

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Vinicius Moreira Rodrigues Diogo

Estimação de Estados Trifásica a Quatro Fios para Sistemas de Distribuição  
Multiaterrados: Uma Abordagem Considerando Pseudomedidas Associadas  
ao Neutro

Juiz de Fora

2024

Vinicius Moreira Rodrigues Diogo

**Estimação de Estados Trifásica a Quatro Fios para Sistemas de Distribuição  
Multiterrados: Uma Abordagem Considerando Pseudomedidas Associadas  
ao Neutro**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Igor Delgado de Melo, Dr.

Juiz de Fora

2024

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Diogo, Vinicius M. R..

Estimação de Estados Trifásica a Quatro Fios para Sistemas de Distribuição Multiaterrados: Uma Abordagem Considerando Pseudomedidas Associadas ao Neutro / Vinicius Moreira Rodrigues Diogo. – 2024.

77 p. : il.

Orientador: Igor Delgado de Melo

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Estimação de Estados. 2. Sistema de Distribuição. 3. PMU. I. de Melo, Delgado, orient. II. Título.

**Vinicius Moreira Rodrigues Diogo**

**Estimação de Estados Trifásica a Quatro Fios para Sistemas de Distribuição Multiterrados: Uma Abordagem Considerando Pseudomedidas Associadas ao Neutro**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 16 de setembro de 2024.

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Dr. Igor Delgado de Melo** - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Francisco Carlos Rodrigues Coelho**

Universidade Federal de São João Del-Rei

**Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira**

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 13/08/2024.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 16/09/2024, às 11:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 16/09/2024, às 11:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Francisco Carlos Rodrigues Coelho, Usuário Externo**, em 16/09/2024, às 11:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf ([www2.ufjf.br/SEI](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1920158** e o código CRC **4029A090**.

---

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha gratidão a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização desta dissertação de mestrado.

Ao meu orientador, Prof. Igor Delgado de Melo, pelos ensinamentos, oportunidade, confiança, apoio e paciência durante a maior parte da minha jornada acadêmica.

Um agradecimento especial à minha família, cujo amor, paciência e suporte foram fundamentais para que eu pudesse alcançar este objetivo.

Agradeço aos membros da banca avaliadora, pela disponibilidade de participar e pelas considerações acerca do trabalho.

É importante mencionar aqui meu agradecimento ao suporte educacional e à infraestrutura laboratorial disponibilizados pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e pela Universidade Federal de Juiz de Fora, sem os quais não seria possível o desenvolvimento deste trabalho.

Por último, o autor também gostaria de agradecer o apoio financeiro em parte da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) – Código de Financiamento 001, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Universidade Federal de Juiz de Fora pela bolsa de estudos concedida.

## RESUMO

Atualmente, há uma crescente necessidade de realizar o monitoramento de grandezas elétricas em redes de distribuição. Entretanto, as técnicas tradicionais de estimação de estados não podem ser aplicadas diretamente a essas redes devido às características intrínsecas como cargas desequilibradas, topologia predominantemente radial e número limitado de medidores instalados ao longo de alimentadores de média tensão. Neste complexo cenário, além de medidas obtidas em tempo real, é necessário utilizar informações suplementares que auxiliem na estimativa do estado operativo da rede. Tais informações são chamadas de pseudomedidas e são associadas tradicionalmente a valores de potências ativa e reativa demandadas obtidas através de dados históricos de consumo de energia mensal de cada consumidor.

Devido à escassez de pesquisas considerando a estimação de estados (EE) trifásica a quatro fios para sistemas de distribuição, este trabalho apresenta uma nova abordagem para a EE em redes multiterradas. Na metodologia proposta, o vetor de variáveis de estados é composto pelas correntes ramais em coordenadas retangulares e as medidas são obtidas preconizando o uso de PMUs (*Phasor Measurement Units*) instaladas ao longo de alimentadores radiais. O modelo trifásico a quatro fios é considerado para os elementos da rede representando o condutor neutro e a impedância de aterramento.

Um problema de otimização é formulado para determinar o estado operativo do sistema baseado em uma função objetivo definida pelo conceito dos mínimos quadrados ponderados. Pseudomedidas referentes às cargas são modeladas por restrições de desigualdade para suprir a falta de medições em tempo real, assumindo um cenário com escassez de medidores fasoriais que permitem monitoramento em tempo real.

Para demonstrar a efetividade do método proposto são conduzidas simulações utilizando o sistema teste Kersting de 21 barras e o sistema de 33 barras modificado assumindo diferentes posicionamentos de medidores, cenários de carga e impedâncias de aterramento. Análises do impacto da presença de geração distribuída no sistema de 33 barras também são inclusas no estudo realizado. Adicionalmente, o impacto do aumento de carga na determinação da tensão de neutro e fator de desequilíbrio serão abordados a fim de atestar a eficácia do método proposto.

Uma importante contribuição deste trabalho é a adição de pseudomedidas, tratadas como restrições de desigualdade referentes à potência dissipada no neutro, auxiliando na redução de erros para todas as fases e permitindo estimar a magnitude da tensão de neutro, NEV (*Neutral-to-Earth Voltage*) e desequilíbrio entre fases, com erros de estimação reduzidos.

Palavras-chave: Estimação de Estados. Sistemas de Distribuição. PMU. Otimização.

## ABSTRACT

Currently, there is an increasing need to monitor electrical quantities in distribution networks. However, traditional state estimation techniques cannot be directly applied to these networks due to intrinsic characteristics such as unbalanced loads, predominantly radial topology, and a limited number of meters installed along medium voltage feeders. In this complex scenario, in addition to real-time measurements, it is necessary to use supplementary information to assist in estimating the operational state of the network. Such information is referred to as pseudo-measurements and is traditionally associated with active and reactive power values obtained through historical monthly energy consumption data for each consumer.

Due to the scarcity of research considering three-phase four-wire state estimation (SE) for distribution systems, this work presents a new approach to SE in multi-grounded networks. In the proposed methodology, the state variable vector consists of branch currents in rectangular coordinates, and measurements are obtained with the use of Phasor Measurement Units (PMUs) installed along radial feeders. The three-phase four-wire model is considered for network elements representing the neutral conductor and grounding impedance.

An optimization problem is formulated to determine the operational state of the system based on an objective function defined by the weighted least squares concept. Pseudo-measurements related to loads are modeled by inequality constraints to compensate for the lack of real-time measurements, assuming a scenario with a scarcity of phasor meters that allow real-time monitoring.

To demonstrate the effectiveness of the proposed method, simulations are conducted using the 21-bus Kersting test system and the modified 33-bus system, assuming different meter placements, load scenarios, and grounding impedances. Analyses of the impact of distributed generation on the 33-bus system are also included in the study. Additionally, the impact of increased load on neutral voltage determination and phase imbalance will be addressed to validate the effectiveness of the proposed method.

A significant contribution of this work is the addition of inequalities related to the power dissipated in the neutral, aiding in the reduction of errors for all phases and allowing for the estimation of neutral-to-earth voltage (NEV) and phase imbalance, with reduced estimation errors.

Keywords: State estimation. Distribution Systems. PMU. Optimization.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Modelo de linha para redes a quatro fios. . . . .	19
Figura 2	– Modelo de transformador trifásico (ligação Y - Y). . . . .	20
Figura 3	– Modelo de transformador trifásico (ligação $\Delta$ - $\Delta$ ). . . . .	21
Figura 4	– Modelo de transformador trifásico (ligação Y - $\Delta$ ). . . . .	22
Figura 5	– Modelo de transformador trifásico (ligação $\Delta$ - Y). . . . .	22
Figura 6	– Modelo de transformador trifásico Y-Delta Luz. . . . .	23
Figura 7	– Modelo de transformador trifásico a quatro fios para formação da matriz de admitâncias nodais (ligação Y aterrada - Y aterrada). . . . .	24
Figura 8	– Modelo de gerador para redes a quatro fios. . . . .	26
Figura 9	– Sistema genérico a quatro fios multiaterrado. . . . .	26
Figura 10	– Representação das medidas advindas por PMUs. . . . .	41
Figura 11	– Fluxograma para validação do método proposto. . . . .	44
Figura 12	– Sistema do Kersting. . . . .	48
Figura 13	– Representação Multifásica do Sistema do Kersting. . . . .	48
Figura 14	– Resultados de estimação de estados para as tensões das fases. . . . .	49
Figura 15	– Resultados da estimação de estados para o neutro. . . . .	50
Figura 16	– Resultados de desequilíbrio de tensão. . . . .	51
Figura 17	– Tensão da barra 20 em função do carregamento do sistema. . . . .	52
Figura 18	– Curvas de NEV e desequilíbrio de tensão em função do carregamento. . . . .	53
Figura 19	– Tensão da barra 20 em função do carregamento da fase A. . . . .	53
Figura 20	– NEV e desequilíbrio da barra 20 em função do carregamento da fase A. . . . .	54
Figura 21	– Sistema de 33 barras. . . . .	54
Figura 22	– Resultados de estimação de estados para as fases. . . . .	57
Figura 23	– Resultados de estimação de estados para o neutro. . . . .	57
Figura 24	– Resultados de desequilíbrio de tensão. . . . .	59
Figura 25	– Tensão da barra 17 em função do carregamento do sistema. . . . .	60
Figura 26	– Curvas de NEV e desequilíbrio de tensão em função do carregamento. . . . .	61
Figura 27	– Tensão da barra 17 em função do carregamento da fase C. . . . .	61
Figura 28	– NEV e desequilíbrio da barra 17 em função do carregamento da fase C. . . . .	62
Figura 29	– Disposição dos medidores no sistema de 33 barras para comparação. . . . .	62
Figura 30	– Comparação entre as tensões de neutro. . . . .	63
Figura 31	– Perfil de tensão das fases com GD. . . . .	63

- Figura 32 – Desequilíbrio de tensão com alocação de geração distribuída. 64
- Figura 33 – Tensão de neutro variando o montante de geração distribuída. 64

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ligações possíveis para as cargas. . . . .	25
Tabela 2 – Principais contribuições de trabalhos para estimação de estados em redes de distribuição. . . . .	35
Tabela 3 – Principais contribuições de trabalhos para estimação de estados considerando NEV. . . . .	38
Tabela 4 – Resultado de estimação dos ângulos das tensões para as fases. . . . .	50
Tabela 5 – Impacto da resistência de aterramento na estimação da tensão do neutro. . . . .	51
Tabela 6 – Impacto do fator de carregamento na estimação da tensão do neutro. . . . .	52
Tabela 7 – Dados de potências das barras do sistema de 33 barras. . . . .	55
Tabela 8 – Dados das linhas para o sistema de 33 barras. . . . .	56
Tabela 9 – Resultado de estimação dos ângulos das tensões para as fases. . . . .	58
Tabela 10 – Impacto da resistência de aterramento na estimação da tensão do neutro. . . . .	59
Tabela 11 – Impacto do fator de carga na estimação da tensão do neutro. . . . .	60
Tabela 12 – Análise de sensibilidade do parâmetro $\kappa$ . . . . .	65

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EE	Estimação de Estados
FC	Fator de Carregamento
GD	Geração Distribuída
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
NEV	<i>Neutral-to-Earth Voltage</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Units</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RNA	Rede Neural Artificial
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>13</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO . . . . .	13
1.2	MOTIVAÇÕES . . . . .	14
1.3	OBJETIVOS . . . . .	15
1.4	PUBLICAÇÕES DECORRENTES . . . . .	16
1.5	ESTRUTURAÇÃO DO DOCUMENTO . . . . .	16
<b>2</b>	<b>MODELAGEM DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO . . . . .</b>	<b>18</b>
2.1	REPRESENTAÇÃO DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO . . . . .	18
2.2	REPRESENTAÇÃO DE TRANSFORMADORES . . . . .	19
2.2.1	<b>Conexão Y-Y . . . . .</b>	<b>20</b>
2.2.2	<b>Conexão <math>\Delta</math>-<math>\Delta</math> . . . . .</b>	<b>20</b>
2.2.3	<b>Conexão Y-<math>\Delta</math> . . . . .</b>	<b>21</b>
2.2.4	<b>Conexão <math>\Delta</math>-Y . . . . .</b>	<b>21</b>
2.2.5	<b>Montagem da matriz de admitâncias nodais . . . . .</b>	<b>23</b>
2.3	REPRESENTAÇÃO DE CARGAS . . . . .	24
2.4	REPRESENTAÇÃO DE GERADORES . . . . .	25
2.5	REPRESENTAÇÃO DE UM SISTEMA MULTIATERRADO A QUATRO FIOS . . . . .	25
2.6	ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO SISTEMAS MULTIATERRADOS A 4 FIOS . . . . .	27
2.6.1	CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .	29
<b>3</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .</b>	<b>30</b>
3.1	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO . . . . .	30
3.2	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS CONSIDERANDO A TENSÃO DE NEUTRO . . . . .	36
3.3	CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .	38
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .</b>	<b>40</b>
4.1	VETOR DE VARIÁVEIS DE ESTADOS . . . . .	40
4.2	VETOR DE MEDIÇÕES FASORIAIS . . . . .	40
4.3	GRANDEZAS EM FUNÇÃO DAS VARIÁVEIS DE ESTADO . . . . .	41
4.4	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO . . . . .	42
4.5	FLUXOGRAMA RESUMITIVO PARA VALIDAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO . . . . .	44
4.6	CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .	45
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E SIMULAÇÕES . . . . .</b>	<b>47</b>
5.1	SISTEMA KERSTING DE 21 BARRAS . . . . .	47

5.1.1	<b>Estimação de estados das três fases e NEV</b> . . . . .	49
5.1.2	<b>Análise de sensibilidade</b> . . . . .	51
5.2	<b>SISTEMA DE 33 BARRAS</b> . . . . .	54
5.2.1	<b>Estimação de tensão das três fases e NEV</b> . . . . .	56
5.2.2	<b>Análises de sensibilidade</b> . . . . .	59
5.2.3	Análise com introdução de geração distribuída . . . . .	63
5.2.4	<b>CONCLUSÕES PARCIAIS</b> . . . . .	65
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> . . . . .	<b>67</b>
6.1	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	67
6.2	<b>TRABALHOS FUTUROS</b> . . . . .	68
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>70</b>
	<b>APÊNDICE A – RESOLUÇÃO VIA MÉTODO DE PONTOS</b> <b>INTERIORES COM BARREIRA DE SEGU-</b> <b>RANÇA</b> . . . . .	<b>74</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O atual cenário energético do mundo busca se basear nos três pilares denominados 3Ds (decentralização, descarbonização e digitalização). Esses pilares são importantes para que os sistemas elétricos operem, cada vez mais, de maneira sustentável, econômica, segura e confiável (Goulart; Sperandio, 2021). Além disso, atualmente há a inclusão de dois importantes pilares: democratização e segurança energética (Nascimento, 2024).

O processo de transição energética atualmente está focado na redução da emissão de carbono e no incentivo ao uso de tecnologias e fontes renováveis que minimizem os impactos ambientais. Fatores como mudanças climáticas, aquecimento global, alta emissão de gases de efeito estufa (GEE), perda de biodiversidade, desertificação de ecossistemas e desigualdade social incentivam a busca por novas tecnologias e recursos alternativos para geração de energia (Villanueva; Catapan; Lousada, 2023). Assim, fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar, assumiram uma grande participação nas matrizes elétricas nos últimos anos.

A matriz elétrica brasileira, com diversas particularidades em relação ao mundo, era predominantemente composta por usinas hidrelétricas, caracterizando-se como uma fonte renovável, e por usinas térmicas. Devido às crises de abastecimento de energia associadas à escassez do recurso hídrico para geração de energia, a alocação de novas fontes de geração nos sistemas elétricos tornou-se fundamental (Aneel, 2024). Na atualidade, a presença das fontes eólica e solar nos sistemas elétricos brasileiros mantém a matriz como renovável e mais flexível sob o ponto de vista operacional.

Além das alterações nas matrizes elétricas, o incentivo público para a expansão de outras fontes, por meio de políticas públicas e ações regulatórias, aliado à facilidade de instalação de placas fotovoltaicas, acarretou um crescimento na Geração Distribuída (GD) nos sistemas elétricos de potência. Assim, no Brasil, verifica-se uma matriz de geração elétrica diversificada e renovável, que serve como referência para o mundo em produção de energia eólica on-shore e energia fotovoltaica, tanto em geração centralizada quanto em geração distribuída de energia (Aneel, 2024).

Devido à introdução de novos recursos energéticos distribuídos em redes elétricas de média tensão e ao aumento da demanda de energia, que acarreta na operação dos sistemas elétricos cada vez mais próxima de seus limites operacionais, faz-se necessário o desenvolvimento de técnicas que permitam analisar e monitorar sistemas de distribuição considerando suas características particulares, como a existência de impedâncias mútuas, cargas trifásicas desequilibradas e a escassez de sistemas de monitoramento em tempo real (Melo; Teixeira; Mingorança, 2023).

Além da maior complexidade de operação dos SEPs devido aos fatores citados anteriormente, a pressão exercida pelos consumidores acerca da qualidade e da confiabilidade do fornecimento de energia elétrica é crescente. Dessa forma, as concessionárias de serviço público de energia trabalham para manter parâmetros de qualidade de energia dentro de valores estabelecidos por normas. No Brasil, os parâmetros seguem os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Porém, o alto custo associado a medidores capazes de mensurar grandezas elétricas em tempo real acarreta no baixo número de medições presentes em sistemas elétricos de distribuição. Nestes sistemas, as medições em tempo real estão, normalmente, presentes apenas nas subestações dos alimentadores da rede primária de distribuição (Frazao, 2015). Ao contrário de redes elétricas de distribuição, as redes de transmissão de energia, através do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), contam com o estado operativo obtido por estimadores de estados. Atualmente, os sistemas de medição presentes nas redes de transmissão de energia também contam com medidas advindas de PMUs (*Phasor Measurement Units*).

Aprimorar os sistemas de monitoramento em tempo real será, então, um passo importante e imprescindível para as redes elétricas de distribuição. Isso possibilitará a utilização de técnicas de estimação de estados capazes de estimar parâmetros elétricos, como tensão e corrente, em todas as barras, a partir de um número mínimo de medidores.

Será imprescindível, também, que os sistemas de distribuição tenham recursos viáveis para a avaliação e monitoramento do neutro. Com o surgimento de novas tecnologias, como veículos elétricos, alocadas de maneiras monofásicas ou bifásicas nessas redes, pode haver um aumento do desequilíbrio entre as correntes das fases, direcionando uma corrente que flui por resistências de aterramento, culminando no aparecimento da tensão de neutro, comumente denominada NEV (*Neutral-to-Earth Voltage*) (Jesus; Celeita; Ramos, 2020).

Dessa forma, faz-se necessário o desenvolvimento de metodologias para a estimação de estados de sistemas elétricos desequilibrados, capazes de obter o estado da rede em todas as fases e no neutro, visando o menor custo com o menor número possível de medidores.

## 1.2 MOTIVAÇÕES

A operação de sistemas elétricos de potência sempre representou um desafio significativo para engenheiros eletricitas. Com o advento de novas tecnologias e equipamentos nas redes de média tensão, torna-se crucial implementar uma estrutura capaz de monitorar e operar esses sistemas em tempo real.

A falta de equipamentos de medição em tempo real dificulta a operação eficiente das redes elétricas de distribuição, resultando em tempos prolongados para o restabelecimento dos sistemas, tomadas de decisão mais difíceis e um aumento na ocorrência de incidentes.



Além disso, devido à escassez de metodologias desenvolvidas para a estimação de estados trifásicos a quatro fios, que considerem adequadamente a situação da tensão no neutro causada por desequilíbrios nas fases, há uma necessidade de pesquisas e implementações que permitam estimar tanto o estado das fases das redes de distribuição quanto o comportamento do neutro e do desequilíbrio entre as fases do sistema.

A seguir, são listadas as principais motivações para realização deste trabalho, de modo sintetizado:

- Desafios na operação de sistemas elétricos de distribuição devido à introdução de fontes alternativas de energia;
- Carência de medição em tempo real nas redes elétricas de distribuição;
- Necessidade de metodologias para estimação de estados trifásicos a quatro fios;
- Importância de monitorar a tensão no neutro para lidar com desequilíbrios nas fases evitando sobrecarga em equipamentos conectados à rede.

### 1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal propor uma nova metodologia para a estimação de estados trifásicos a quatro fios em sistemas de distribuição multiterrados baseada nas correntes ramais como variáveis de estados, com pseudomedidas associadas às potências ativas e reativas das fases e à potência dissipada no neutro.

A metodologia proposta visa assumir um número reduzido de PMUs instaladas ao longo de alimentadores radiais de distribuição, utilizando pseudomedidas que combinam dados mensais de consumo de energia com estimativas de potências dissipadas no condutor neutro.

Será formulado um problema de otimização para minimizar o somatório das diferenças quadráticas entre os valores medidos pelas PMUs e os valores estimados, ponderadas pelo desvio padrão associado à imprecisão dos medidores a fim de representar erros aleatórios inerentes à instrumentação.

O problema de otimização é formulado inserindo restrições de desigualdade que consideram as informações das pseudomedidas de cada fase e neutro, para as barras nas quais PMUs não são instaladas. Essa estratégia objetiva contornar o problema da escassez de medição em cenários reais, fornecendo informações suplementares para o algoritmo fornecer o estado operativo mais provável da rede supervisionada.

