterioso da GD, considerando a interação com dispositivos reguladores, a topologia da rede e a distribuição das cargas, garantindo um fornecimento de energia elétrica mais eficiente, estável e sustentável.

6 CONCLUSÃO

Ao longo deste estudo, foi realizada uma análise aprofundada sobre a influência da Geração Distribuída (GD) nos índices de desequilíbrio de tensão em sistemas de distribuição elétrica, utilizando como base os modelos IEEE 34 e IEEE 123 barras. A pesquisa teve como objetivo principal avaliar como a injeção desequilibrada de potência ativa por geradores distribuídos pode afetar a estabilidade da tensão, intensificar ou mitigar o fator de desequilíbrio de tensão (FD) e impactar a qualidade da energia elétrica. A análise considerou os efeitos dessa injeção assimétrica na redistribuição dos fluxos de potência e na regulação da tensão, identificando cenários nos quais a geração distribuída pode tanto reduzir perdas elétricas quanto potencializar desequilíbrios entre fases se não for adequadamente controlada.

Os resultados evidenciaram que a resposta da rede à GD varia significativamente conforme a configuração do alimentador e a presença de dispositivos reguladores. No IEEE 123, que apresenta uma estrutura mais robusta e conta com dispositivos de compensação ao longo da rede, a injeção de até 1000 kW pôde ser absorvida sem causar impactos severos no FD. A presença de reguladores garantiu que a tensão fosse ajustada dinamicamente, minimizando os efeitos da inserção de potência ativa. Assim, os benefícios da GD foram mais evidentes na redução das perdas elétricas e na otimização da qualidade da energia.

Por outro lado, no IEEE 34, que é um sistema radial e mais suscetível a variações de tensão, os impactos da GD se mostraram mais sensíveis à escolha do barramento e ao nível de potência injetada. A análise indicou que 500 kW foi a potência ideal para garantir melhoria na regulação da tensão sem comprometer o fator de desequilíbrio. A injeção de 1000 kW, no entanto, resultou em aumento expressivo do FD, especialmente nos barramentos mais distantes da subestação. Além disso, os resultados demonstraram que o posicionamento da GD em relação aos reguladores de tensão tem papel fundamental na eficácia da compensação de desequilíbrio. No barramento 858, por exemplo, os ganhos foram limitados, pois os reguladores já desempenhavam a função de estabilização da tensão, tornando a contribuição da GD menos significativa.

Outro ponto relevante identificado na pesquisa foi a influência da GD na redistribuição dos fluxos de potência ativa e reativa na rede, afetando a estabilidade angular entre fases. Em alguns cenários, a injeção desequilibrada de potência ativa impactou diretamente a defasagem entre tensões, sugerindo que a compensação dinâmica da potência reativa deve ser considerada para evitar oscilações que possam comprometer a confiabilidade da rede. Assim, estratégias de

controle avançadas, como o uso de inversores inteligentes e sistemas de despacho otimizado, podem aprimorar ainda mais os benefícios da GD.

Além dos benefícios técnicos, a inserção da GD também se mostrou vantajosa do ponto de vista econômico e ambiental. A redução das perdas elétricas e a geração local de energia, especialmente a partir de fontes renováveis, contribuem para a otimização dos custos operacionais das concessionárias e para a mitigação dos impactos ambientais da geração centralizada. Dessa forma, a GD se consolida como uma alternativa viável para a modernização dos sistemas elétricos.

Diante dos resultados, conclui-se que a alocação estratégica da GD e o equilíbrio entre potência ativa e reativa são fatores determinantes para maximizar seus benefícios. No IEEE 34, a faixa entre 500 kW e 750 kW se mostrou a mais eficiente para garantir estabilidade sem elevar o FD. Já no IEEE 123, o sistema suportou até 1000 kW sem grandes prejuízos, evidenciando sua maior resiliência a variações de potência.

A utilização de geradores distribuídos como agentes ativos na mitigação do desequilíbrio de tensão representa uma alternativa promissora para aprimorar a qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição. A escolha da estratégia ideal depende da configuração da rede, do tipo de geração distribuída instalada e da capacidade de controle do sistema. Com o avanço das tecnologias de inversores e redes inteligentes, espera-se que a compensação dinâmica do desequilíbrio se torne uma solução cada vez mais viável e eficaz.

Por fim, este estudo reforça a necessidade de um planejamento adequado na inserção de geração distribuída, considerando as particularidades topológicas e operacionais de cada sistema. Futuros trabalhos podem explorar o uso de algoritmos de otimização para definir a alocação ideal da GD, bem como investigar o impacto de estratégias híbridas que combinem geração distribuída com sistemas de armazenamento de energia. Dessa forma, será possível maximizar os benefícios da GD, garantindo um fornecimento de energia elétrica mais estável, eficiente e sustentável para o futuro do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. 2021. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf. Acesso em: 30 nov. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8. Resolução Normativa nº 888/2020. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf. Acesso em: 28 nov. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa ANEEL N° 482. 2012. Disponível em: https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/REN-482_2012.pdf. Acesso em: 19 dez. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa ANEEL N° 957. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021957.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa ANEEL N° 1.000. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Tarifas. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>. Acesso em: 30 nov. 2024.
- BARBOSA, J. V. F. Impactos da geração distribuída no sistema elétrico de potência. 2022. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/handle/ANIMA/32527>. Acesso em: 17 jan. 2025.
- BARROS, B. F. D.; GEDRA, R. L.; BORELLI, R. Geração, Transmissão, Distribuição e Consumo de Energia Elétrica. São Paulo: Saraiva Educação S.A., [s.d.].
- CASTANEDA, M. et al. Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, v. 110, p. 105–116, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>.
- COSENT, R. et al. Distribution network costs under different penetration levels of distributed generation. *European Transactions on Electrical Power*, v. 21, n. 6, p. 1869–1888, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/etep.503>.
- DANTAS, S. G. Oportunidades e desafios da geração solar fotovoltaica no semiárido do Brasil. Texto para Discussão, 2020. Disponível em: <https://www.econstor.eu/handle/10419/240736>. Acesso em: 18 ago. 2024.
- DE, N.; RIBEIRO, A. Desafios das distribuidoras de energia elétrica frente à difusão dos recursos energéticos distribuídos. [s.d.].

DIAS, M. V. X. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2005. Disponível em: repositorio.unifei.edu.br. Acesso em: 18 dez. 2024.

EVOLUT. O que são e como funcionam as distribuidoras de energia elétrica? Disponível em: <https://2wecobank.com.br/o-que-sao-e-como-funcionam-as-distribuidoras-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 30 nov. 2024.

FIUZA, E. L. Custos e benefícios para uma empresa de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de geração distribuída. 2022. Disponível em: <https://tede.unioeste.br/handle/tede/6214>. Acesso em: 18 ago. 2024.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 30 nov. 2024.

GONÇALVES, Rodrigo S.; HOLANDA, Rodrigo FL; ALCANIZ, Jailson S. Testing the cosmic distance duality with X-ray gas mass fraction and supernovae data. *Monthly Notices of the Royal Astronomical Society: Letters*, v. 420, n. 1, p. L43-L47, 2012.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 3, p. 975–985, ago. 1991.

MERLIN, A.; BACK, H. Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration for an Urban Power Distribution System. *Proc. of 5th PSCC*, v. 1, p. 1–18, 1975.

O SETOR ELÉTRICO. Qualidade da energia elétrica. Disponível em: <https://www.osestoreletrico.com.br/qualidade-da-energia-eletrica/>. Acesso em: 18 jan. 2025.

PAULILLO, G. Conceitos gerais sobre qualidade da energia. *O Setor Elétrico*, edição 84. Disponível em: <https://www.osestoreletrico.com.br/capitulo-i-conceitos-gerais-sobre-qualidade-de-energia/>.

PICCIARIELLO, A.; RENESES, J.; FRIAS, P.; SÖDER, L. Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? *Electric Power Systems Research*, v. 119, p. 370–376, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.021>. Acesso em: 20 dez. 2024.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2030. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 25 nov. 2024.

SAMAAN, N.; ELIZONDO, M.; VYAKARANAM, B.; LU, N. Combined Transmission and Distribution Test System to Study High Penetration of Distributed Solar Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 33, n. 3, p. 2477-2485, 2018.

SANTOS JR, G. S. DOS. Estudo da capacidade de hospedagem de geradores distribuídos fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão: uma abordagem probabilística utilizando simulações de Monte Carlo. 2022. Disponível em: <http://repositorio.ifg.edu.br:8080/handle/prefix/909>. Acesso em: 18 set. 2024.

SINAPSIS ENERGIA. Plataforma aberta para consulta de hosting capacity de geração em diversos níveis de tensão. Disponível em: <https://sinapsisenergia.com.br/plataforma-aberta-para-consulta-de-hosting-capacity-de-geracao-em-diversos-niveis-de-tensao/>. Acesso em: 18 jan. 2025.

WAENGA, A. F. C.; PINTO, D. A. F. Impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica. 2016. bachelorThesis - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, [s. l.], 2016. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br:8080/jspui/handle/1/9955>. Acesso em: 18 dez. 2024.