Além disso, serão integradas no problema de otimização restrições e pseudomedidas específicas para o neutro, visando melhorar a precisão das estimativas obtidas.

Como objetivos específicos, destacam-se ainda:

- Desenvolver uma metodologia para estimação de estados trifásicos a quatro fios considerando a modelagem de equipamentos e sistemas de distribuição multiterrados;
- Considerar o número limitado de PMUs instaladas no sistema utilizando pseudomedidas baseadas em consumo de energia e potências dissipadas no neutro;
- Incluir restrições e pseudomedidas adicionais relacionadas ao neutro para aprimorar a acurácia dos resultados obtidos pela estimação;
- Avaliar sistemas multiterrados em relação ao carregamento, desequilíbrio e impedâncias de aterramento a fim de validar a metodologia proposta.

#### 1.4 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

O seguintes artigos foram publicados no decorrer do mestrado pelo autor deste trabalho:

- Diogo, Vinicius M. R.; MELO, Igor Delgado de; de Oliveira, Bráulio César. Estimação de Estados Trifásica a Quatro Fios para Sistemas de Distribuição Multiterrados. In: **Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2024)**.
- Diogo, Vinicius M. R.; Melo, Igor Delgado de; de Souza, Matheus Alberto; Moraes, Camila Arêdes. Máxima Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída no Sistema de Distribuição da UFJF usando Estimação de Estados. In: **Revista Principia 2022**.

#### 1.5 ESTRUTURAÇÃO DO DOCUMENTO

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, incluindo esta introdução. O Capítulo 2 contém a modelagem dos componentes de um sistema elétrico trifásico a quatro fios, além da explicação do método de injeção de correntes a quatro fios implementado para resolução do fluxo de potência em redes multifásicas.

Uma revisão bibliográfica é apresentada no Capítulo 3, que inclui um resumo sobre a evolução da estimação de estados nos sistemas elétricos de distribuição e os principais pontos abordados na literatura, além de uma seção específica sobre os trabalhos de estimação de estados que consideram a tensão de neutro.

Em seguida, a metodologia proposta neste trabalho é descrita no Capítulo 4, abrangendo informações sobre as variáveis a serem trabalhadas e a formulação do problema de otimização.

No Capítulo 5, são discutidos os resultados obtidos pela aplicação do método proposto, avaliados em três redes diferentes. Neste capítulo, são realizadas análises de sensibilidade para testar a metodologia em cenários extremos.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões sobre a metodologia e os resultados obtidos, além de proposições para trabalhos futuros.

Ao final, o apêndice complementa o conteúdo deste trabalho. O Apêndice A contém o método de pontos interiores com barreira de segurança para resolução do problema de otimização.

## 2 MODELAGEM DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A modelagem de redes de distribuição não deve ser realizada com base no equivalente monofásico da rede, devido ao desequilíbrio intrínseco dessas redes. Dessa forma, os sistemas devem ser modelados como redes trifásicas, incluindo a representação do condutor neutro, quando existente (Kersting, 2018).

Para a estimação trifásica de estados em sistemas a quatro fios, a modelagem da rede seguirá a formulação nodal, representando cada uma das três fases do sistema trifásico, além do neutro, caso existente. Assim, cada barra da rede será convertida em 3 ou 4 nós, correspondentes às fases e ao neutro (Kagan; Robba; Schimidt, 2009).

A matriz de admitâncias nodais trifásica a quatro fios permite a representação de redes e cargas desequilibradas, fornecendo uma descrição adequada das relações elétricas entre todas as fases e nós.

As seções seguintes detalharão a representação dos principais componentes da rede no modelo trifásico a quatro fios e suas contribuições para a matriz de admitâncias nodais. Os modelos serão descritos com base nas referências Kagan, Robba e Schimidt (2009), Kersting (2018) e Penido *et al.* (2008).

### 2.1 REPRESENTAÇÃO DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

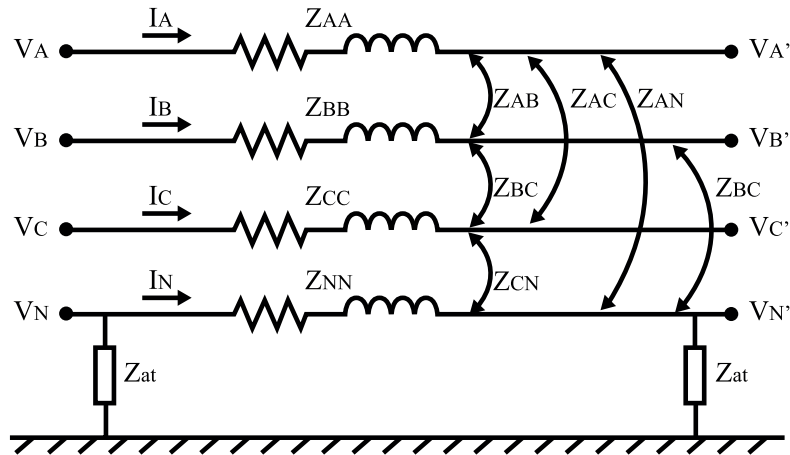
As linhas são modeladas conforme ilustrado na Figura 1 para sistemas a quatro fios. Na figura, estão indicadas as tensões nodais das fases e do neutro no início ( $V_A, V_B, V_C, V_N$ ) e no fim de cada trecho de linha ( $V_{A'}, V_{B'}, V_{C'}, V_{N'}$ ), bem como a corrente ramal em cada condutor ( $I_A, I_B, I_C, I_N$ ). Na representação da linha, é possível verificar também as impedâncias próprias ( $Z_{AA}, Z_{BB}, Z_{CC}, Z_{NN}$ ) e mútuas ( $Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA}, Z_{AN}, Z_{BN}, Z_{CN}$ ) de cada condutor, além das impedâncias de aterramento ( $Z_{at}$ ) conectadas ao neutro associadas à cada barramento do sistema.

Dessa forma, é possível relacionar as quedas de tensão com suas respectivas correntes em cada fase e no neutro a partir da matriz de impedância dos elementos conforme a Equação (2.1). Essa matriz é composta pelas impedâncias próprias das linhas e pelas impedâncias mútuas entre os trechos. Vale ressaltar que a impedância de aterramento, caso existente, será inserida junto ao valor de  $Z_{NN}$ .

$$\begin{bmatrix} V_{AA'} \\ V_{BB'} \\ V_{CC'} \\ V_{NN'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A - V_{A'} \\ V_B - V_{B'} \\ V_C - V_{C'} \\ V_N - V_{N'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} & Z_{AN} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} & Z_{BN} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} & Z_{CN} \\ Z_{NA} & Z_{NB} & Z_{NC} & Z_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

A Equação (2.1) pode ser reescrita para obter a matriz de admitâncias dos elementos

Figura 1 – Modelo de linha para redes a quatro fios.



Fonte: Modificado de Kagan, Robba e Schmidt (2009).

das linhas, invertendo a matriz de impedâncias conforme mostrado na Equação (2.2).

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} & Y_{AN} \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} & Y_{BN} \\ Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} & Y_{CN} \\ Y_{NA} & Y_{NB} & Y_{NC} & Y_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_A - V_{A'} \\ V_B - V_{B'} \\ V_C - V_{C'} \\ V_N - V_{N'} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Como a corrente que sai de um nó é dada pelo inverso da corrente que entra no nó, a expressão matricial pode ser reescrita de acordo com a Equação (2.3). Essa reformulação separa tanto as correntes, quanto as tensões das entradas e das saídas das linhas.

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \\ -I_A \\ -I_B \\ -I_C \\ -I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} & Y_{AN} & -Y_{AA} & -Y_{AB} & -Y_{AC} & -Y_{AN} \\ Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} & Y_{BN} & -Y_{BA} & -Y_{BB} & -Y_{BC} & -Y_{BN} \\ Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} & Y_{CN} & -Y_{CA} & -Y_{CB} & -Y_{CC} & -Y_{CN} \\ Y_{NA} & Y_{NB} & Y_{NC} & Y_{NN} & -Y_{NA} & -Y_{NB} & -Y_{NC} & -Y_{NN} \\ -Y_{AA} & -Y_{AB} & -Y_{AC} & -Y_{AN} & Y_{AA} & Y_{AB} & Y_{AC} & Y_{AN} \\ -Y_{BA} & -Y_{BB} & -Y_{BC} & -Y_{BN} & Y_{BA} & Y_{BB} & Y_{BC} & Y_{BN} \\ -Y_{CA} & -Y_{CB} & -Y_{CC} & -Y_{CN} & Y_{CA} & Y_{CB} & Y_{CC} & Y_{CN} \\ -Y_{NA} & -Y_{NB} & -Y_{NC} & -Y_{NN} & Y_{NA} & Y_{NB} & Y_{NC} & Y_{NN} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_N \\ V_{A'} \\ V_{B'} \\ V_{C'} \\ V_{N'} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

## 2.2 REPRESENTAÇÃO DE TRANSFORMADORES

Os transformadores apresentam diversos padrões de ligação, o que proporciona maior flexibilidade na escolha do tipo de transformador a ser instalado em uma rede.

Tanto a parte primária quanto a parte secundária de um transformador têm um formato de ligação específico, determinando a forma como o transformador é conectado.

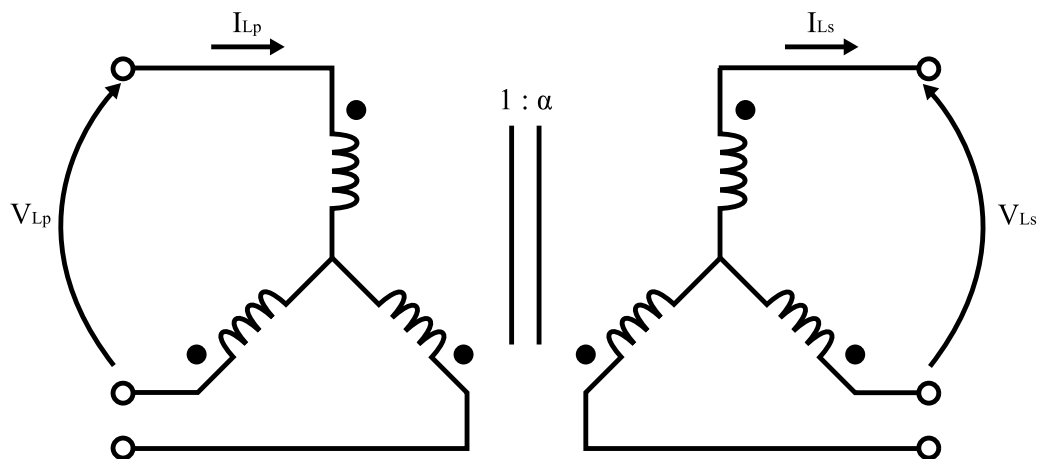
Essas conexões estabelecem relações entre as correntes e tensões observadas no lado primário e no lado secundário do transformador.

Na sequência, serão apresentados exemplos das conexões mais comuns para transformadores em sistemas elétricos de potência, segundo Alexander e Sadiku (2013).

### 2.2.1 Conexão Y-Y

A conexão com ambos os lados do transformador em formato estrela é exibida na Figura 2. As correntes e tensões de linha de cada lado do transformador são relacionadas à relação de transformação  $\alpha$ . A tensão e a corrente de linha do lado primário estão representadas por  $V_{Lp}$  e  $I_{Lp}$ , respectivamente, enquanto no lado secundário são representadas por  $V_{Ls}$  e  $I_{Ls}$ .

Figura 2 – Modelo de transformador trifásico (ligação Y - Y).



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Com essa configuração as relações entre tensões e correntes dos lados primário e secundário do transformador são dadas de acordo com as Equações (2.4) e (2.5).

$$V_{Ls} = \alpha V_{Lp} \quad (2.4)$$

$$I_{Ls} = \frac{I_{Lp}}{\alpha} \quad (2.5)$$

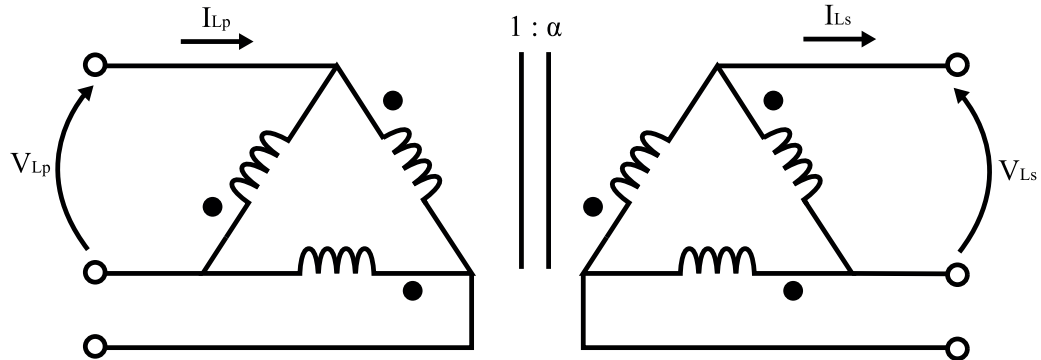
Vale salientar que, nesta conexão, o neutro está situado no ponto comum entre as três fases. Assim, pode haver um condutor de neutro e, além disso, existe a possibilidade de aterramento no ponto de encontro das fases.

### 2.2.2 Conexão $\Delta$ - $\Delta$

Com ambos os lados do transformador em configuração delta, obtém-se outra possível configuração, exibida na Figura 3. Neste caso, a extremidade final de cada fase é

conectada ao início da fase seguinte, ou seja, as fases não possuem um ponto comum de conexão.

Figura 3 – Modelo de transformador trifásico (ligação  $\Delta - \Delta$ ).



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Para esse tipo de conexão, as relações entre os parâmetros do lado primário e do lado secundário são as mesmas das apresentadas nas Equações (2.4) e (2.5).

### 2.2.3 Conexão Y- $\Delta$

Com tipos de ligação diferentes no primário e no secundário, uma das configurações mais frequentes apresenta o lado primário em estrela e o lado secundário em delta, conforme mostrado na Figura 4. Esse tipo de conexão modifica as relações de transformação, alterando o ângulo da tensão e da corrente, bem como seus módulos, conforme descrito nas Equações (2.6) e (2.7).

$$V_{Ls} = \frac{\alpha V_{Lp}}{\sqrt{3}} \angle -30^\circ \quad (2.6)$$

$$I_{Ls} = \frac{\sqrt{3} I_{Lp}}{\alpha} \angle -30^\circ \quad (2.7)$$

### 2.2.4 Conexão $\Delta$ -Y

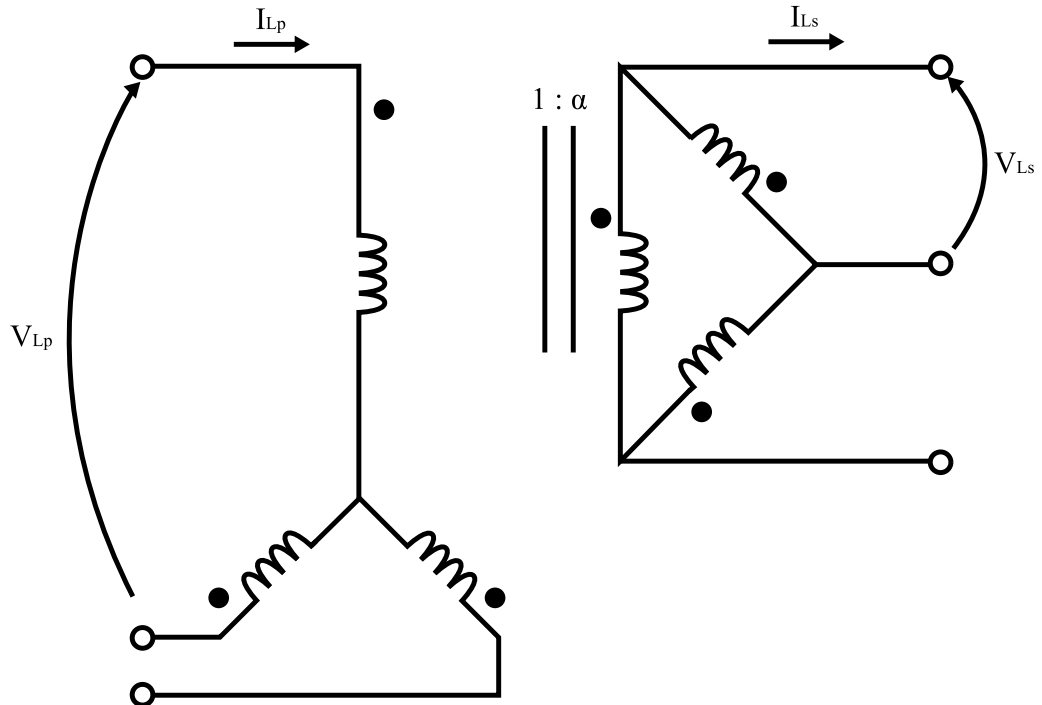
A Figura 5 representa a conexão com o primário em estrela e o secundário em delta. Da mesma forma, esse tipo de conexão altera a fase e o módulo das corrente e tensão.

As Equações (2.8) e (2.9) expressam as devidas relações de transformação para essa conexão.

$$V_{Ls} = \sqrt{3} \alpha V_{Lp} \angle 30^\circ \quad (2.8)$$

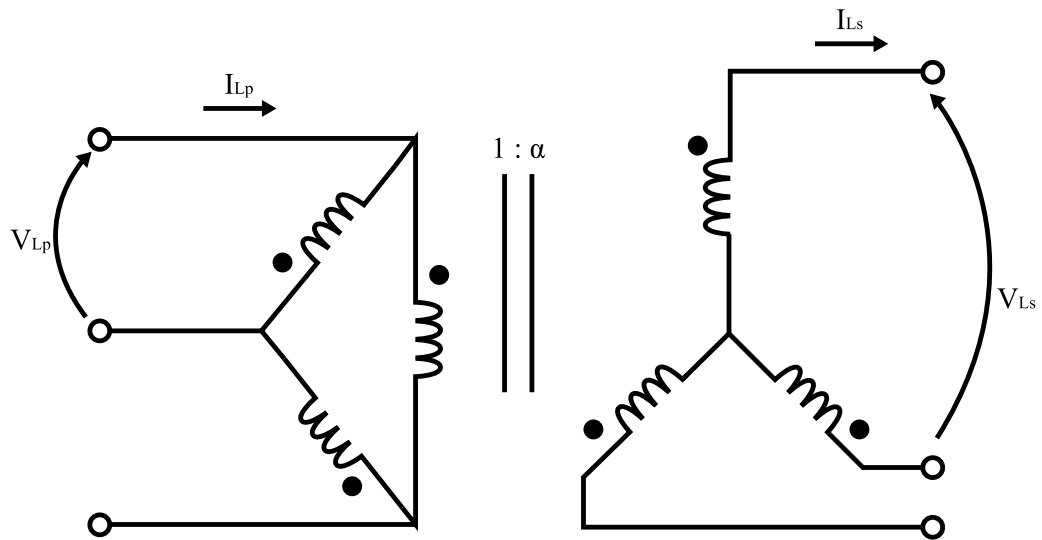
$$I_{Ls} = \frac{I_{Lp}}{\sqrt{3} \alpha} \angle 30^\circ \quad (2.9)$$

Figura 4 – Modelo de transformador trifásico (ligação Y -  $\Delta$ ).



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Figura 5 – Modelo de transformador trifásico (ligação  $\Delta$  - Y).



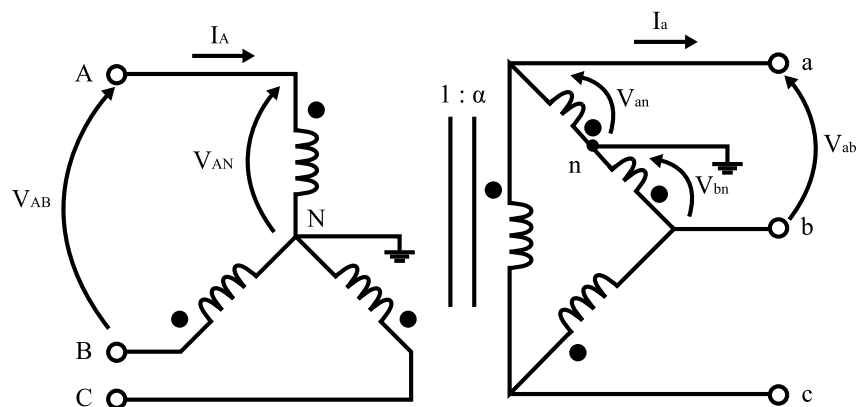
Fonte: Elaborado pelo autor (2024).



Além das quatro ligações mais importantes supracitadas, existem outras formas menos frequentes como a ligação em Zig-Zag e ligação Scott segundo Winders (2002).

Comumente, em sistemas trifásicos a quatro fios, a possibilidade de aterramento só é possível mediante conexão estrela (Y) pelo fato de as três bobinas estarem conectadas em um ponto em comum. Entretanto, vale a ressalva que existe outras possibilidades de conexão como a chamada Delta Luz, que consiste na tradicional conexão Delta com um tap central associado a uma das bobinas sendo o mesmo aterrado conforme mostrado na Figura 6, que apresenta uma ligação Y-Delta Luz, e descrito por Kersting (2004).

Figura 6 – Modelo de transformador trifásico Y-Delta Luz.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

### 2.2.5 Montagem da matriz de admitâncias nodais

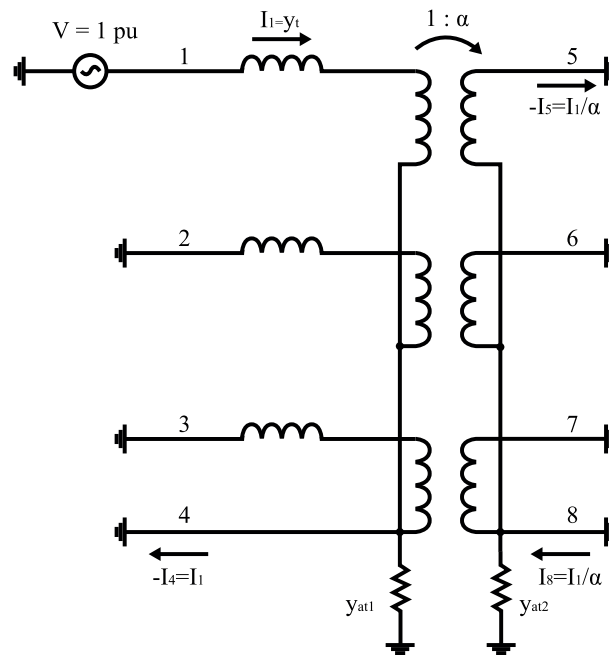
Com finalidade de exemplificar a modelagem de transformadores para redes trifásicas a quatro fios, a Figura 7 apresenta um modelo de transformador trifásico conectado no formato estrela aterrada nos enrolamentos primário e secundário. O tap do transformador é representado pelo símbolo  $\alpha$ ,  $y_t$  corresponde ao inverso da impedância de curto-circuito do transformador,  $y_{at1}$  e  $y_{at2}$  são os inversos das impedâncias de aterramento dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente.

A representação mostrada para o transformador está adequada para a determinação da primeira linha/coluna de sua matriz de admitâncias nodais. Como o gerador de tensão de 1 pu está conectado à fase A do primário e os demais nós estão curto-circuitados ao nó de referência, a Equação (2.10) é expressa para o nó 1 nessas condições.

$$I_1 = y_t V_1 - y_t V_4 - \frac{y_t}{\alpha} V_5 + \frac{y_t}{\alpha} V_8 \quad (2.10)$$

Seguindo esse procedimento, a matriz nodal completa do transformador trifásico a quatro fios (estrela aterrada - estrela aterrada) pode ser escrita como na Equação (2.11).

Figura 7 – Modelo de transformador trifásico a quatro fios para formação da matriz de admitâncias nodais (ligação Y aterrada - Y aterrada).



Fonte: Modificado de Kagan, Robba e Schmidt (2009).

$$[Y_{YY}] = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 & -y_t & -\frac{1}{\alpha}y_t & 0 & 0 & \frac{1}{\alpha}y_t \\ 0 & y_t & 0 & -y_t & 0 & -\frac{1}{\alpha}y_t & 0 & \frac{1}{\alpha}y_t \\ 0 & 0 & y_t & -y_t & 0 & 0 & -\frac{1}{\alpha}y_t & \frac{1}{\alpha}y_t \\ -y_t & -y_t & -y_t & 3y_t + y_{at1} & \frac{1}{\alpha}y_t & \frac{1}{\alpha}y_t & \frac{1}{\alpha}y_t & -\frac{3}{\alpha}y_t \\ -\frac{1}{\alpha}y_t & 0 & 0 & \frac{1}{\alpha}y_t & \frac{1}{\alpha^2}y_t & 0 & 0 & -\frac{1}{\alpha^2}y_t \\ 0 & -\frac{1}{\alpha}y_t & 0 & \frac{1}{\alpha}y_t & 0 & \frac{1}{\alpha^2}y_t & 0 & -\frac{1}{\alpha^2}y_t \\ 0 & 0 & -\frac{1}{\alpha}y_t & \frac{1}{\alpha}y_t & 0 & 0 & \frac{1}{\alpha^2}y_t & -\frac{1}{\alpha^2}y_t \\ \frac{1}{\alpha}y_t & \frac{1}{\alpha}y_t & \frac{1}{\alpha}y_t & -\frac{3}{\alpha}y_t & -\frac{1}{\alpha^2}y_t & -\frac{1}{\alpha^2}y_t & -\frac{1}{\alpha^2}y_t & \frac{3}{\alpha^2}y_t + y_{at2} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Para obter a matriz de admitâncias nodais de transformadores com outras configurações de ligação é preciso realizar um procedimento análogo a partir de suas devidas representações.

### 2.3 REPRESENTAÇÃO DE CARGAS

As cargas podem ser conectadas em triângulo ou estrela. Essa abordagem permite modelar as cargas trifásicas como potência, corrente ou impedância constante, ou como uma combinação dessas opções. Além disso, as cargas podem ser conectadas de forma monofásica, bifásica ou trifásica, conforme indicado na Tabela 1 em que  $AN$ , por exemplo, representa uma conexão monofásica entre a fase A e o neutro N.

Tabela 1 – Ligações possíveis para as cargas.

Tipo de carga	Possíveis conexões
Monofásica	AN, BN ou CN
Bifásica	AB, BC, CA, ABN, BCN ou CAN
Trifásica	ABC em triângulo ou ABC em estrela aterrada

Fonte: (Kagan; Robba; Schimidt, 2009).

Além da conexão, é importante mencionar a composição da carga no modelo polinomial ZIP. De acordo com as Equações (2.12) e (2.13), o cálculo das potências ativa e reativa é realizado com base nas parcelas referentes às variáveis de impedância, corrente e potência constante ( $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$ ). Neste modelo, as potências ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) são calculadas a partir do desvio da tensão ( $V$ ) em relação aos seus valores iniciais de operação ( $V_0$ ). Além disso,  $P_0$  e  $Q_0$  correspondem às potências nominais.

$$P = P_0 \left[ \alpha_p \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta_p \left( \frac{V}{V_0} \right) + \gamma_p \right] \quad (2.12)$$

$$Q = Q_0 \left[ \alpha_q \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta_q \left( \frac{V}{V_0} \right) + \gamma_q \right] \quad (2.13)$$

Nesse modelo a soma de  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  referentes a cada potência deve resultar em 1.

Outra alternativa para a modelagem da carga é o modelo exponencial, que relaciona a potência e a tensão por meio de uma função exponencial. As Equações (2.14) e (2.15) descrevem o cálculo das potências ativa e reativa, respectivamente, a partir deste modelo exponencial, no qual  $\alpha_{exp}$  e  $\beta_{exp}$  são parâmetros que descrevem o comportamento da carga.

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_{exp}} \quad (2.14)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{\beta_{exp}} \quad (2.15)$$

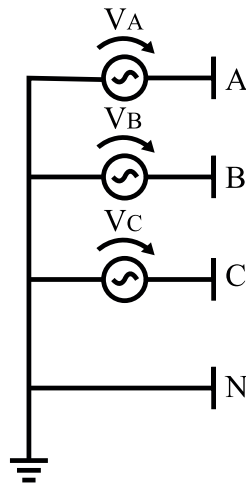
## 2.4 REPRESENTAÇÃO DE GERADORES

O modelo de gerador para rede trifásica a quatro fios é exibido na Figura 8, em que cada fase contém sua representação de gerador de tensão. Os geradores são representados por uma barra externa, provedora de potência complexa com tensão terminal fixa, ou seja, em análise de fluxo de potência equivale a uma barra PV ou a barra de referência angular.

## 2.5 REPRESENTAÇÃO DE UM SISTEMA MULTIATERRADO A QUATRO FIOS

Uma representação genérica completa de um sistema trifásico a quatro fios multiaterrado é mostrado na Figura 9 considerando fonte, linha, carga e as impedâncias

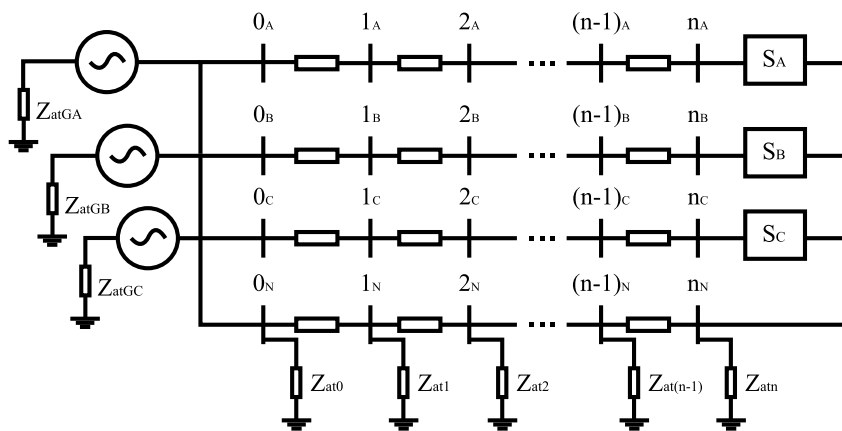
Figura 8 – Modelo de gerador para redes a quatro fios.



Fonte: Modificado de Kagan, Robba e Schmidt (2009).

de aterramento conectadas no ponto neutro. Destaca-se, nessa configuração de rede, o aterramento a cada barra do sistema em um sistema de  $n$  barras. As cargas estão representadas por  $(S_A, S_B e S_C)$ , que indicam as potências referentes a elas.

Figura 9 – Sistema genérico a quatro fios multiaterrado.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Geralmente as impedâncias de aterramento em sistemas multiaterrados são projetadas considerando o desequilíbrio entre as cargas do sistema, tradicionalmente conectadas em Y nesta ocasião e, quanto maior o desequilíbrio das cargas, maior será a tensão no condutor neutro em relação à terra. No inglês, utiliza-se a sigla NEV (*Neutral-to-Earth Voltage*) para designar a tensão do neutro, também chamada de tensão de deslocamento de neutro.

## 2.6 ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO SISTEMAS MULTIA-TERRADOS A 4 FIOS

O método utilizado para resolver o fluxo de potência trifásico a quatro fios, para obter o estado real das redes estudadas neste trabalho, é o método de injeção de corrente trifásica a quatro fios apresentado em Penido *et al.* (2008).

Esta seção destina-se a apresentar um resumo dessa metodologia, a qual foi implementada para comparação com os resultados da estimação de estados.

A priori, as correntes nodais especificadas ( $I_k^s$ ) são calculadas em função das tensões no barramento ( $V_k^s$ ) e das potências ativas e reativas especificadas ( $(P_k^{esp})^s, (Q_k^{esp})^s$ ). A Equação (2.16) expressa o cálculo da corrente nodal especificada para cada fase ( $s \in a, b, c$ ) em uma barra  $k$ , sendo que as Equações (2.17) e (2.18) representam suas partes real e imaginária, apresentadas separadamente.

$$\dot{I}_k^s = \frac{(P_k^{esp})^s - j(Q_k^{esp})^s}{(V_k^s)^*} \quad (2.16)$$

$$I_{re_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s \cdot V_{re_k}^s + (Q_k^{esp})^s \cdot V_{im_k}^s}{(V_{re_k}^s)^2 + (V_{im_k}^s)^2} \quad (2.17)$$

$$I_{im_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s \cdot V_{im_k}^s - (Q_k^{esp})^s \cdot V_{re_k}^s}{(V_{re_k}^s)^2 + (V_{im_k}^s)^2} \quad (2.18)$$

Os resíduos das correntes das fases, expressos pela diferença entre a corrente especificada e a corrente calculada, são apresentados pelas Equações (2.19) e (2.20), respectivamente nas parcelas real e imaginária ( $\Delta I_{re_k}^s, \Delta I_{im_k}^s$ ). Note que as tensões de neutro  $V_{re_k}^n + jV_{im_k}^n$  influenciam e são contempladas nesta formulação, sendo associadas à cada barra  $k$ . Essa consideração é importante pois, em sistemas que a tensão no neutro é nula, comumente o neutro é adotado como referência, mas em sistemas com tensão de neutro, tal consideração não pode ser feita.

$$\Delta I_{re_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s (V_{re_k}^s - V_{re_k}^n) + (Q_k^{esp})^s (V_{im_k}^s - V_{im_k}^n)}{(V_{re_k}^s - V_{re_k}^n)^2 + (V_{im_k}^s - V_{im_k}^n)^2} - \sum_{s' \in \{a, b, c, n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ss'} V_{re_i}^{s'} - B_{k,i}^{ss'} V_{im_i}^{s'}) = 0 \quad (2.19)$$

$$\Delta I_{im_k}^s = \frac{(P_k^{esp})^s (V_{im_k}^s - V_{im_k}^n) + (Q_k^{esp})^s (V_{re_k}^s - V_{re_k}^n)}{(V_{re_k}^s - V_{re_k}^n)^2 + (V_{im_k}^s - V_{im_k}^n)^2} - \sum_{s' \in \{a, b, c, n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ss'} V_{im_i}^{s'} + B_{k,i}^{ss'} V_{re_i}^{s'}) = 0 \quad (2.20)$$

Para o neutro, os resíduos das correntes reais e imaginárias são calculados conforme as Equações (2.21) e (2.22), respectivamente.

$$\Delta I_{re_k}^n = -(I_{re_k}^a + I_{re_k}^b + I_{re_k}^c) - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ms'} V_{re_i}^{s'} - B_{k,i}^{ns'} V_{im_i}^{s'}) = 0 \quad (2.21)$$

$$\Delta I_{im_k}^n = -(I_{im_k}^a + I_{im_k}^b + I_{im_k}^c) - \sum_{s' \in \{a,b,c,n\}} \sum_{i \in \Omega_k} (G_{k,i}^{ms'} V_{im_i}^{s'} + B_{k,i}^{ns'} V_{re_i}^{s'}) = 0 \quad (2.22)$$

O método de Newton-Raphson é aplicado para solução do problema, relacionando os resíduos de corrente com os resíduos de tensão a partir da matriz Jacobiana (JAC) em coordenadas retangulares. A Equação (2.23) apresenta a relação entre os resíduos de corrente com os resíduos de tensão e a Equação (2.24) contém a matriz jacobiana em sua forma completa.

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{im}^a \\ \Delta I_{im}^b \\ \Delta I_{im}^c \\ \Delta I_{im}^n \\ \Delta I_{re}^a \\ \Delta I_{re}^b \\ \Delta I_{re}^c \\ \Delta I_{re}^n \end{bmatrix} = - [ JAC ] \begin{bmatrix} \Delta V_{re}^a \\ \Delta V_{re}^b \\ \Delta V_{re}^c \\ \Delta V_{re}^n \\ \Delta V_{im}^a \\ \Delta V_{im}^b \\ \Delta V_{im}^c \\ \Delta V_{im}^n \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta I_{im}^a \\ \Delta I_{im}^b \\ \Delta I_{im}^c \\ \Delta I_{im}^n \\ \Delta I_{re}^a \\ \Delta I_{re}^b \\ \Delta I_{re}^c \\ \Delta I_{re}^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{im}^a}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{im}^b}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{im}^c}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{im}^n}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{re}^a}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{re}^b}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{re}^c}{\partial V_{im}^n} \\ \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{re}^a} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{re}^b} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{re}^c} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{re}^n} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{im}^a} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{im}^b} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{im}^c} & \frac{\partial I_{re}^n}{\partial V_{im}^n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{re}^a \\ \Delta V_{re}^b \\ \Delta V_{re}^c \\ \Delta V_{re}^n \\ \Delta V_{im}^a \\ \Delta V_{im}^b \\ \Delta V_{im}^c \\ \Delta V_{im}^n \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

A solução é obtida quando os resíduos estiverem dentro do valor de tolerância definido, próximo de zero. A cada iteração  $it$  o vetor de tensão é atualizado de acordo com as Equações (2.25) e (2.26).

$$\left(\mathbf{V}_{re_k}^{abcn}\right)^{(it+1)} = \left(\mathbf{V}_{re_k}^{abcn}\right)^{(it)} + \left(\Delta\mathbf{V}_{re_k}^{abcn}\right)^{(it)} \quad (2.25)$$

$$\left(\mathbf{V}_{im_k}^{abcn}\right)^{(it+1)} = \left(\mathbf{V}_{im_k}^{abcn}\right)^{(it)} + \left(\Delta\mathbf{V}_{im_k}^{abcn}\right)^{(it)} \quad (2.26)$$

Matricialmente, tem-se a equação (2.27), atualizada a cada iteração:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{re}^a \\ \mathbf{V}_{re}^b \\ \mathbf{V}_{re}^c \\ \mathbf{V}_{re}^n \\ \mathbf{V}_{im}^a \\ \mathbf{V}_{im}^b \\ \mathbf{V}_{im}^c \\ \mathbf{V}_{im}^n \end{bmatrix}^{it+1} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{re}^a \\ \mathbf{V}_{re}^b \\ \mathbf{V}_{re}^c \\ \mathbf{V}_{re}^n \\ \mathbf{V}_{im}^a \\ \mathbf{V}_{im}^b \\ \mathbf{V}_{im}^c \\ \mathbf{V}_{im}^n \end{bmatrix}^{it} + \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{V}_{re}^a \\ \Delta\mathbf{V}_{re}^b \\ \Delta\mathbf{V}_{re}^c \\ \Delta\mathbf{V}_{re}^n \\ \Delta\mathbf{V}_{im}^a \\ \Delta\mathbf{V}_{im}^b \\ \Delta\mathbf{V}_{im}^c \\ \Delta\mathbf{V}_{im}^n \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

### 2.6.1 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou de forma geral o passo a passo para a modelagem de redes multifásicas aterradas. Seu intuito foi dissertar sobre as possibilidades de modelagem considerando este cenário permitindo ao leitor deste trabalho melhor compreensão das características e representações existentes em um sistema a quatro fios multiaterrado.

Elementos como linhas de distribuição, geradores, transformadores e cargas são associados a possíveis modelos considerando conexão trifásica envolvendo, ou não, o condutor neutro, explorando as possíveis conexões respectivas.

Para finalizar o capítulo, abordou-se o fluxo de potência utilizado para cômputo de tensões fasoriais considerando sistemas multifásicos. Neste caso, o Método de Injeção de Correntes Trifásico a Quatro Fios foi apresentado, de forma resumida, conforme descrito em (Penido *et al.*, 2008). Destaca-se que este método será utilizado como base referencial para as futuras análises apresentadas neste documento.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão literária dos estudos correlacionados aos temas centrais desta dissertação, dividida em duas seções principais. A primeira seção aborda trabalhos sobre estimação de estados em redes de distribuição de energia, enquanto a segunda seção discute pesquisas focadas em estimadores de estados que consideram o neutro. Essa estrutura visa fornecer uma visão abrangente e organizada do estado atual da pesquisa nessas áreas específicas.

#### 3.1 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

Esta seção apresentará uma análise histórica da evolução dos principais trabalhos de Estimação de Estados (EE) nos sistemas de distribuição. A revisão será fundamentada na análise bibliográfica detalhada realizada por Oliveira (2022), abrangendo desde os primeiros estudos pioneiros até as tendências mais recentes e inovações significativas na área.

Um dos trabalhos pioneiros na área de estimação de estados em sistemas de distribuição foi proposto por Roytelman e Shahidehpour (1993). Esse estudo introduziu um método que se baseia na utilização de um número reduzido de medidores, tendo como premissa a topologia conhecida da rede em estudo e a utilização de medidas de tensão, potências ativas e reativas, além de correntes ramais das subestações.

Uma importante publicação nesta área foi realizada por Baran (1994), onde foi desenvolvido um estimador de estados trifásico utilizando o método dos mínimos quadrados ponderados (MQP). Para previsão das cargas, foram utilizados dados históricos de potências ativas e reativas do faturamento mensal de energia dos consumidores como pseudomedidas. No método proposto, as tensões nodais são definidas como variáveis de estado em coordenadas polares. Isso pode resultar em maiores erros de estimação, já que as aberturas angulares entre barras são pequenas, permitindo que pequenos erros causem grandes impactos nos resultados de estimação.

Em Lu Jen-Hao Teng (1995), foi desenvolvido um estimador de estados trifásico a partir de medidas de correntes. Nesta metodologia, as medidas de potência e tensão são convertidas para correntes equivalentes, resultando em uma matriz de ganho constante que coincide com a matriz de admitância nodal. As tensões nodais são definidas como variáveis de estado e podem ser obtidas tanto na forma retangular quanto na forma polar, oferecendo flexibilidade nas suas representações.

Com o objetivo de desenvolver um método mais eficiente para solução de estimadores de estado trifásicos apropriados para monitoramento em tempo real de sistemas de distribuição, Baran e Kelley (1995) propõe o uso de correntes ramais em coordenadas retangulares como variáveis de estado. Ao propor esta mudança, ocorre a separação do



problema de estimação de estados em três subproblemas, o que simplifica a formação das funções de medições. O método é recomendado para sistemas radiais ou pouco malhados. Além disso, as medidas de potência e pseudomedidas referentes às potências históricas são convertidas em medidas de correntes equivalentes, enquanto as medidas de tensão são ignoradas no processo, com exceção da tensão na subestação. Os resultados comprovam a eficiência computacional do método em comparação aos outros métodos convencionais baseados na tensão nodal como variável de estado.