APENDICE A – CÓDIGO COMPLETO

```

clear all; clc

% % % PARA SELECIONAR O ARQUIVO DE TESTE
% cd .. %SOBE UM NÍVEL
cd casos %ENTRO NA PASTA DE CASOS

[arquivo,pasta] = uigetfile('*.dss'); %defino qual e? o caso sobre o qual vou trabalhar
cd ..
cd scripts

% INICIALIZAR OPENDSS
[DSSStartOK, DSSObj, DSSText] = DSSStartup;
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;

DSSText.Command = ['compile (' pasta arquivo ')'];
DSSText.Command = ['solve'];

fprintf('O sistema tem uma carga total de %.0f[kW]\n',-DSSCircuit.TotalPower(1))
potencia maximaGD = input('Potência em kW da GD: '); %valor em kW

qualeraoFD = inf;
atualFD = 200;
curvacarga = [0.580 0.610 0.620 0.650 0.720 0.850 1.010 0.810 0.870 0.900 1.000 1.020 1.100 1.030 0.950 0.930 0.960 1.130
1.300 1.350 1.400 1.420 1.340 1.230 ];
contadoritera = 0;

clear potencias_GD todosFD

tensoesbarraescolhida = [];

aux=1;
nomesbarras = DSSCircuit.AllBusNames;
nomesnos = DSSCircuit.AllNodeNames;
while aux > 0
    fprintf('Selecione uma barra para instalar sua GD:\n')
    for l=1:size(nomesbarras,1)
        DSSCircuit.SetActiveBus(nomesbarras{l});
        distancias(l) = DSSCircuit.ActiveBus.Distance;
        basePU(l) = DSSCircuit.ActiveBus.kVbase;
    end
end

```

```

fprintf('%s (%d)',nomesbarras{l},DSSCircuit.ActiveBus.NumNodes)

if ~mod(l,5)
    fprintf('\n')
else
    fprintf('\t\t')
end
end
fprintf('\n')
barraselecionada = input('Barra selecionada: ','s');

if nnz(strcmpi({barraselecionada},nomesbarras))
    DSSCircuit.SetActiveBus(barraselecionada);

    if (DSSCircuit.ActiveBus.NumNodes == 3) %tem a barra
        barraselecionada = find(strcmpi({barraselecionada},nomesbarras)); %onde está?
        break;
    end
end
end

while qualeraoFD > atualFD %inicio do loop
% for ABCD=1:10
    DSSText.Command = 'ClearAll';    % Clears all instances of OpenDSS-PM
    DSSText.Command = 'set Parallel=No';
    DSSText.Command = ['compile (' pasta arquivo ')'];

    if ~exist('potencias_GD')
        potencias_GD = [.34 .33 .33];

    else
        fasemaior = find( TL(barraselecionada,:)==max(TL(barraselecionada,:)) );
        fasemenor = find( TL(barraselecionada,:)==min(TL(barraselecionada,:)) );
        potencias_GD = [potencias_GD ; potencias_GD(end,:)];
        potencias_GD(end,fasemaior) = potencias_GD(end,fasemaior) - 0.01;
        potencias_GD(end,fasemenor) = potencias_GD(end,fasemenor) + 0.01;
    end

    for K=1:3
        declara_gerador = ['new generator.gerador' num2str(K) ' phases=1 kvar=[0] ' ...
            'bus1=' nomesbarras{barraselecionada} '.' num2str(K) ' ' ...