A partir de um estimador de estados trifásico formulado pelo método MQP, Li (1996) apresenta o conceito dos resultados estocásticos de estimação de estados. O estudo demonstra que a localização e a acurácia dos medidores têm um impacto significativo na precisão dos estados estimados, ressaltando a importância desses fatores no processo de estimação.

Observando a importância da alocação de medidores para realização da estimação de estados, Baran Jinxiang Zhu (1996) propôs um método simples para determinar a posição de medidores em sistemas de distribuição baseando-se na radialidade dos alimentadores. Esta metodologia assegura a coleta de dados suficientes para o monitoramento em tempo real do sistema. No entanto, o estudo evidencia que o método, enquanto promove um bom compromisso entre acurácia dos resultados e simplicidade computacional, não proporciona uma solução ótima para a alocação dos medidores.

Em contraste com o método MQP tradicional para a estimação de estados, Deng Ying He (2002) propõe uma nova abordagem que decompõe o problema de estimação em vários subproblemas de MQP, cada um focado na estimação dos estados de um ramo do sistema. Esta abordagem pode ser implementada usando o processo *backward/forward*, que é adequado para sistemas de distribuição radiais e elimina a necessidade de técnicas de matrizes esparsas. Apesar dos resultados positivos que demonstram a efetividade do modelo, a premissa de que o fluxo de potência é unidirecional limita a viabilidade prática do método em cenários com geração distribuída que pode causar fluxo de potência reverso.

Teng (2002) desenvolve uma metodologia baseada nas correntes ramais incluindo as tensões nodais nas medidas. Os estimadores de estados baseados em correntes ramais anteriores a esse desconsideravam as medidas de tensões nodais devido à dificuldade de suas representações. Porém, desconsiderar essas medidas em sistemas de distribuição significa descartar uma grande parcela das medidas existentes na prática. Desta forma o trabalho formulou um algoritmo que constrói a matriz que relaciona as medidas de tensões com as correntes ramais com uma formulação desacoplada das fases e utiliza uma matriz de ganho constante.

A importância da alocação cuidadosa e o alto custo associado à medidores incentivou Shafiu Nicholas Jenkins (2005) a implementar um modelo heurístico para identificar potenciais posições para alocar medições de tensão. A técnica desenvolvida identifica os

melhores pontos para alocação com base na minimização do desvio na magnitude da tensão em barras não monitoradas. O desenvolvimento de técnicas para alocação de medidores em sistemas de distribuição são importantes, uma vez que esses sistemas não possuem redundância de medição e as técnicas desenvolvidas para a transmissão não são aplicáveis a eles.

De modo a aprimorar a metodologia desenvolvida em Baran e Kelley (1995), Baran, Jung e McDermott (2009) acrescenta as medidas de tensões nodais no problema. Neste estudo a inclusão dessas medidas aprimoraram o estimador de estados baseado nas correntes ramais. Diferente do método proposto por Teng (2002), que também considera as medidas de tensões, esta modelagem não realiza o tratamento dessas medidas de modo desacoplado. Os resultados evidenciaram que o acréscimo das tensões nas medidas auxiliam na acurácia dos estados estimados, porém o impacto dessas medições depende da existência de outros tipos de medições no alimentador.

A partir da obtenção de dados por infraestruturas de medição que são implementadas em sistemas de distribuição, denominadas *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), Baran e McDermott (2009) avalia o impacto desses medidores inteligentes na estimação de estados. Essa infraestrutura é capaz de fornecer dois tipos de informações: medidas de tensão e potência demandada dos consumidores. O estudo concluiu que o uso de AMI acarreta em melhores resultados de estimação, porém o custo desses equipamentos é maior e medidores inteligentes podem ser alvos de ataques cibernéticos.

Uma abordagem não convencional para lidar com pseudomedidas é adotada no estimador de estados descrito por Manitsas Ravindra Singh (2012) para redes de distribuição. Neste método, as pseudomedidas são geradas por redes neurais artificiais (RNAs), alimentadas com algumas medições em tempo real e perfis de carga típicos do sistema. Essas pseudomedidas são então incorporadas à função objetivo do problema, seguindo uma prática comum nos estimadores de estados. Entretanto, o uso de RNAs nessa metodologia aumenta o tempo computacional devido ao treinamento dos genes.

Em Pau, Pegoraro e Sulis (2013) foi desenvolvido um estimador de estados baseado nas correntes ramais para sistemas de distribuição eficiente com a presença de medidores fasoriais sincronizados, comumente denominados PMUs (*Phasor Measurements Units*). Neste trabalho as correntes ramais, definidas nas variáveis de estado, podem ser utilizadas em coordenadas retangulares ou polares. A presença de PMUs aumentou a exatidão das respostas dos estimadores de estados, especialmente em sistemas fracamente malhados e com presença de GDs. O estudo também comparou a performance do método ao utilizar as correntes em coordenadas polares e retangulares, resultando em maior precisão quando foram utilizadas as coordenadas retangulares.

Um estudo sobre as mudanças nas redes de distribuição causadas pelo alto nível de penetração de recursos energéticos distribuídos e pelo aumento das cargas ativas foi

realizado por Sexauer, Javanbakht e Mohagheghi (2013). O uso de tecnologias convencionais para o controle e a proteção das redes pode não ser ideal para lidar com os novos desafios que surgiram. Portanto, os autores defendem que o uso de dados provenientes de PMUs pode beneficiar os sistemas de gerenciamento da distribuição, garantindo maior confiabilidade e qualidade no suprimento de energia.

Uma abordagem trifásica de estimador de estados para distribuição, considerando todas as medidas analógicas como tensões, correntes, potências ativas e reativas, além de informações históricas de cargas, é elaborada por Džafić Indira Huseinagic (2014). Neste método, a estimativa da carga é realizada através de otimização usando o método dos pontos interiores. Com isso, o problema de estimação é dividido em grupos de cargas situados nas regiões de medição. Ao combinar a separação do problema em grupos de cargas com o uso de restrições de igualdade que fecham o balanço das áreas, o problema é significativamente simplificado.

Ranković, Maksimović e Sarić (2014) propuseram um estimador de estados trifásicos para redes ativas de distribuição com maior detalhamento das características de cada componente da rede. Neste trabalho os modelos trifásicos dos transformadores consideram o tipo de enrolamento, as linhas são modeladas de acordo com a conexão: três ou quatro fios, as cargas dependem do tipo de conexão e modo de aterramento, e as gerações distribuídas são modeladas a depender do gerador utilizado. As cargas não monitoradas são estimadas inicialmente por perfis diários de carga ou informações históricas e as GDs sem medidores através de previsões do tempo. Os dados estimados por essas barras não monitoradas são tratados como pseudomedidas e incluídas com menor peso no estimador de estados. Como conclusão os autores enfatizam a eficácia do método proposto e sua importância para aplicação em sistemas assimétricos.

Em Oliveira (2016) é apresentado um estimador de estados para sistemas de distribuição de energia elétrica monitorados por PMUs. A abordagem realizada é trifásica e descentralizada. As barras não monitoradas são modeladas por restrições de desigualdade no problema de otimização, com seus dados de potências ativa e reativa atualizados recursivamente a cada instante de tempo  $t$  baseado no instante de tempo anterior. Uma importante contribuição do trabalho é a descentralização do problema, que consiste na divisão da rede em subsistemas que podem ser resolvidos de modo independente. A descentralização permite uma análise separada para áreas de interesse e permite o uso de processamento paralelo, apresentando melhor desempenho computacional.

Através de redes neurais, Pertl *et al.* (2016) apresentaram um estimador de tensões para redes ativas de distribuição com presença de painéis fotovoltaicos (PV). A principal vantagem dessa abordagem é a independência da matriz de admitância, ou seja, não é necessária uma modelagem explícita do sistema. Nos cenários incluídos nos treinamentos das redes neurais, os resultados são precisos. Entretanto, o modelo demonstra uma alta

dependência da correlação entre os parâmetros de entrada e saída para produzir resultados satisfatórios. Além disso, ao lidar com uma penetração de geração fotovoltaica além do que foi incluído no treinamento, observam-se elevados erros de estimação.

Uma nova metodologia para estimação de estados trifásica para sistemas de distribuição é abordada por Oliveira *et al.* (2018), utilizando as correntes ramais como variáveis de estado na forma retangular. Medidas de tensões e correntes são obtidas por PMUs alocadas estrategicamente em sistemas de distribuição radiais, que não são totalmente observáveis. Pseudomedidas são tratadas como restrições com limites superiores e inferiores dentro do problema de otimização para as barras sem medições. A resolução do problema é realizada pelo Método dos Pontos Interiores com Barreira de Segurança, conforme apresentado por Oliveira *et al.* (2015), modificado para garantir que as cargas não monitoradas não alcancem os valores exatos de seus limites superiores ou inferiores de barreira. Este método também facilita a divisão da rede em subsistemas que podem ser resolvidos separadamente.

Melo (2018) propõe uma metodologia para a estimação de estados harmônicos em redes de distribuição trifásicas. As correntes ramais harmônicas são definidas como variáveis de estado em coordenadas retangulares. As PMUs são alocadas de maneira estratégica, assim como é realizado em Oliveira *et al.* (2018). O problema de otimização é modelado separadamente para cada ordem harmônica e para cada intervalo de tempo durante o qual o algoritmo é executado, considerando curvas diárias de carga. Restrições de desigualdade são inseridas no problema para tratar as pseudomedidas advindas de dados históricos de carga.

Além de um modelo para a estimação de estados em sistemas de distribuição, o método proposto em Soltani (2022) permite, também, a detecção da topologia da rede. São considerados medidores inteligentes e micro-PMUs (Micro-Phase Measurements Units) para a obtenção dos parâmetros necessários. A metodologia é baseada em um problema não linear inteiro misto que estima tanto o estado operativo da rede quanto a configuração dos disjuntores. A proposta abrange sistemas de distribuição malhados ou radiais; porém, os sistemas de teste utilizados são equilibrados.

A Tabela 2 contém um resumo das contribuições dos principais trabalhos mencionados nesta seção do capítulo de revisão bibliográfica.

Tabela 2 – Principais contribuições de trabalhos para estimação de estados em redes de distribuição.

<b>Publicação</b>	<b>Contribuição para Estimação de Estados</b>
(Roytelman; Shahidehpour, 1993)	Estimação de estados com poucos medidores e informações de topologia da rede e medidas de tensão, potência ativa, potência reativa e correntes ramais das subestações.
(Baran, 1994)	Desenvolvimento de um estimador de estados trifásico usando o método MQP com coordenadas polares e pseudomedidas de potências ativas e reativas.
(Baran; Kelley, 1995)	Formulação de um estimador de estados baseado em correntes ramais para melhorar a eficiência computacional em comparação com o uso da tensão nodal.
(Deng ying he, 2002)	Abordagem de estimação decompondo o problema em subproblemas, eliminando a necessidade de técnicas de matrizes esparsas, porém não adequado para redes com fluxo reverso de potência.
(Teng, 2002)	Inclusão das tensões nodais nas variáveis medidas, modelando-as de maneira desacoplada para melhorar a implementação das medições.
(Baran; Jung; Mcdermott, 2009)	Uso das tensões nodais no problema de estimação sem necessidade de tratamento desacoplado.
(Manitsas ravindra singh, 2012)	Aplicação de redes neurais artificiais para lidar com pseudomedidas utilizando medições em tempo real e perfis de cargas típicos, apesar do custo computacional.
(Pau; Pegoraro; Sulis, 2013)	Integração de medidores fasoriais sincronizados para definição das variáveis de estados em formas polar e retangular.
(Ranković; Maksimović; Sarić, 2014)	Proposta de um estimador de estados trifásico detalhado para redes ativas, enfatizando a modelagem detalhada dos componentes da rede.
(Oliveira, 2016)	Desenvolvimento de um método descentralizado para estimador de estados em redes monitoradas por PMUs, permitindo resolução por processamento paralelo.
(Oliveira <i>et al.</i> , 2018)	Estimação de estados mesmo em sistemas não totalmente observáveis utilizando um modelo de otimização com mínimos medidores e tratamento de pseudomedidas como restrições.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

### 3.2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS CONSIDERANDO A TENSÃO DE NEUTRO

As redes elétricas de distribuição são intrinsecamente desbalanceadas devido à distribuição assimétrica das cargas, à presença de linhas assimétricas e à operação de circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos. Essas condições, somadas à resposta não linear dos equipamentos na rede, podem induzir correntes de retorno substanciais, abrangendo tanto a frequência fundamental quanto as componentes harmônicas (Balda; McNabb; Richardson, 1997).

Além da necessidade de representar modelos trifásicos para sistemas de distribuição, há uma clara falta de artigos que explorem o modelo de redes trifásicas a quatro fios e multiaterradas (Jesus; Celeita; Ramos, 2020). Nestes sistemas, é frequente a presença da tensão no neutro, também conhecida como NEV (*Neutral-to-Earth Voltage*), a qual pode impactar a operação da rede, afetar o isolamento dos equipamentos e representa um desafio significativo para a qualidade de energia e seu monitoramento.

As tensões no neutro são prejudiciais para humanos e animais, especialmente em fazendas de gado, sendo o desequilíbrio entre cargas uma das principais causas (Southwick, 1985), (Watson; Bucklin; Bray, 2019).

Geralmente as metodologias consideram apenas os modelos trifásicos para estimação de estados, desprezando a estimação da NEV em sistemas multiaterrados. Nessa seção, são apresentados os principais artigos que buscaram incluir a tensão de neutro na metodologia de estimação de estados.

Uma comparação entre as metodologias convencionais para estimação de estados e o método proposto por Kotsonias *et al.* (2018), que inclui a tensão no condutor neutro como variável de estado, é realizada e discutida pelos autores. A proposta dos autores considera as tensões nodais como variáveis de estado em coordenadas polares. Medidores inteligentes são alocados para obter medidas de potências e tensões das barras, e medidas virtuais do neutro são adicionadas ao vetor de medições. Este estudo demonstra as limitações dos estimadores de estados convencionais quando aplicados a redes desequilibradas, enfatizando a importância de considerar o neutro no estimador de estados.

Considerando vários tipos de medições em um sistema elétrico advindos de SCADA, micro-PMUs e pseudomedidas de demanda ativa e reativa, Liu, Li e Wu (2019) elaboraram um estimador de estados trifásico a quatro fios. Nessa abordagem as tensões são estudadas em coordenadas polares e retangulares. Métodos de clusterização e regressão parcial de mínimos quadrados são usados para aprimorar a acurácia das pseudomedidas.

Jesus, Celeita e Ramos (2020) desenvolveram um método de estimação de estados para distribuição baseado em PMUs, apropriado para estimar a tensão do neutro. A implementação da metodologia é realizada com auxílio do software OpenDSS, utilizado para modelagem multifásica das redes. A modelagem da fonte, das linhas e das cargas considera

os condutores neutros e os aterramentos dos sistemas. O problema tem como variáveis de estados as tensões em coordenadas retangulares e outros parâmetros desconhecidos da rede a serem estimados.

Abordando a não linearidade dos parâmetros nas redes elétricas, Jesús Nestor A. Rodriguez (2021) propôs um estimador de estados para sistemas de distribuição multiterrados utilizando PMUs. Os autores destacaram a importância de incluir as resistências de aterramento como variáveis a serem estimadas no problema, devido a sua variação dependente de fatores como a temperatura. Assim, o vetor de variáveis de estado é composto por todas as tensões do sistema e por outros parâmetros que se deseja estimar. O vetor de medições é dividido em três partes: medições de tensões e correntes obtidas por PMUs em coordenadas retangulares, resistências de aterramento na forma convencional ou por meio de medidas de PMUs.

Um algoritmo completo de estimação de estados para sistemas trifásicos a quatro fios em redes de distribuição com alta penetração de energia solar fotovoltaica foi proposto por Chaminda Bandara *et al.* (2021). O método inovador utilizado para reduzir a matriz de admitância permite a modelagem da linha de distribuição trifásica a quatro fios através de uma matriz de admitância reduzida  $3 \times 3$ , a qual incorpora o efeito de acoplamento do neutro nos condutores de fase. Outra contribuição significativa deste trabalho é a formulação do algoritmo de estimação de estado linear, que inclui as funções de potências ativa e reativa linearizadas.

Melo, Teixeira e Mingorança (2023) propuseram uma nova metodologia para estimar a NEV e os estados de redes elétricas desequilibradas, com topologia radial e presença de medidores fasoriais sincronizados. O vetor de estados é composto pelas correntes ramais de cada fase, incluindo o condutor neutro, todos representados em coordenadas retangulares. No modelo proposto, é formulado um problema de otimização com restrições de desigualdade para representar as pseudomedidas de potência, e a função objetivo baseia-se no método MQP utilizando valores medidos em coordenadas retangulares. Esta formulação para o tratamento das pseudomedidas permite o uso de um número reduzido de PMUs. Apesar de resultados satisfatórios, o método é altamente sensível à fatores de carga elevados, comprometendo os resultados de estimação.

A Tabela 3 contém um resumo das contribuições dos trabalhos mencionados nesta seção do capítulo de revisão bibliográfica referente à metodologias que apresentam soluções para o monitoramento de desequilíbrios considerando a representação do condutor neutro e aterramento.

Tabela 3 – Principais contribuições de trabalhos para estimação de estados considerando NEV.

<b>Publicação</b>	<b>Contribuição para Estimação de Estados</b>
(Kotsonias <i>et al.</i> , 2018)	Inclusão da tensão no condutor de neutro nas variáveis de estados e considera as tensões nodais das fases e do neutro como variável de estados em coordenadas polares.
(Liu; Li; Wu, 2019)	As tensões são estudadas em coordenadas polares e retangulares. Pseudomedidas são acrescentadas para suprir a falta de medidores e métodos para tratamento das pseudomedidas são propostos.
(Jesus; Celeita; Ramos, 2020)	Além das tensões, permite a inserção de outros parâmetros como variáveis de estados. O método supõe a presença de PMUs para obtenção de dados.
(Jesús nestor a. rodriguez, 2021)	Acrescenta as resistências de aterramento no vetor de variáveis de estados e no vetor de medições.
(Chaminda Bandara <i>et al.</i> , 2021)	Propuseram uma novo método para redução da matriz de admitância sem considerar o potencial nulo no neutro. Além de usar uma formulação linear para estimação de estados.
(Melo; Teixeira; Mingorança, 2023)	Tem como variáveis de estados as correntes ramais das fases e do neutro em coordenadas retangulares. Este estimador permite obter a NEV das barras do sistema, além do estado de cada fase a partir de um modelo de otimização dependente de pseudomedidas e um número mínimo de medidores.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

### 3.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

Pode-se perceber que diversas pesquisas contribuíram para a evolução da estimação de estados em sistemas elétricos de distribuição, visando superar problemas relacionados à precisão dos resultados. A definição das variáveis de estado, a inclusão de novos tipos de medições, técnicas para inserção de pseudomedidas e diferentes metodologias para a solução dos estimadores de estado são tópicos importantes explorados para melhorar a acurácia e eficiência desses estimadores.

Para a realização da estimação de estados, é imprescindível o uso de medidores adequados e posicionados corretamente. Medidores inteligentes e medidores fasoriais sincronizados são amplamente explorados em diversos estudos devido às suas maiores aplicações e impacto positivo nesse campo. Estudos sobre a alocação ótima de medidores também são encontrados na literatura e têm grande importância para o tema.

No entanto, a modelagem completa, que inclui o neutro na modelagem da rede,



ainda é pouco explorada no processo de estimação de estados. O número de trabalhos que abordam a estimação de estados em redes de distribuição, considerando o condutor de neutro e estimando a tensão de neutro, tem crescido lentamente nos últimos anos.

## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

A modelagem proposta para a realização da estimação de estados trifásica a quatro fios requer, a priori, as definições do vetor de variáveis de estado a ser estimado e do vetor de medições advindas das PMUs instaladas na rede.

Visando o entendimento completo da metodologia proposta neste trabalho de pesquisa, as subseções deste capítulo apresentarão o vetor de variáveis de estados, o vetor de medições fasoriais, além dos cálculos realizados no processo de estimação para as variáveis de correntes, tensões e potência das barras do sistema. Por fim, na última subseção deste capítulo são apresentadas a função objetivo e as restrições referentes às pseudomedidas do problema de otimização.

### 4.1 VETOR DE VARIÁVEIS DE ESTADOS

O vetor de variáveis de estados é composto tanto pela parte real ( $I_{l,re}^{s,n}$ ) quanto pela parte imaginária ( $I_{l,im}^{s,n}$ ) da corrente associada a cada uma das três fases ( $s \in a,b,c$ ) e do neutro ( $n$ ), passando por cada ramo do sistema ( $l = 1,2,\dots,L$ ), em que  $L$  representa o número linhas de distribuição do sistema. A Equação (4.1) define o vetor de variáveis de estados.

$$\hat{\mathbf{x}} = [I_{l,re}^a, I_{l,im}^a, I_{l,re}^b, I_{l,im}^b, I_{l,re}^c, I_{l,im}^c, I_{l,re}^n, I_{l,im}^n]^T \quad (4.1)$$

### 4.2 VETOR DE MEDIÇÕES FASORIAIS

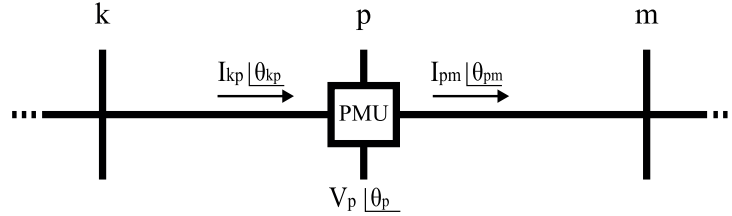
Para o vetor de medições fasoriais, conforme descrito em Melo, Teixeira e Mingoranza (2023), assume-se que cada PMU alocada em uma barra  $k$  do sistema realiza a leitura das partes real e imaginária da tensão ( $V_{k,re}^{s,n}, V_{k,im}^{s,n}$ ), além das correntes ramais referentes às linhas conectadas à barra de medição para todas as fases e para o neutro. A Equação (4.2) apresenta este conjunto de medições para o processo de estimação de estados.

$$\mathbf{z} = [V_{k,re}^a, V_{k,im}^a, I_{l,re}^a, I_{l,im}^a, V_{k,re}^b, V_{k,im}^b, I_{l,re}^b, I_{l,im}^b, V_{k,re}^c, V_{k,im}^c, I_{l,re}^c, I_{l,im}^c, V_{k,re}^n, V_{k,im}^n, I_{l,re}^n, I_{l,im}^n]^T \quad (4.2)$$

Para facilitar o entendimento da origem das variáveis pertencentes ao vetor de medições fasoriais, a Figura 10 apresenta as medições obtidas por uma PMU alocada em

uma barra  $p$ . Nota-se que a tensão nodal associada à barra é mensurada, bem como as correntes ramais à montante e jusante da mesma.

Figura 10 – Representação das medidas advindas por PMUs.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

### 4.3 GRANDEZAS EM FUNÇÃO DAS VARIÁVEIS DE ESTADO

Para o procedimento de otimização, equações de grandezas elétricas em função das variáveis de estados são introduzidas como equações de igualdade.

De acordo com a Lei de Kirchoff, é possível determinar a corrente injetada em uma barra  $k$  pelo somatório das correntes dos ramos conectados a ela. As Equações (4.3) e (4.4) indicam, na devida ordem, o cálculo das parcelas real e imaginária das correntes injetadas, em que  $\Omega_k$  representa todos os ramos conectados a uma barra  $k$ . Adicionalmente, a Equação (4.5) evidencia a corrente injetada em uma barra, composta pelas suas parcelas real e imaginária.

$$I_{k,re}^{s,n} = \sum_{l \in \Omega_k} I_{l,re}^{s,n} \quad (4.3)$$

$$I_{k,im}^{s,n} = \sum_{l \in \Omega_k} I_{l,im}^{s,n} \quad (4.4)$$

$$I_k^{s,n} = I_{k,re}^{s,n} + j I_{k,im}^{s,n} \quad (4.5)$$

Segundo a Equação (4.6), a obtenção das tensões fasoriais para cada barra do sistema é dada pela relação entre tensão e corrente, utilizando a matriz de admitância trifásica com inclusão do neutro ( $Y_{barra}^{s,n}$ ), a qual é formada a partir dos dados de impedância de cada fase e do neutro.

$$[\dot{\mathbf{V}}^{s,n}] = [Y_{barra}^{s,n}]^{-1} \cdot [\dot{\mathbf{I}}^{s,n}] \quad (4.6)$$

Assim, é possível determinar as potências ativas e reativas, respectivamente, de cada barra a partir das variáveis calculadas nas Equações (4.3), (4.4) e (4.6), conforme especificado pelas Equações (4.7) e (4.8). Nestas equações, as potências nas fases representam o montante da carga demandada em cada uma. Já a potência calculada para o neutro representa a potência dissipada no mesmo, na prática.

$$P_k^{s,n} = V_{k,re}^{s,n} \cdot I_{k,re}^{s,n} + V_{k,im}^{s,n} \cdot I_{k,im}^{s,n} \quad (4.7)$$

$$Q_k^{s,n} = -V_{k,re}^{s,n} \cdot I_{k,im}^{s,n} + V_{k,im}^{s,n} \cdot I_{k,re}^{s,n} \quad (4.8)$$

Sabendo-se as tensões estimadas em cada fase, ao final do processo, é possível obter uma estimativa do grau de desequilíbrio percentual, definido como a relação entre o módulo da tensão de sequência negativa pela tensão de sequência positiva.

A Equação (4.9) mostra como é possível obter as tensões de sequência zero, positiva e negativa ( $\dot{\mathbf{V}}_0, \dot{\mathbf{V}}_1, \dot{\mathbf{V}}_2$  respectivamente), em que  $\alpha = 1/\sqrt{3}$  usado o Teorema de Fortescue.

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{V}}_0 \\ \dot{\mathbf{V}}_1 \\ \dot{\mathbf{V}}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{V}}_a \\ \dot{\mathbf{V}}_b \\ \dot{\mathbf{V}}_c \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

O grau de desequilíbrio associado à uma barra  $k$ , é definido, portanto segundo a Equação (4.10), o qual deve ser menor que 2% de acordo com as normas vigentes nacionais.

$$\delta_k(\%) = \frac{|\dot{\mathbf{V}}_{2,k}|}{|\dot{\mathbf{V}}_{1,k}|} \times 100 \quad (4.10)$$

A estimação do grau de desequilíbrio consiste em uma contribuição adicional deste trabalho. Uma vez que esse importante índice de qualidade de energia é mencionado no PRODIST, ter uma estimativa do mesmo a partir do uso de estimadores de estado, na prática, pode auxiliar concessionárias a monitorar melhor sua qualidade de energia entregue aos consumidores.

#### 4.4 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A solução do estimador de estados a quatro fios será obtida a partir da solução de um problema de otimização, cujo objetivo principal é minimizar a diferença entre os valores adquiridos por medição e seus correspondentes estimados, calculados em função do vetor de variáveis de estado.

Dessa forma, a função objetivo  $J(\hat{\mathbf{x}})$  é baseada no método dos mínimos quadrados ponderados, representada na Equação (4.11), caracterizada pela diferença quadrática entre cada variável medida ( $z_j^{s,n}$ ) e o seu correspondente valor estimado ( $\phi_j^{s,n}(\hat{\mathbf{x}})$ ) ponderada pelo desvio padrão ( $\sigma_j^{s,n}$ ) associado ao erro aleatório da medida. Ademais,  $N_m$  indica o número total de medidas fasoriais, que são separadas entre parte real e parte imaginária.

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{2N_m} \left( \frac{z_j^{s,n} - \phi_j^{s,n}(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_j^{s,n}} \right)^2 \quad (4.11)$$

Devido à importância de considerar o elevado custo dos medidores e à escassez de medidores em redes de distribuição de energia, pseudomedidas serão incorporadas nas equações do problema de otimização implementado. Dessa forma, dados históricos mensais de consumo de energia para consumidores de baixa tensão são utilizados como pseudomedidas, conforme discutido por (Primadianto; Lu, 2016), sendo relevantes para realizar a estimação de estados com o menor número possível de PMUs.

Com isso, tem-se as inequações adicionadas no problema para representar pseudomedidas de dados históricos de potência exibidas nas Equações (4.12) e (4.13). Nesse caso,  $p$  e  $q$  são índices auxiliares para estabelecer limites das potências ativas e reativas das fases, que possuem um valor percentual de incerteza em relação aos valores correspondentes históricos  $P_k^{s,hist}$  e  $Q_k^{s,hist}$ . No capítulo a seguir, para a obtenção dos resultados apresentados nesta dissertação, os valores de  $p$  e  $q$  serão de 40% relacionados às incertezas dos dados históricos de potência.

$$-(1+p)P_k^{s,hist} \leq \hat{P}_k^s \leq (1+p)P_k^{s,hist} \quad (4.12)$$

$$-(1+q)Q_k^{s,hist} \leq \hat{Q}_k^s \leq (1+q)Q_k^{s,hist} \quad (4.13)$$

Assumindo os limites apresentados nas inequações desta maneira, o modelo demonstra capacidade para lidar com a presença de geração distribuída. O limite inferior negativo permite que a metodologia detecte e estime o estado do sistema mesmo na ocorrência de fluxo de potência reverso. Ou seja, adota-se o sinal positivo para caso a potência líquida na barra seja demandada pela carga. Em contrapartida, o sinal negativo será associado a um montante de potência líquida total associada à geração.

No entanto, essas pseudomedidas de potência não podem ser associadas ao neutro, já que esses dados não estão presentes nas informações mensais de consumo de energia. Logo, faz-se fundamental o desenvolvimento de um artifício matemático para o tratamento do neutro. Assim, as Equações (4.14) e (4.15) são inclusas no problema de otimização para auxiliar no processo de estimação de estados, limitando as potências dissipadas no neutro a partir da média da potência histórica das três fases como referência. Neste caso, sabe-se que a potência dissipada no neutro por uma corrente passante no mesmo deve ser menor que o montante médio das três fases.

A variável  $\kappa$  é atribuída caso seja necessário ajustar os limites de potência do neutro, a depender do sistema. Nos estudos realizados, inicialmente, o valor unitário foi atribuído ao  $\kappa$ .

$$P_k^n \leq \kappa \left( \frac{P_k^{a,hist} + P_k^{b,hist} + P_k^{c,hist}}{3} \right) \quad (4.14)$$

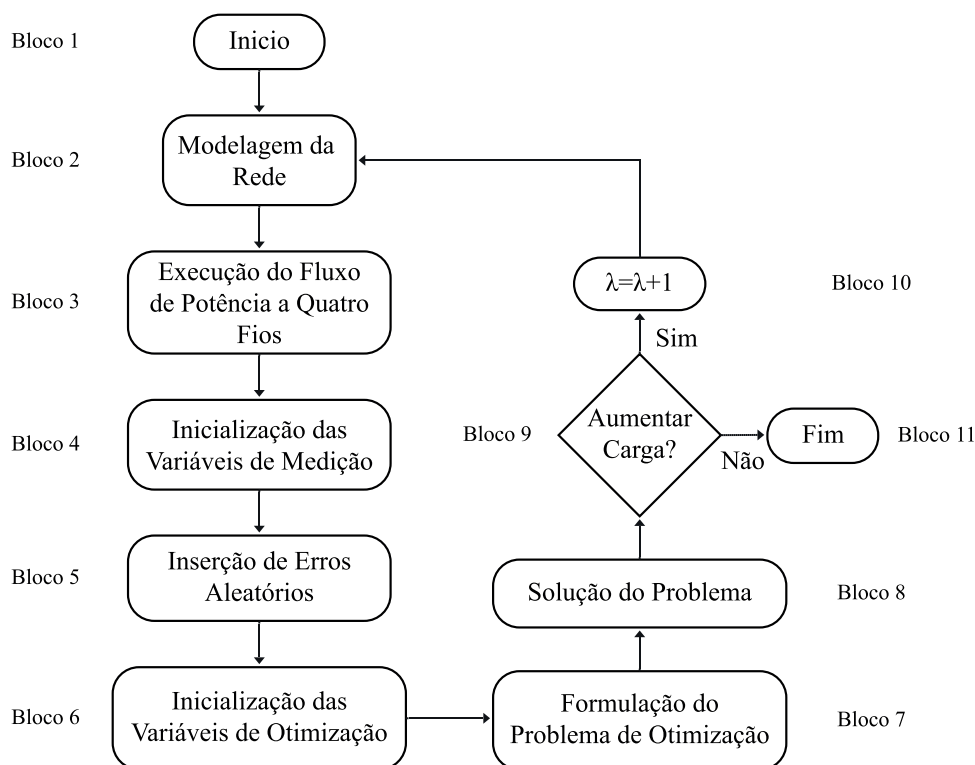
$$Q_k^n \leq \kappa \left( \frac{Q_k^{a,hist} + Q_k^{b,hist} + Q_k^{c,hist}}{3} \right) \quad (4.15)$$

Para solução do problema de otimização, usa-se o método de pontos interiores proposto em (Oliveira *et al.*, 2015). Por não ser contribuição direta desta pesquisa, um resumo do método de resolução está presente no Apêndice A desta dissertação.

#### 4.5 FLUXOGRAMA RESUMITIVO PARA VALIDAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO

O passo a passo das simulações a serem realizadas para validação da metodologia proposta neste trabalho é detalhado com base no fluxograma apresentado na Figura 11. Em seguida, o fluxograma e cada um de seus blocos são analisados individualmente.

Figura 11 – Fluxograma para validação do método proposto.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

- Bloco-1: Este bloco indica o início do processo de estimação;
- Bloco-2: Dados da rede são carregados e utilizados para modelagem do sistema conforme descrito no Capítulo 2;
- Bloco-3: Executa-se um fluxo de potência segundo (Penido *et al.*, 2008) para obtenção do estado operativo da rede, a fim de emular a aquisição de medições fasoriais;
- Bloco-4: Forma-se o vetor de medições a partir das tensões e correntes referentes aos locais onde PMUs estariam instaladas;

- Bloco-5: Um erro aleatório gaussiano de média zero é adicionado a cada elemento formante do vetor de medição. Assume-se um desvio padrão de até 1% segundo (Melo; Antunes, 2022);
- Bloco-6: Inicializa-se o vetor de estados composto por correntes ramais passantes pelas linhas do sistema. Neste caso, opta-se por inicializar todas as correntes iguais a zero. Tal proposição considera que não haja informação prévia sobre o estado operativo da rede, devendo as grandezas elétricas serem computadas diretamente durante a resolução do problema de otimização;
- Bloco-7: Formula-se o problema de otimização com a função objetivo (4.11) sujeita às restrições (4.12) e (4.13). Para o neutro, a potência dissipada deve seguir as equações (4.14) e (4.15);
- Bloco-8: Soluciona-se o problema de otimização usando método dos pontos interiores com barreira de segurança. A vantagem de usar este método está na possibilidade de as restrições de desigualdade poderem atingir seus respectivos valores limites mínimos e máximos sem prejudicar a convergência e obtenção da solução (Oliveira *et al.*, 2015);
- Bloco-9: Em um bloco de decisão é analisada a necessidade de aumento de carga para análises adicionais;
- Bloco-10: Caso o resultado do bloco de decisão 9 seja (SIM), é atualizado o fator de carregamento do sistema e retorna o processo para o Bloco-2;
- Bloco-11: Caso o resultado do bloco de decisão 9 seja (NÃO), o processo é finalizado e o estado operativo da rede foi estimado a partir da metodologia proposta.

#### 4.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

A modelagem proposta para a estimação de estados trifásica a quatro fios é apresentada neste capítulo. O método baseia-se no cenário atual dos sistemas elétricos de distribuição, onde a carência de medições fasoriais em tempo real exige métodos capazes de estimar o estado operacional dos sistemas com um número reduzido de medidores instalados. Além disso, a inclusão das restrições relacionadas à potência dissipada no neutro é crucial para lidar com a ausência de pseudomedidas associadas a esse condutor.

Ademais, o capítulo explica a composição dos vetores de variáveis de estado e de medições fasoriais a serem utilizados na otimização. A partir das variáveis de estado, são formuladas equações para a obtenção de outras grandezas elétricas, como correntes injetadas, tensões nodais, potências ativas e reativas, e o índice de desequilíbrio de tensão.

Com as variáveis do problema definidas, o problema de otimização é descrito a partir da função objetivo, baseada no método dos mínimos quadrados ponderados, que deve ser minimizada, e das restrições de desigualdade, que representam as pseudomedidas de potências das barras.

Por fim, um fluxograma explicativo do método proposto ilustra o processo realizado para a obtenção dos resultados apresentados no próximo capítulo desta dissertação. Esse fluxograma facilita a compreensão da metodologia e da sequência a ser seguida para determinar as variáveis de estado e validar os resultados obtidos através de simulações computacionais.



## 5 RESULTADOS E SIMULAÇÕES

O software MATLAB foi utilizado para desenvolver o modelo proposto e realizar as simulações que serão apresentadas neste capítulo. Os resultados presentes neste trabalho foram obtidos utilizando um computador com as configurações a seguir: AMD Ryzen 3 3200G, 8 GB de RAM e sistema operacional Windows 10.

Dois sistemas de distribuição foram utilizados nos testes e simulações para obter os resultados nas seções a seguir. O primeiro será o sistema (Kersting, 2008), desenvolvido a fim de representar um sistema de distribuição multiaterrado.

Para possibilitar uma análise do método de estimação de estados proposto em um sistema maior e, também, comparar a disposição de medidores utilizada com outra proposta de alocação, serão apresentados resultados utilizando o sistema de 33 barras em seguida. Ademais, serão expostos resultados incluindo análises sobre geração distribuída.

Os desvios padrão associados aos medidores sincronizados fasoriais nas redes em estudo são de 0,04 para medidas de tensão e 0,08 para medidas de corrente, conforme indicado em (Oliveira *et al.*, 2018). Para aumentar a aleatoriedade da medição, são inseridos erros aleatórios de até 1% nas medidas. Nas informações de pseudomedidas, um erro de até 10% é inserido. Tal consideração também é feita em outros trabalhos como (Oliveira *et al.*, 2018) devido à alta incerteza associada às pseudomedidas. Geralmente são dados históricos mensais obtidos através do faturamento e cada consumidor agregado em um centro de carga e/ou transformador trifásico de distribuição.

A solução do fluxo de potência trifásico a quatro fios será obtida a partir do método de injeção de correntes, proposto originalmente por (Penido *et al.*, 2008). Logo, a solução do fluxo de potência será a referência estabelecida como o estado real dos sistemas, e os erros de estimação apresentados são comparados a ela.

### 5.1 SISTEMA KERSTING DE 21 BARRAS

O diagrama unifilar do sistema Kersting é apresentado na Figura 12, em que as sinalizações em vermelho representam as PMUs. A subestação é representada pela barra 21 e há uma carga conectada na barra 20. Esta rede opera com tensão de linha 12,47kV e com impedância de aterramento de 100  $\Omega$ . O sistema possui carga desequilibrada com a seguinte disposição: (i) Fase A - 3000 kVA com fator de potência 0,90 atrasado; (ii) Fase B - 3500 kVA com fator de potência 0,95 atrasado; (iii) Fase C - 2500 kVA com fator de potência 0,85 atrasado.

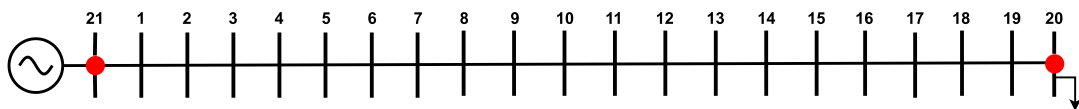
Os condutores de fase e do neutro utilizados são:

- Condutores de Fase:
  - Raio Médio Geométrico (Ds): 0,0244 pés,

- Resistência ( $50^\circ$ ):  $0,306 \Omega/\text{milha}$ ,
  - Diâmetro: 0,721 polegadas.
- Condutor de Neutro:
    - Raio Médio Geométrico (Ds): 0,00814 pés,
    - Resistência ( $50^\circ$ ):  $0,592 \Omega/\text{milha}$ ,
    - Diâmetro: 0,563 polegadas.

Para realizar a estimação de estados trifásica a quatro fios serão usados apenas dois medidores: um presente na subestação e o outro na barra de carga. As cargas não monitoradas terão seus dados históricos de potências ativas e reativas tratados por pseudomedidas.

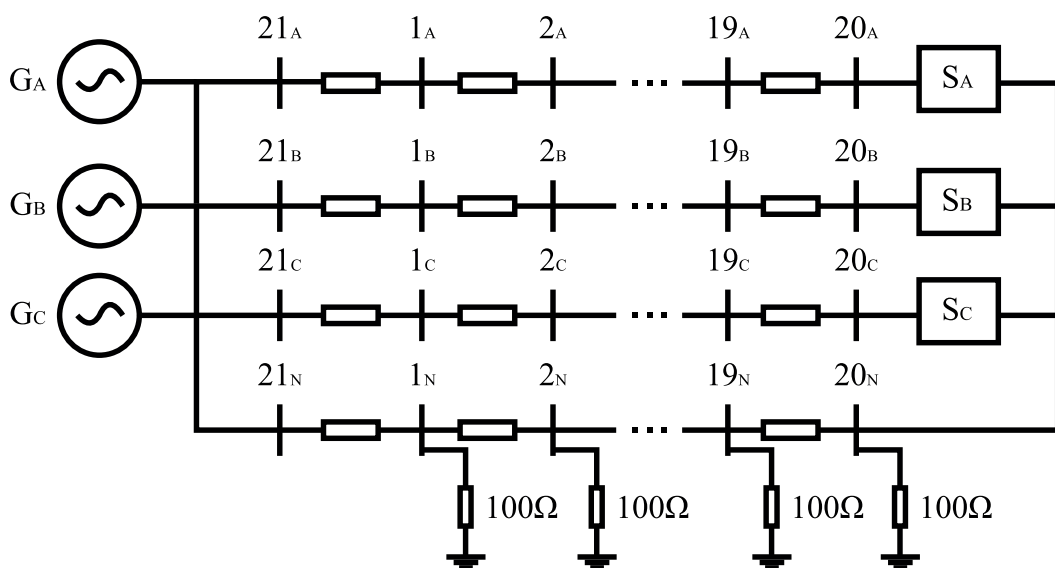
Figura 12 – Sistema do Kersting.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Para a representação multifásica deste sistema, a fim de ilustrar e melhor entender o teste, tem-se a Figura 13.