```

```

'kv=' num2str(basePU(barraselecionada)/sqrt(3)) ' ' ...
'kw=[' num2str(potencias_GD(end,K)*potenciamaximaGD) ' ' ];

DSSText.Command = [declara_gerador] ;
end

for J=1:size(curvacarga,2) %inicio curva de carga
    DSSText.Command = ['set loadmult=' num2str(curvacarga(J)) ];
    DSSText.Command = ['solve'];
    tensoesPU = DSSCircuit.AllBusVmagPu;
    tensoesV = DSSCircuit.AllBusVolts(1:2:end)+1j*DSSCircuit.AllBusVolts(2:2:end);
    angulo = angle(tensoesV)*180/pi;
    basesPU = abs(tensoesV)./tensoesPU; %base em V > para kV na?o precisa do 1000
    tensoesPUrealimag = tensoesV./basesPU;

    tensoesPUporbarra = ones(size(nomesbarras,1),3)*NaN;
    for I = 1 : size(nomesnos,1)
        auxiliar = strsplit(nomesnos{I},'.');
        tensoesPUporbarra ( find(strncmp(nomesbarras,auxiliar{1})), str2num(auxiliar{2})) = tensoesPUrealimag(I);
        tensoesPUporbarra ( find(strncmp(nomesbarras,auxiliar{1})), 5) = basesPU(I);
    end
    clear auxiliar

    for I = 1:size(tensoesPUporbarra,1)
        tensoesPUporbarra(I,4) = nnz(~isnan(tensoesPUporbarra(I,1:3)));
    end

    FD_percent = zeros(size(nomesbarras, 1), 1); % Vetor para FD% de cada barramento
    for I = 1:size(nomesbarras, 1)
        if tensoesPUporbarra(I, 4) < 3 % Sem barramentos com menos de 3 fases
            FD_percent(I) = NaN;
        else

            % Extrai tenso?es fase-fase para barramento
            Va = tensoesPUporbarra(I, 1);
            Vb = tensoesPUporbarra(I, 2);
            Vc = tensoesPUporbarra(I, 3);

            Vab = Va - Vb; % Tensa?o fase-fase Vab
            Vbc = Vb - Vc; % Tensa?o fase-fase Vbc
            Vca = Vc - Va; % Tensa?o fase-fase Vca

```

```

% Calcula os módulos das tensões de linha
Vab_mod = abs(Vab);
Vbc_mod = abs(Vbc);
Vca_mod = abs(Vca);

% Fórmula para Beta
beta = (Vab_mod^4 + Vbc_mod^4 + Vca_mod^4) / ((Vab_mod^2 + Vbc_mod^2 + Vca_mod^2)^2);

% Fórmula para FD%
FD_percent(l) = 100 * sqrt( abs(1 - sqrt(3 - 6*beta)) / abs(1 + sqrt(3 - 6*beta)) );
end
end

todosFD(contadoriterra+1,J) = FD_percent(barraselecionada);

end %final curva de carga
contadoriterra = contadoriterra+1;

FDu23kv = 3; FDo23kv = 2; %Valores do PRODIST

tensoesbarraescolhida=[tensoesbarraescolhida ; abs(tensoesPUporbarra(barraselecionada,1:3))];

nnz((tensoesPUporbarra(:,5) <= 2300).*(FD_percent(:,1) > FDu23kv)); %verifica se houve violação abaixo de 2300
nnz((tensoesPUporbarra(:,5) > 2300).*(FD_percent(:,1) > FDo23kv)); %verifica se houve violação acima de 2300

TR = 1; % Normalmente 1 p.u.

status_tensao = zeros(size(nomesbarras, 1), 3); % Inicializa com 0 (não avaliado)

% Calcular a tensão média de cada barramento (média das 3 fases)
TL = mean(abs(tensoesPUporbarra(:, 1:3)), 2, 'omitnan'); % Tensão média em p.u.

% está na faixa crítica (2 na faixa crítica superior e 1 na inferior)
TL = abs(tensoesPUporbarra(:, 1:3));
TL(isnan(TL))=1; % não é real, apenas não é problema

% Identificar quais barramentos tem 3 fases conectadas
barramentos_3_fases = tensoesPUporbarra(:, 4) == 3;

% Adequada (índice 1): 0,95 <= TL < 1,05

```

```

status_tensao( (TL >= 0.95 * TR & TL <= 1.05 * TR)) = 1;

% Precaria (indice 2): 0,90 < TL < 0,95 ou 1,05 < TL < 1,07
status_tensao( ((TL >= 0.90 * TR & TL < 0.95 * TR) | (TL > 1.05 * TR & TL <= 1.07 * TR))) = 2;

% Critica (indice 3): TL < 0,90 ou TL > 1,07
status_tensao( (TL < 0.90 * TR | TL > 1.07 * TR)) = 3;

qualeraoFD = atualFD;
atualFD = mean(todosFD(contadoritera,:));

if ~exist('angulos')
    angulos = angle(tensoesPUporbarra(barraselecionada,1:3))*180/pi;
else
    angulos = [angulos ; angle(tensoesPUporbarra(barraselecionada,1:3))*180/pi ];
end

plot(todosFD(end,:), 'r'); hold on; %pause
end % final do loop

faixas = [{'adeq'} {'prec'} {'crit'}];
faixas = faixas(status_tensao);

disp('Resultados da classificação das tensões:');
disp(table(nomesbarras, TL, faixas, FD_percent));

num_adequadas = sum(status_tensao == 1); % Contar tensões adequadas
num_precarias = sum(status_tensao == 2); % Contar tensões precárias
num_criticas = sum(status_tensao == 3); % Contar tensões críticas

subplot(2,2,1)
[~,aux]=sort(distancias);
nomeslinhas = DSSCircuit.Lines.AllNames;
for K=1:size(nomeslinhas,1)
    DSSCircuit.SetActiveElement(['Line.' nomeslinhas{K}]);
    barras = DSSCircuit.ActiveElement.BusName;
    barra1 = strsplit(barras{1},'.'); barra1 = barra1{1};
    barra2 = strsplit(barras{2},'.'); barra2 = barra2{1};
    barra1=find(strcmpi(barra1,nomesbarras));
    barra2=find(strcmpi(barra2,nomesbarras));

```

```

cores = [{'r'}, {'g'}, {'b'}];
for l=1:3
    legendados(l)=plot(distancias([barra1 barra2]),[abs(tensoesPUporbarra(barra1,l)) ...
        abs(tensoesPUporbarra(barra2,l))],['-' cores{l}], 'linewidth',2);

    hold on
end

end

nomestrafos = DSSCircuit.Transformers.AllNames;
for K=1:size(nomestrafos,1)
    DSSCircuit.SetActiveElement(['Transformer.' nomestrafos{K}]);
    barras = DSSCircuit.ActiveElement.BusName;
    barra1 = strsplit(barras{1},'.'); barra1 = barra1{1};
    barra2 = strsplit(barras{2},'.'); barra2 = barra2{1};

    barra1=find(strcmpi(barra1,nomesbarras));1.005
    barra2=find(strcmpi(barra2,nomesbarras));

    cores = [{'r'}, {'g'}, {'b'}];
    for l=1:3
        plot(distancias([barra1 barra2]),[abs(tensoesPUporbarra(barra1,l)) abs(tensoesPUporbarra(barra2,l))],['-'
cores{l}], 'linewidth',2)
        hold on
    end

end

naoleg=plot([0 max(distancias)*1.05],[1.05 1.05], 'k-');
naoleg=plot([0 max(distancias)*1.05],[0.95 0.95], 'k-');
naoleg=plot([0 max(distancias)*1.05],[1 1], 'k-');
ylim([.9 1.1])
xlim([0 max(distancias)*1.05])
xlabel('Distância (km)')
ylabel('Tensões no sistema (pu)')
legend(legendados,'A','B','C','location','northeast')

fprintf('Quantidade de barramentos com tensões adequadas: %d\n', num_adequadas);
fprintf('Quantidade de barramentos com tensões precárias: %d\n', num_precarias);
fprintf('Quantidade de barramentos com tensões críticas: %d\n', num_criticas);

subplot(2,2,2)
TPU=plot(tensoesbarraescolhida(1:end-1,1),'ro-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2; hold on

```

```

TPU=plot(tensoesbarraescolhida(1:end-1,2),'go-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2;
TPU=plot(tensoesbarraescolhida(1:end-1,3),'bo-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 1;
xlabel('Iteração')
ylabel(sprintf('Tensão na \nbarra escolhida (pu)'))
legend('A','B','C','location','northwest')

subplot(2,2,3)
TPU=plot(abs(angulos(1:end-1,1)-angulos(1:end-1,2)),'yo-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2; hold on
TPU=plot(angulos(1:end-1,2)+360-abs(angulos(1:end-1,3)),'co-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2;
TPU=plot(abs(angulos(1:end-1,3)-angulos(1:end-1,1)),'mo-', 'linewidth',2); TPU.MarkerSize = 2;
xlabel('Iteração')
ylabel(sprintf('Ângulo entre fases na \nbarra escolhida (°)'))
legend('AB','BC','CA','location','northwest')

subplot(2,2,4)
plot(transpose(todosFD(1:end-1,2:end))); hold on
FDL(1)=plot(transpose(todosFD(1,2:end)),'r', 'linewidth',2);
FDL(2)=plot(transpose(todosFD(end-1,2:end)),'b', 'linewidth',2);
xlabel('Hora do dia')
ylabel(sprintf('Fator de desequilíbrio na \nbarra escolhida (%%)'));
legend(FDL,'Original','Otimizado','location','northwest')

fprintf('Processo finalizado após %d mudanças de potência entre fases com FD médio de %.2f%%\n',size(todosFD,1)-
1,mean(todosFD(end-1,:)))
fprintf('Divisão de potências entre fases de PA=%.2f[kW], PB=%.2f[kW] e PC=%.2f[kW]\n',potencias_GD(end-
1,1)*potenciamaximaGD,potencias_GD(end-1,2)*potenciamaximaGD,potencias_GD(end-1,3)*potenciamaximaGD)

```