Figura 13 – Representação Multifásica do Sistema do Kersting.

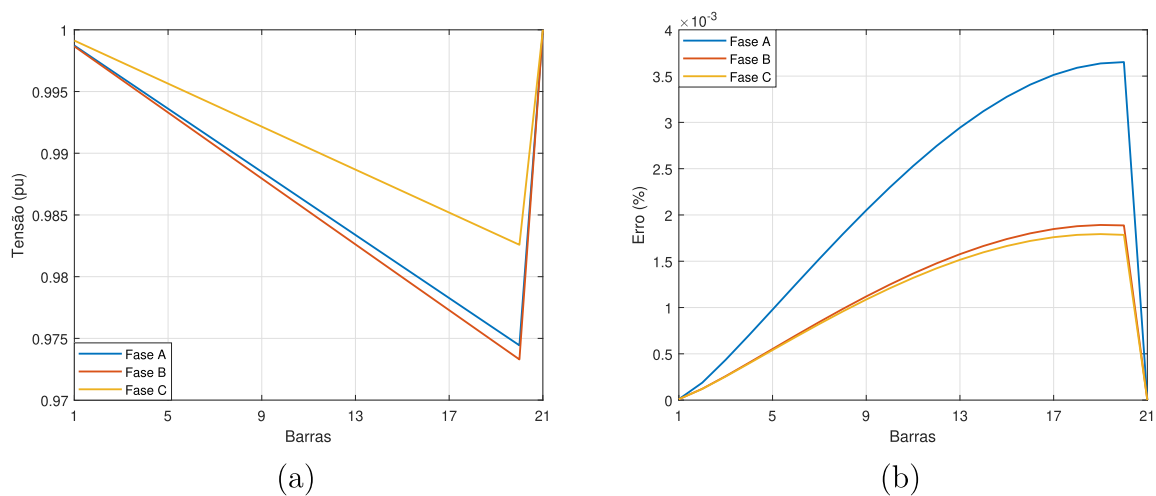


Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

### 5.1.1 Estimação de estados das três fases e NEV

As magnitudes de tensão nas três fases são apresentadas na Figura 14a. Em seguida, os erros percentuais das tensões estimadas em relação às tensões reais são exibidos na Figura 14b. Nota-se que a barra 21 é adotada como barra de referência angular. A partir da mesma, há uma queda de tensão acentuada ao longo do ramal radial com a tensão chegando a aproximadamente 0,975 pu na última barra.

Figura 14 – Resultados de estimação de estados para as tensões das fases.



Legenda: (a) Perfil de tensão; (b) Erros percentuais de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

O método proposto foi capaz de estimar as tensões deste sistema com erros abaixo de  $4 \cdot 10^{-3} \%$ , demonstrando sua capacidade de estimar as tensões de cada barra e fase.

A partir da Tabela 4, é possível verificar os ângulos das tensões de cada barra para cada uma das três fases do sistema. Vale ressaltar que o uso de PMUs e das correntes ramais em coordenadas retangulares contribui para uma estimação precisa tanto da magnitude quanto da defasagem das tensões. Nota-se que a diferença entre os valores reais das barras do sistema e os valores estimados está presente na terceira casa decimal. O maior erro de estimação, neste caso, é de  $8 \cdot 10^{-3} \%$ , o que confirma o resultado satisfatório da metodologia.

A estimação da tensão de neutro também apresenta resultados satisfatórios, com valores percentuais de erro reduzidos. Nas Figuras 15a e 15b, são mostrados o perfil de tensão do neutro e o erro relativo dessas tensões, respectivamente, em cada barra do sistema. Para a NEV, os módulos da tensão são apresentados na unidade Volt [V] para facilitar a visualização dos valores assim como é realizado de praxe na literatura.

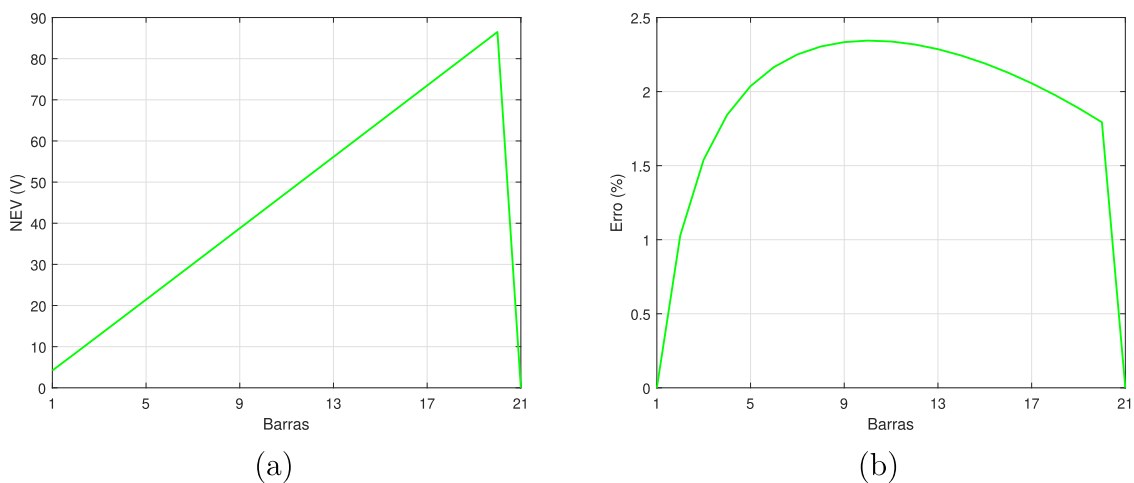
Os resultados obtidos para a tensão do neutro também se mostraram satisfatórios, com erros de estimação abaixo de 2,5%.

Tabela 4 – Resultado de estimação dos ângulos das tensões para as fases.

Barra	Ângulo Estimado (°)			Ângulo Real (°)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	-0,015	-120,040	119,992	-0,015	-120,040	119,992
2	-0,030	-120,081	119,983	-0,030	-120,081	119,983
3	-0,045	-120,122	119,975	-0,045	-120,121	119,975
4	-0,060	-120,162	119,967	-0,060	-120,162	119,966
5	-0,075	-120,203	119,958	-0,075	-120,203	119,958
6	-0,090	-120,244	119,950	-0,090	-120,244	119,950
7	-0,105	-120,285	119,942	-0,105	-120,284	119,941
8	-0,120	-120,326	119,933	-0,120	-120,326	119,933
9	-0,136	-120,368	119,925	-0,136	-120,367	119,924
10	-0,151	-120,409	119,917	-0,151	-120,408	119,916
11	-0,166	-120,451	119,908	-0,166	-120,450	119,907
12	-0,181	-120,493	119,900	-0,181	-120,491	119,899
13	-0,197	-120,534	119,892	-0,197	-120,533	119,890
14	-0,212	-120,576	119,883	-0,212	-120,575	119,882
15	-0,228	-120,618	119,875	-0,228	-120,617	119,873
16	-0,243	-120,660	119,866	-0,243	-120,659	119,865
17	-0,259	-120,703	119,858	-0,259	-120,701	119,856
18	-0,274	-120,745	119,849	-0,274	-120,743	119,848
19	-0,290	-120,787	119,841	-0,290	-120,786	119,839
20	-0,305	-120,830	119,832	-0,305	-120,828	119,831
21	0,000	-120,000	120,000	0,000	-120,000	120,000

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Figura 15 – Resultados da estimação de estados para o neutro.

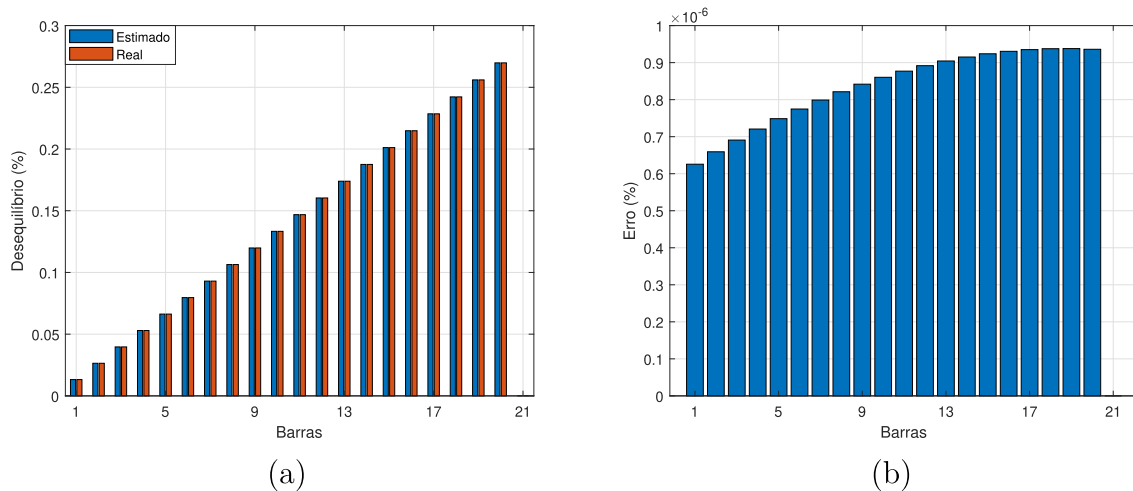


Legenda: (a) Perfil de tensão; (b) Erros percentuais de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Com base nas tensões estimadas, foram calculados os desequilíbrios relativos a cada barra da rede. As Figuras 16a e 16b apresentam o desequilíbrio de tensão das barras e seus respectivos erros, calculados utilizando as tensões estimadas e as tensões reais do sistema. Pelo resultado apresentado, a metodologia estimou o desequilíbrio satisfatoriamente.

Figura 16 – Resultados de desequilíbrio de tensão.



Legenda: (a) Desequilíbrio de tensão em cada barra; (b) Erros de desequilíbrio de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Para redes de distribuição com tensão nominal entre 2,3 kV e 230 kV, o limite para o indicador de desequilíbrio de tensão, conforme o Módulo 8 do PRODIST sobre qualidade do fornecimento de energia elétrica, é de 2%. A metodologia conseguiria apontar, na prática, que o indicador está adequado com os padrões estabelecidos por essa norma. Note que, mesmo estando dentro da norma, os valores de tensão no neutro são expressivos sendo possível estimar e monitorar os mesmos com auxílio do método proposto.

### 5.1.2 Análise de sensibilidade

A fim de avaliar o impacto da impedância de aterramento, a Tabela 5 contém os erros máximos das tensões estimadas na barra de carga para diferentes níveis da resistência de aterramento, além dos valores reais e estimados da NEV.

Tabela 5 – Impacto da resistência de aterramento na estimação da tensão do neutro.

Resistência ( $\Omega$ )	NEV Real (V)	NEV Estimada (V)	Erro
50	82,90	85,89	3,61%
100	84,97	86,49	1,79%
200	86,03	86,80	0,89%
500	86,67	86,98	0,35%

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

É possível notar que, para o sistema teste Kersting, a variação da resistência de aterramento apresentou um impacto reduzido na tensão de neutro. No entanto, os erros de estimação são menores com a elevação do valor da resistência.

Outra possível variável a impactar na NEV é o Fator de Carregamento (FC) do sistema, já que o aumento do carregamento em todas as fases acarreta o aumento do desequilíbrio. Assim, a Tabela 6 contém uma análise avaliando diferentes FC, mantendo a resistência de aterramento de  $100\Omega$ , original do sistema.

Tabela 6 – Impacto do fator de carregamento na estimação da tensão do neutro.

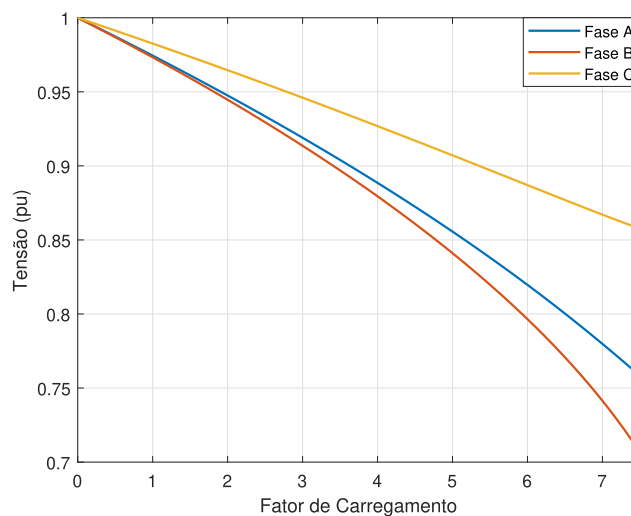
FC	NEV Real (V)	NEV Estimada (V)	Erro
0,5	42,03	42,76	1,79%
1,0	84,97	86,49	1,79%
2,0	174,48	177,53	1,75%
5,0	494,38	497,35	0,60%

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

O impacto da variação do carregamento do sistema pode ser verificado graficamente nas Figuras 17 e 18. Nessas figuras, o fator de carregamento, indicado no eixo x, representa um escalar que multiplica a potência nominal (ativa e reativa) da barra de carga, mantendo o fator de potência constante. Parte-se de uma solução com a carga muito baixa, próxima a zero até o ponto de máximo carregamento onde as equações algébricas do fluxo não convergem.

Na Figura 17 é possível observar a variação da tensão de cada fase à medida que a carga do sistema é aumentada. O comportamento observado está de acordo com o esperado, uma vez que a tensão decresce com o aumento da demanda.

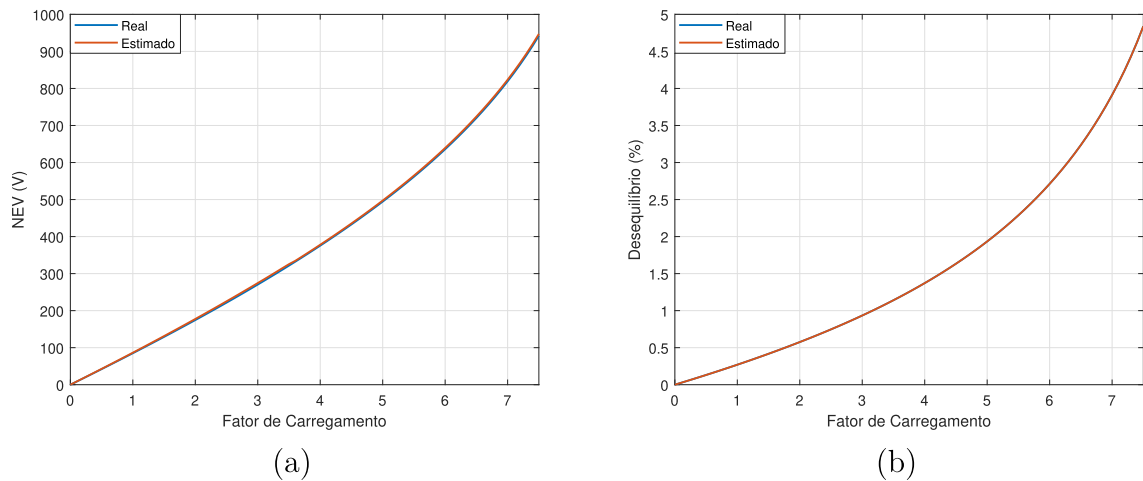
Figura 17 – Tensão da barra 20 em função do carregamento do sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

As Figuras 18a e 18b ilustram o efeito da variação do fator de carregamento na tensão de neutro e no desequilíbrio de tensão. Observa-se que a diferença entre os valores reais e estimados não é afetada de maneira significativa pelo aumento da carga. Outrossim, os gráficos afirmam o aumento do desequilíbrio e da tensão de neutro de acordo com o aumento da potência da carga.

Figura 18 – Curvas de NEV e desequilíbrio de tensão em função do carregamento.

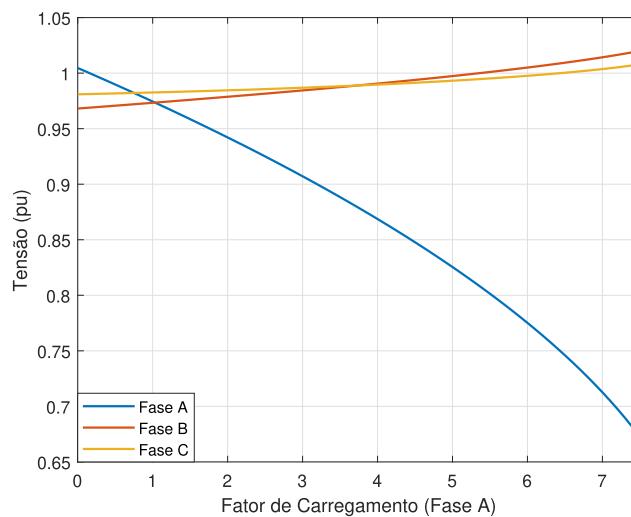


Legenda: (a) Fator de carregamento x NEV; (b) Fator de carregamento x desequilíbrio de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Uma análise adicional foi realizada variando o fator de carregamento apenas em uma das fases. O mesmo procedimento anterior foi realizado, modificando apenas a carga na fase A, e os resultados são apresentados nas Figuras 19 e 20.

Figura 19 – Tensão da barra 20 em função do carregamento da fase A.

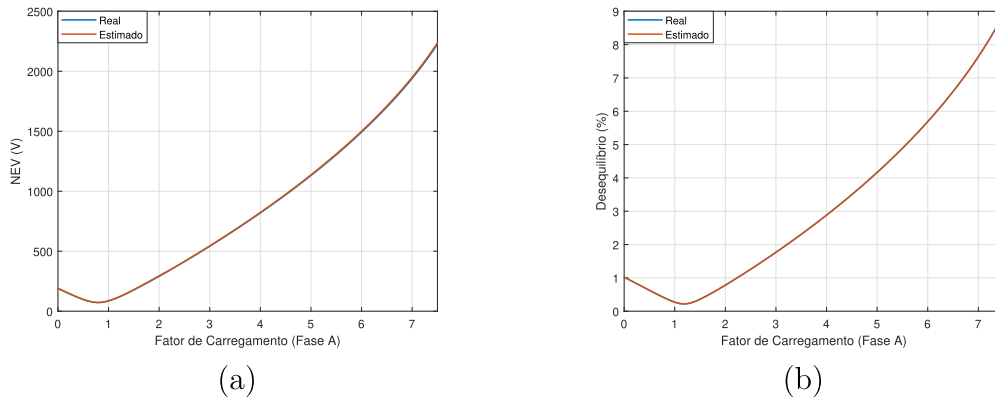


Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

A mudança realizada na fase A impacta significativamente na tensão da mesma fase e moderadamente nas tensões das fases B e C.

Nas Figuras 20a e 20b, pode ser observado um comportamento distinto em comparação com o apresentado quando a carga é aumentada igualmente em todas as fases. Neste caso, os gráficos mostram um ponto mínimo, onde a tensão de neutro e o desequilíbrio diminuem em uma faixa específica para valores menores de carregamento.

Figura 20 – NEV e desequilíbrio da barra 20 em função do carregamento da fase A.



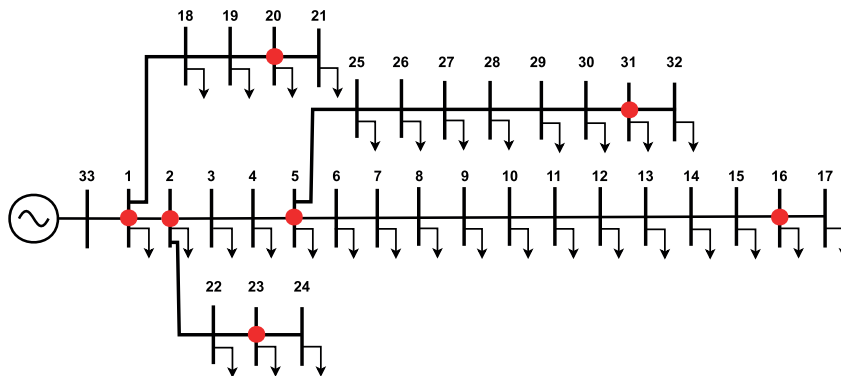
Legenda: (a) Fator de carregamento x NEV; (b) Fator de carregamento x desequilíbrio de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

## 5.2 SISTEMA DE 33 BARRAS

O sistema de 33 barras é composto por quatro ramos de distribuição, em que são alocadas PMUs em cada barra de início de ramal e em cada penúltima barra nos finais dos ramos conforme visto na Figura 21, que apresenta o diagrama unifilar da rede conforme alocação de PMUs proposta em Oliveira *et al.* (2018).

Figura 21 – Sistema de 33 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).



Esta rede opera em uma tensão de 12,66kV e a potência base utilizada é 100MVA. Além disso, a resistência de aterramento utilizada para cada barra de  $100\Omega$ , exceto para subestação. Os dados de potência das barras do sistema modificado são conforme Tabela 7. Informações sobre as linhas são vistas na Tabela 8, que contém a resistência e indutância de cada condutor de fase e do neutro. Assume ainda, a conexão Y para as cargas, permitindo aterrar diretamente no ponto neutro em comum às três fases.

Tabela 7 – Dados de potências das barras do sistema de 33 barras.

Barra	$P_A$ (MW)	$Q_A$ (MW)	$P_B$ (MW)	$Q_B$ (MW)	$P_C$ (MW)	$Q_C$ (MW)
1	100,0	60,0	97,0	58,2	95,0	57,0
2	90,0	40,0	87,3	38,8	85,5	38,0
3	120,0	80,0	116,4	77,6	114,0	76,0
4	60,0	30,0	58,2	29,1	57,0	28,5
5	60,0	20,0	58,2	19,4	57,0	19,0
6	200,0	100,0	194,0	97,0	190,0	95,0
7	200,0	100,0	194,0	97,0	190,0	95,0
8	60,0	20,0	58,2	19,4	57,0	19,0
9	60,0	20,0	58,2	19,4	57,0	19,0
10	45,0	30,0	43,7	29,1	42,8	28,5
11	600,0	350,0	582,0	339,5	570,0	332,5
12	60,0	35,0	58,2	34,0	57,0	33,3
13	120,0	80,0	116,4	77,6	114,0	76,0
14	60,0	10,0	58,2	9,7	57,0	9,5
15	60,0	20,0	58,2	19,4	57,0	19,0
16	60,0	20,0	58,2	19,4	57,0	19,0
17	900,0	400,0	873,0	388,0	855,0	380,0
18	90,0	40,0	87,3	38,8	85,5	38,0
19	900,0	400,0	873,0	388,0	855,0	380,0
20	90,0	40,0	87,3	38,8	85,5	38,0
21	90,0	40,0	87,3	38,8	85,5	38,0
22	90,0	50,0	87,3	48,5	85,5	47,5
23	420,0	200,0	407,4	194,0	399,0	190,0
24	420,0	200,0	407,4	194,0	399,0	190,0
25	60,0	25,0	58,2	24,3	57,0	23,8
26	60,0	25,0	58,2	24,3	57,0	23,8
27	600,0	200,0	582,0	194,0	570,0	190,0
28	920,0	700,0	892,4	679,0	874,0	665,0
29	200,0	600,0	194,0	582,0	190,0	570,0
30	150,0	70,0	145,5	67,9	142,5	66,5
31	210,0	100,0	203,7	97,0	199,5	95,0
32	60,0	40,0	58,2	38,8	57,0	38,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Vale salientar que os dados de potência da fase B correspondem a 97% dos valores referentes à fase A, e os dados da fase C correspondem a 95% desses mesmos valores.

As impedâncias das linhas apresentadas na Tabela 8 são iguais em todos os

condutores de fases e do neutro. As mútuas equivalem a 1/8 do valor da impedância de fase de acordo com os dados originais propostos em Melo, Teixeira e Mingoranga (2023).

Tabela 8 – Dados das linhas para o sistema de 33 barras.

De	Para	$R_{AA}(\Omega)$	$R_{BB}(\Omega)$	$R_{CC}(\Omega)$	$R_{NN}(\Omega)$	$l_{AA}(H)$	$l_{BB}(H)$	$l_{CC}(H)$	$l_{NN}(H)$
33	1	0,0922	0,0922	0,0922	0,0922	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
1	2	0,4930	0,4930	0,4930	0,4930	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007
2	3	0,3660	0,3660	0,3660	0,3660	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
3	4	0,3811	0,3811	0,3811	0,3811	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
4	5	0,8190	0,8190	0,8190	0,8190	0,0019	0,0019	0,0019	0,0018
5	6	0,1872	0,1872	0,1872	0,1872	0,0016	0,0016	0,0016	0,0015
6	7	0,7114	0,7114	0,7114	0,7114	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006
7	8	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
8	9	1,0440	1,0440	1,0440	1,0440	0,0020	0,0020	0,0020	0,0020
9	10	0,1966	0,1966	0,1966	0,1966	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
10	11	0,3744	0,3744	0,3744	0,3744	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
11	12	1,4680	1,4680	1,4680	1,4680	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031
12	13	0,5416	0,5416	0,5416	0,5416	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
13	14	0,5910	0,5910	0,5910	0,5910	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014
14	15	0,7463	0,7463	0,7463	0,7463	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014
15	16	1,2990	1,2990	1,2990	1,2990	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046
16	17	0,7320	0,7320	0,7320	0,7320	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015
1	18	0,1640	0,1640	0,1640	0,1640	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004
18	19	1,5042	1,5042	1,5042	1,5042	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036
19	20	0,4095	0,4095	0,4095	0,4095	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013
20	21	0,7089	0,7089	0,7089	0,7089	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
2	22	0,4512	0,4512	0,4512	0,4512	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
22	23	0,8980	0,8980	0,8980	0,8980	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
23	24	0,8960	0,8960	0,8960	0,8960	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
5	25	0,2030	0,2030	0,2030	0,2030	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
25	26	0,2842	0,2842	0,2842	0,2842	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004
26	27	1,0590	1,0590	1,0590	1,0590	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
27	28	0,8042	0,8042	0,8042	0,8042	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
28	29	0,5075	0,5075	0,5075	0,5075	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007
29	30	0,9744	0,9744	0,9744	0,9744	0,0026	0,0026	0,0026	0,0026
30	31	0,3105	0,3105	0,3105	0,3105	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010
31	32	0,3410	0,3410	0,3410	0,3410	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014

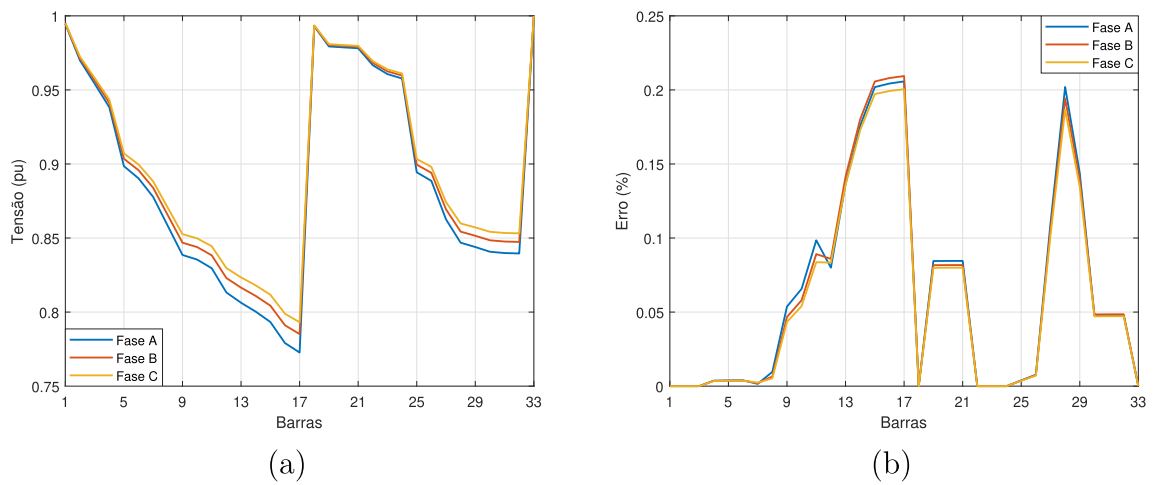
Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

### 5.2.1 Estimação de tensão das três fases e NEV

As Figuras 22a e 22b exibem, respectivamente, os perfis de tensões obtidos pela estimação de estados e o erro percentual das tensões.

Uma comparação entre os valores reais dos ângulos de tensão e os respectivos valores estimados é apresentada na Tabela 9. É possível notar que os resultados estimados estão próximos dos valores reais para cada barra. No entanto, mesmo com valores baixos

Figura 22 – Resultados de estimação de estados para as fases.



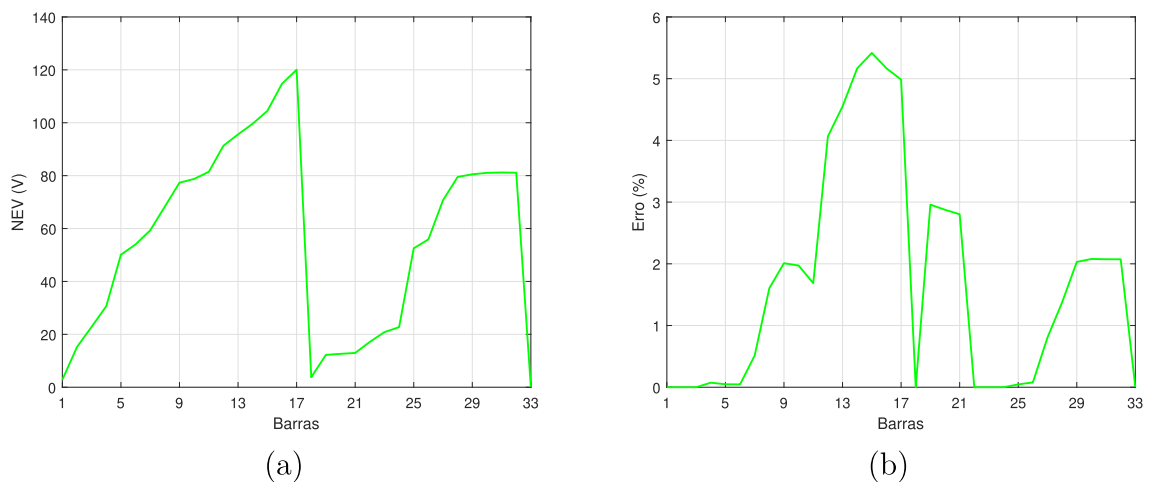
Legenda: (a) Perfil de tensão; (b) Erros percentuais de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

para os erros relativos, os erros referentes aos ângulos das tensões nesta rede são maiores quando comparados ao sistema Kersting, assim como ocorreu com os erros relacionados aos módulos das tensões. Isso se deve à maior complexidade deste sistema.

Resultados referentes ao condutor neutro podem ser vistos nas Figuras 23a e 23b com as tensões estimadas e seus erros percentuais, respectivamente. Neste caso as tensões de neutro alcançam o valor de 120V para o sistema em carga nominal, na última barra do ramal mais longo do sistema. O maior erro percentual de estimação neste caso foi de 5.5%.

Figura 23 – Resultados de estimação de estados para o neutro.



Legenda: (a) Perfil de tensão; (b) Erros percentuais de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Mesmo avaliando um sistema maior, a solução estimada apresentou valores próximos

Tabela 9 – Resultado de estimação dos ângulos das tensões para as fases.

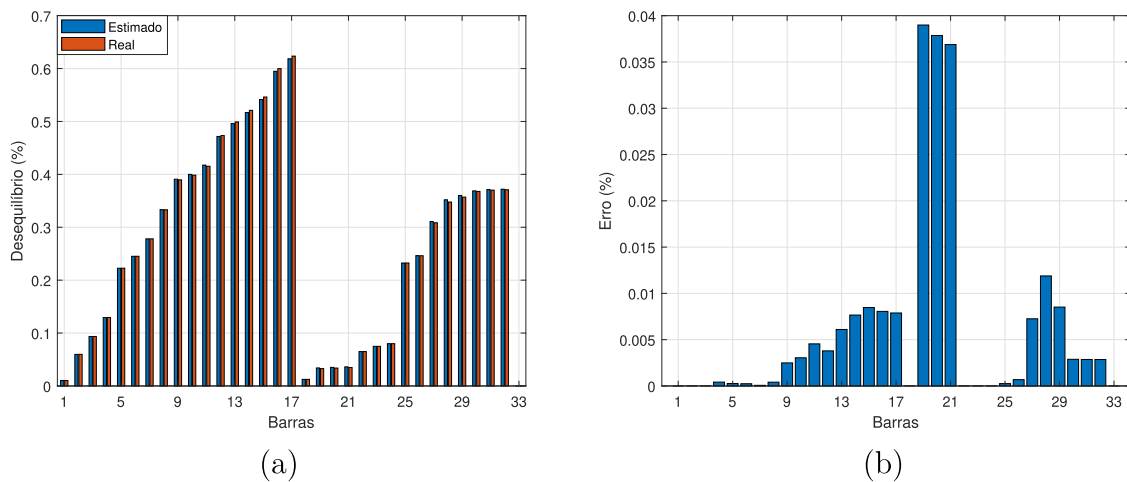
Barra	Ângulo Estimado (°)			Ângulo Real (°)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0,021	-119,985	120,019	0,021	-119,985	120,019
2	0,143	-119,890	120,131	0,143	-119,890	120,131
3	0,241	-119,812	120,219	0,241	-119,812	120,219
4	0,343	-119,731	120,311	0,344	-119,730	120,311
5	0,003	-120,093	120,000	0,003	-120,092	120,001
6	-0,541	-120,615	119,508	-0,541	-120,614	119,508
7	-0,412	-120,507	119,623	-0,414	-120,507	119,622
8	-0,600	-120,704	119,453	-0,606	-120,710	119,446
9	-0,781	-120,897	119,289	-0,790	-120,905	119,279
10	-0,747	-120,868	119,320	-0,757	-120,877	119,308
11	-0,681	-120,814	119,377	-0,697	-120,827	119,362
12	-0,941	-121,079	119,146	-0,974	-121,108	119,112
13	-1,200	-121,331	118,917	-1,248	-121,374	118,867
14	-1,338	-121,468	118,795	-1,393	-121,518	118,739
15	-1,442	-121,576	118,702	-1,500	-121,628	118,643
16	-2,005	-122,120	118,207	-2,065	-122,174	118,147
17	-2,1197	-122,236	118,108	-2,180	-122,291	118,047
18	-0,010	-120,016	119,990	-0,010	-120,016	119,990
19	-0,263	-120,271	119,758	-0,248	-120,256	119,772
20	-0,280	-120,288	119,741	-0,265	-120,273	119,756
21	-0,298	-120,306	119,724	-0,283	-120,291	119,739
22	0,116	-119,920	120,106	0,116	-119,920	120,106
23	0,037	-120,001	120,034	0,037	-120,001	120,034
24	-0,001	-120,041	119,999	-0,001	-120,041	119,999
25	0,056	-120,047	120,049	0,056	-120,047	120,049
26	0,131	-119,982	120,117	0,132	-119,982	120,118
27	0,047	-120,090	120,043	0,063	-120,075	120,058
28	0,136	-120,025	120,123	0,127	-120,033	120,116
29	0,265	-119,907	120,240	0,240	-119,931	120,217
30	0,184	-119,985	120,167	0,152	-120,017	120,138
31	0,160	-120,009	120,145	0,128	-120,040	120,116
32	0,153	-120,016	120,137	0,120	-120,048	120,109
33	0,000	-120,000	120,000	0,000	-120,000	120,000

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

aos do fluxo de potência, com erros percentuais pequenos, tanto para as informações das fases quanto para as relativas ao neutro, atestando um bom desempenho do método proposto.

Os índices de desequilíbrio de tensão estimados estão abaixo de 2%, dentro dos padrões definidos pelo PRODIST e suas estimações foram precisas. Isso pode ser verificado na Figura 24a com o desequilíbrio calculado para cada ponto da rede. A Figura 24b contém os erros percentuais referentes aos desequilíbrios de tensões obtidos.

Figura 24 – Resultados de desequilíbrio de tensão.



Legenda: (a) Desequilíbrio de tensão em cada barra; (b) Erros de desequilíbrio de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

### 5.2.2 Análises de sensibilidade

Análises similares às realizadas para o sistema Kersting verificando o impacto da variação da resistência de aterramento e da variação do fator de carregamento podem ser vistas nas Tabelas 10 e 11, respectivamente. Como esta rede possui mais do que uma barra de carga, nas tabelas serão apresentadas a tensão estimada do neutro e o erro para as barras 17 e 30, pois possuem níveis significativos desses parâmetros.

Tabela 10 – Impacto da resistência de aterramento na estimacão da tensão do neutro.

Resistência ( $\Omega$ )	Barra 17		Barra 30	
	NEV Est. (V)	Erro	NEV Est. (V)	Erro
50	86,09	12,18%	56,73	3,48%
100	120,05	4,99%	81,06	2,08%
200	152,87	1,15%	102,97	1,26%
500	183,28	1,23%	122,52	0,71%

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Tabela 11 – Impacto do fator de carga na estimação da tensão do neutro.

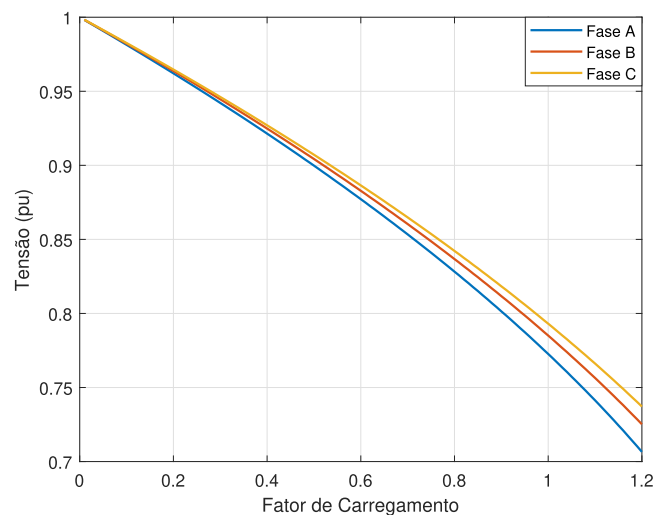
FC	Barra 17		Barra 30	
	NEV Est. (V)	Erro	NEV Est. (V)	Erro
0,6	55,14	5,48%	40,52	1,86%
0,8	82,53	5,26%	58,35	1,96%
1,0	120,05	4,99%	81,06	2,08%
1,2	178,94	4,64%	112,36	2,22%
1,4	303,17	4,22%	165,81	2,41%

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Graficamente, a tensão de cada fase para a barra 17 em relação ao aumento de carregamento de todas as fases do sistemas é visto na Figura 25. É perceptível que esse sistema apresenta maior sensibilidade ao aumento de carga, ou seja, a margem de carregamento dessa rede é menor e o sistema já opera mais próximo ao ponto de máximo carregamento.

A escolha da barra 17 para esta análise se justifica por ser uma barra crítica segundo Mingorança, Melo e Santos (2023), apresentando baixa tensão, alta tensão de neutro e elevado desequilíbrio. Essas características fazem dela um ponto mais vulnerável na rede, permitindo uma avaliação mais detalhada das condições críticas.

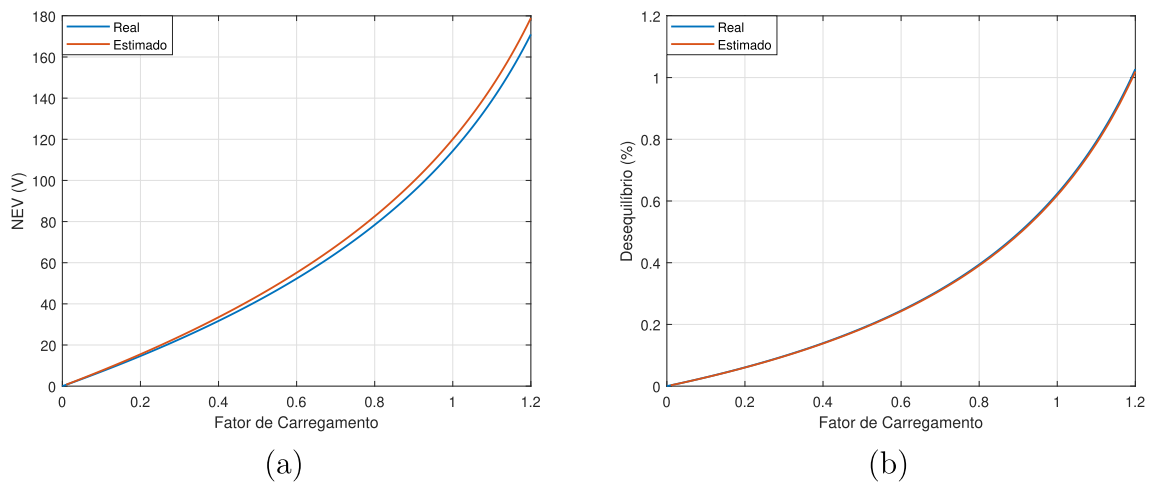
Figura 25 – Tensão da barra 17 em função do carregamento do sistema.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

As Figuras 26a e 26b exibem o comportamento da tensão de neutro e do desequilíbrio de tensão em função do carregamento da rede, respectivamente. Nota-se uma resposta contrária ao que ocorre com a tensão das fases para os dois parâmetros analisados nesses gráficos, sendo diretamente proporcional ao fator de carregamento. Além disso, há um distanciamento maior entre as curvas referentes aos valores reais e estimados a medida em que eleva-se a tensão de neutro na Figura 26a.

Figura 26 – Curvas de NEV e desequilíbrio de tensão em função do carregamento.



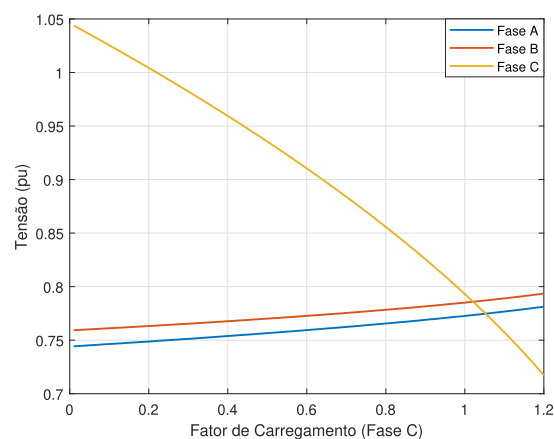
Legenda: (a) Fator de carregamento x NEV; (b) Fator de carregamento x desequilíbrio de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

A seguir, serão exibidos resultados para a variação do fator de carregamento apenas em uma das fases. Para esse sistema a análise será desenvolvida considerando a mudança do carregamento na fase C, que contém cargas menores em relação as demais fases. A carga da fase C foi variada de uma condição quase sem carga até 20% acima da nominal onde as equações algébricas do fluxo de potência não fornecem estimativas. Note que a carga nominal é mantida nas demais fases.

Deste modo, a Figura 27 evidencia o impacto do aumento da carga na tensão da barra em estudo. Vê-se novamente que há um impacto moderado nas fases em que a potência nominal foi mantida em relação à fase C que teve seu carregamento alterado.

Figura 27 – Tensão da barra 17 em função do carregamento da fase C.

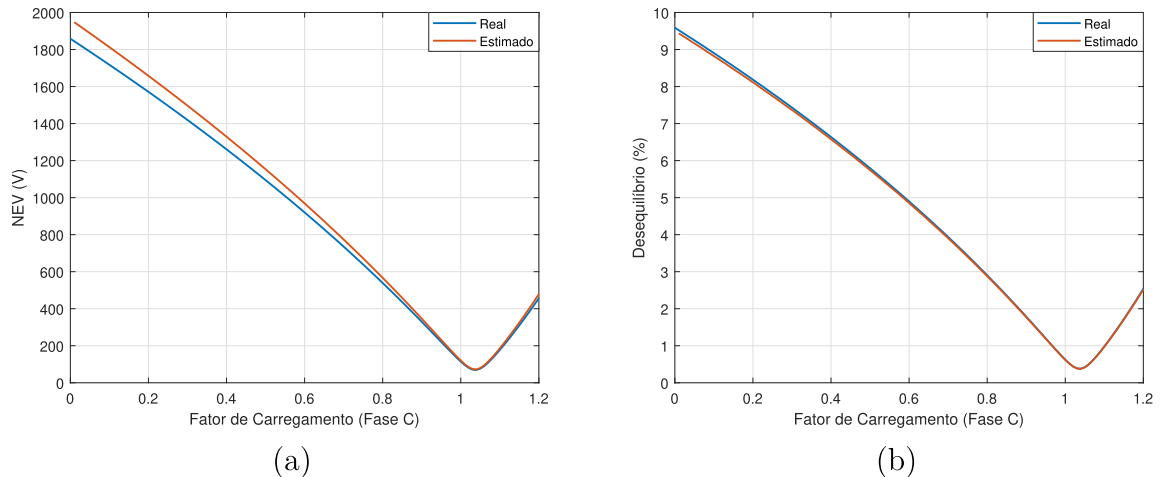


Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Quanto à tensão de neutro e ao desequilíbrio, as Figuras 28a e 28b ilustram a

resposta desses índices em função da variação das cargas da rede na fase C. O ponto mínimo de NEV e de desequilíbrio está localizado próximo, mas acima do fator de carga unitário (carga nominal). A partir da carga nominal, há uma tendência de crescimento da tensão NEV.

Figura 28 – NEV e desequilíbrio da barra 17 em função do carregamento da fase C.

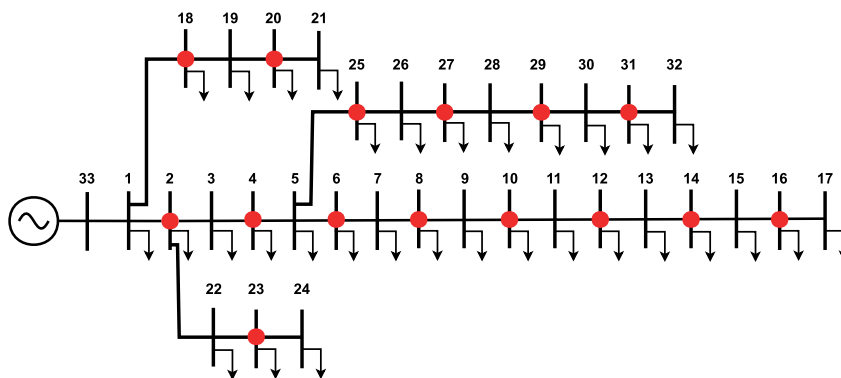


Legenda: (a) Fator de carregamento x NEV; (b) Fator de carregamento x desequilíbrio de tensão.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Conforme a Figura 29 uma outra estratégia de alocação de PMUs será testada seguindo critérios descritos em Mingorança, Melo e Santos (2023). Neste caso, um número maior de medidores seria instalado no sistema, o que garante total observabilidade da rede.

Figura 29 – Disposição dos medidores no sistema de 33 barras para comparação.



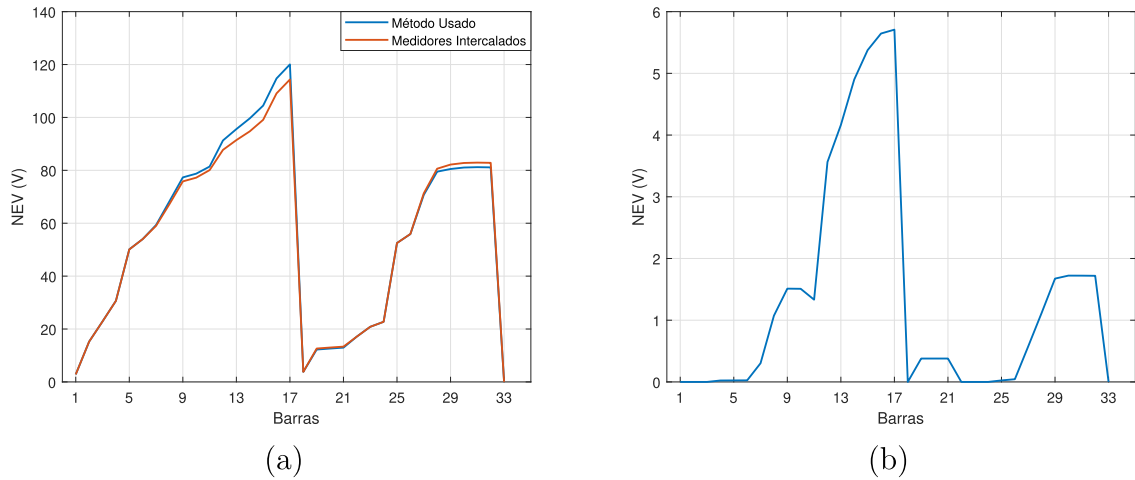
Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Ao realizar a estimação de estados com a nova disposição de medidores, os novos erros de estimação apresentaram valores abaixo de  $10^{-9}$  %.

A fim de comparar as duas disposições dos medidores, a Figura 30a apresenta as tensões estimadas de neutro dos dois casos e a diferença entre os valores é exibida na Figura 30b.



Figura 30 – Comparação entre as tensões de neutro.



Legenda: (a) NEV para as diferentes disposições de medição; (b) Diferença entre os valores estimados de NEV.

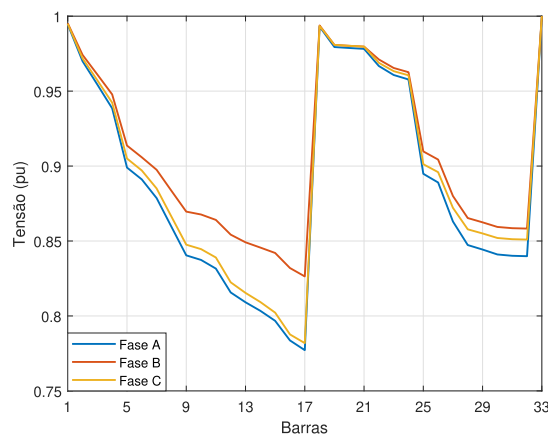
Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Logo, ao considerar essa nova disposição de medidores, resultados mais precisos são obtidos na EE, uma vez que o sistema possui todos os ramais monitorados por PMUs. A metodologia proposta, no entanto, possibilita estimar o estado da rede mesmo com um número limitado de medidores, o que é crucial para sua implementação prática.

### 5.2.3 Análise com introdução de geração distribuída

Para o sistema de 33 barras, uma análise a partir da inserção de geração distribuída na rede será realizada. O gerador será modelado por injeção de corrente na fase B, alocado na barra 16 e com 92MW. A partir disso, a Figura 31 apresenta o novo perfil de tensão da rede com a presença da geração distribuída.

Figura 31 – Perfil de tensão das fases com GD.

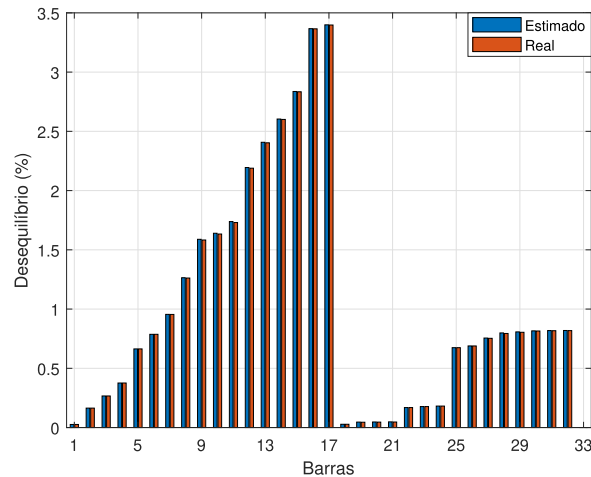


Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

É notável que a inserção do gerador causou alterações no perfil de tensão e no

desequilíbrio de tensão entre as fases. Essa mudança do desequilíbrio altera, então, a tensão do neutro a depender do montante de geração inserido no sistema. A Figura 32 comprova o impacto da inserção de geração distribuída no aumento no desequilíbrio das tensões. Esse montante de geração elevou o desequilíbrio de tensão em todo o sistema, principalmente nas barras do ramal em que o gerador está situado.

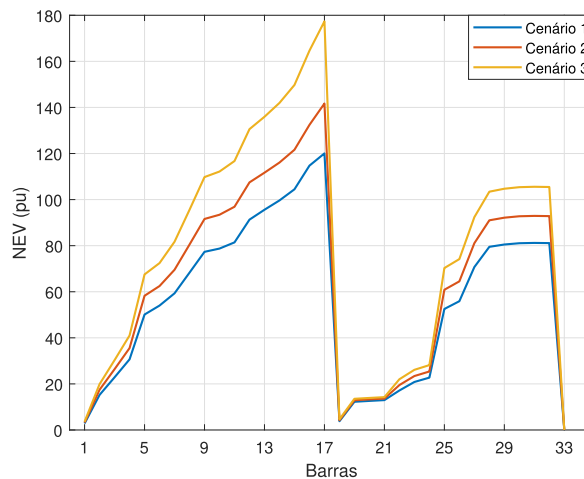
Figura 32 – Desequilíbrio de tensão com alocação de geração distribuída.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Desta forma, a Figura 33 contém o perfil da tensão do neutro para diferentes níveis de geração distribuída alocada na fase B da barra 16, sendo o cenário um sem geração, o cenário dois com geração de 46MW e o cenário três com geração de 92MW. Note que, a inserção de geração distribuída pode elevar os níveis de tensão de neutro bem como afetar o desequilíbrio entre as fases ficando acima do valor de 2% recomendado por normas.

Figura 33 – Tensão de neutro variando o montante de geração distribuída.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Por fim, com o intuito de explorar o impacto da constante  $\kappa$  presente nas Equações (4.14) e (4.15), a Tabela 12 apresenta os máximos erros de estimação para as tensões das fases de neutro referentes a diferentes valores de  $\kappa$ .

Tabela 12 – Análise de sensibilidade do parâmetro  $\kappa$ .

$\kappa$	Máx. Erro de Fase	Máx. Erro de Neutro
$10^{-5}$	0,24%	17,78%
$10^{-4}$	0,24%	9,78%
$10^{-3}$	0,20%	5,39%
$10^{-2}$	0,21%	5,42%
$10^{-1}$	0,20%	5,42%
$10^{+0}$	0,20%	5,42%

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Percebe-se que há um valor limiar mínimo para o  $\kappa$  responsável pela garantia de uma EE satisfatória para o neutro, já que a partir deste valor os erros permanecem constantes no menor valor obtido.

Na prática o valor dessa constante poderia ser avaliado para cada sistema através da função objetivo. Entretanto, conforme visto na Tabela 12, os resultados mostraram erros de estimação satisfatórios quando o mesmo foi considerado igual ao valor unitário.

Quando se afirma que os resultados foram satisfatórios ressalta-se que os mesmos ficaram abaixo da incerteza de 10% associado às pseudomedidas consideradas para o sistema. Ou seja, mesmo com um erro de medição tão alto, valores menores de erros de estimação foram observados nas simulações computacionais validando a metodologia proposta.

#### 5.2.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresenta análises e estudos de duas redes de teste utilizadas para validar a metodologia proposta neste trabalho. Os resultados da estimação de estados, incluindo o estado operacional da rede, são ilustrados por meio de gráficos e tabelas para o sistema proposto por Kersting e sistema de 33 barras adaptado.

Além da estimação da tensão fasorial para cada fase e para o neutro, e do desequilíbrio de tensão em cada ponto do sistema, também é analisado o erro de estimação desses parâmetros. Análises de sensibilidade são realizadas expondo as redes a situações extremas, com o objetivo de validar a metodologia sob essas condições.

As análises de sensibilidade incluem: o impacto da variação da resistência de aterramento; o efeito da variação do carregamento do sistema; o impacto da inserção de geração distribuída no sistema de 33 barras; e a sensibilidade do parâmetro  $\kappa$ , que está presente nas restrições relacionadas à potência dissipada no neutro.

Uma breve comparação entre o método proposto e uma alternativa que pressupõe o monitoramento total da rede, com vários medidores instalados em cada ramal, também é discutida.

Os resultados confirmam a importância da metodologia proposta, pois o estado da rede foi estimado com acurácia em todos os cenários testados. Embora os erros sejam maiores em comparação com uma rede totalmente monitorada, a metodologia apresentada é ideal para cenários realistas, considerando o custo de implementação.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante das análises realizadas neste trabalho, este capítulo final apresentará as principais conclusões obtidas a partir da pesquisa. Em seguida, serão explicitadas propostas para trabalhos futuros que possam ser desenvolvidos com base no que foi discutido.

### 6.1 CONCLUSÕES

A operação e o planejamento das redes de distribuição de energia elétrica se tornam mais complexas com o tempo. O aumento de carga, o aumento de recursos energéticos distribuídos, a maior necessidade de garantia de qualidade de energia para os consumidores e a falta de monitoramento em tempo real contribuem para a necessidade de implementação de tecnologias que simplifiquem e auxiliem o trabalho dos engenheiros encarregados por garantir a segurança, a flexibilidade e continuidade dos sistemas elétricos.

A maior parte dos trabalhos que exploram o monitoramento de redes de distribuição por meio de estimadores de estados consideram apenas redes trifásicas sem a modelagem específica do condutor neutro. Para redes de transmissão, desconsiderar o neutro é válido, pois seu potencial é nulo devido ao equilíbrio característico dessas redes. No entanto, na distribuição, é importante avaliar o comportamento do neutro, uma vez que o desequilíbrio pode afetá-lo de forma a comprometer a operação adequada de equipamentos de proteção, máquinas e dispositivos conectados às redes, bem como a saúde de pessoas e animais.

Dessa forma, o objetivo desta dissertação foi desenvolver um estimador de estados trifásico a quatro fios capaz de estimar o estado de uma rede elétrica a partir de um problema de otimização resolvido pelo método dos pontos interiores com barreira de segurança, com o auxílio de pseudomedidas para suprir a falta de observabilidade da rede. O estudo assume um número escasso de medidores sincronizados fasoriais ao longo dos ramais de distribuição considerando a carência desses equipamentos nas redes.

A metodologia proposta tem como principais pontos a definição das variáveis de estados como correntes ramais em coordenadas retangulares e o uso de restrições para potências dissipadas nos condutores de neutro. O uso de coordenadas retangulares para representar as variáveis de estados é ideal para estimação de estado, como verificado nas referências, e as restrições do neutro, associadas às pseudomedidas, contribuem para melhores resultados da NEV e convergência do problema de otimização.

O método proposto mostrou-se capaz de estimar o estado dos dois sistemas de estudo, apresentando a tensão fasorial de todos os barramentos, a tensão de neutro e o desequilíbrio de tensão. Para o primeiro sistema, devido à sua menor complexidade, os erros de estimação foram reduzidos, pois a rede contém um único ramal com uma carga em seu final. Para o sistema de 33 barras, que é composto por quatro ramais de distribuição, resultados próximos aos valores reais também foram obtidos, mas com erros ligeiramente

maiores.

Respostas precisas foram mantidas ao elevar ou reduzir a resistência de aterramento definida pelos sistemas. Para o sistema proposto por Kersting não há mudança significativa na tensão de neutro ao variar a resistência de aterramento. Porém, ao testar outros valores de resistência para o aterramento das barras do sistema de 33 barras é verificado um maior impacto na tensão de neutro.

Ademais, diferentes níveis de carregamento foram averiguados para verificar a sensibilidade do estimador de estados proposto. Segundo as respostas obtidas, mesmo com os sistemas expostos à condições extremas de cargas, os erros de estimação se mantiveram em faixas pequenas.

Uma comparação entre o método e a disposição proposta dos medidores e um cenário com maior número de medidores, que garanta total observabilidade da rede, mostrou que o método proposto é importante, principalmente para cenários reais de monitoramento, pois com uma grande diferença no número de medidores o impacto no erro não é elevado.

Análises relacionadas a geração distribuída foram apresentadas para testar a metodologia em relação à cenários cada vez mais comuns nas redes elétricas de distribuição. O impacto das GDs nas tensões e desequilíbrios de tensões foram evidenciados, provando a necessidade de metodologias capazes de monitorar as redes de distribuição em tempo real.

O parâmetro  $\kappa$  proposto, no geral, pôde-se manter em valores próximos ao unitário para obter os menores erros de estimação do neutro. A partir da análise de sensibilidade deste parâmetro, conclui-se que para algum valor limiar mínimo o erro de estimação do neutro aumenta, porém para valores adotados acima deste limiar o erro de estimação se manteve fixo. Dessa forma, adotar  $\kappa$  igual a um é uma boa aproximação para os sistemas utilizados.

Logo, a metodologia além de ser capaz de estimar o estado operado das redes em condições nominais, provou ser adequada para diversos cenários de cargas e de gerações. Sendo assim muito importante para concessionárias de energia elétrica para monitorar as redes de distribuição em tempo real, o que permite melhor operação e manutenção das redes.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros são propostos os estudos referentes a métodos capazes de detecção, identificação e correção de erros grosseiros aplicados nos medidores, buscando principalmente uma aplicação prática e capaz de atuar em tempo adequado para não prejudicar a estimação de estados.

A inclusão de outras ordens harmônicas além da fundamental no estimador de

estados trifásico a quatro fios também está prevista para futuras propostas e trabalhos. Isso permitirá verificar índices de distorção harmônica e aprimorar o monitoramento da qualidade de energia em tempo real.

Além disso, a verificação, a partir do estimador de estados, da melhor configuração para os alimentadores trifásicos da rede de distribuição pode ser um trabalho futuro em que se explore melhor o estado de abertura e fechamento de chaves de manobra.

Por último, também destaca-se a possibilidade de aplicação do método em sistemas de maior porte e explorando as características da carga no modelo ZIP.

## REFERÊNCIAS

- ALEXANDER, C. K.; SADIKU, M. N. **Fundamentos de circuitos elétricos**. [S.l.]: AMGH Editora, 2013.
- ANEEL. Bibliografia temática: transição energética no setor elétrico brasileiro. In: . [s.n.], 2024. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/240086>.
- BALDA, A. O. J. C.; MCNABB, D.; RICHARDSON, R. Measurements of neutral currents and voltages on a distribution feeder. **IEEE**, v. 12, n. 4, 1997.
- BARAN, A. K. M. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE**, v. 9, n. 3, 1994.
- BARAN JINXIANG ZHU, A. K. M. Meter placement for real-time monitoring of distribution feeders. **IEEE**, v. 11, n. 1, 1996.
- BARAN, M.; MCDERMOTT, T. E. Distribution system state estimation using ami data. In: **2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–3.
- BARAN, M. E.; JUNG, J.; MCDERMOTT, T. E. Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems. In: **2009 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5.
- BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 10, n. 1, p. 483–491, 1995.
- Chaminda Bandara, W. G.; ALMEIDA, D.; GODALIYADDA, R. I.; EKANAYAKE, M. P.; EKANAYAKE, J. A complete state estimation algorithm for a three-phase four-wire low voltage distribution system with high penetration of solar pv. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 124, p. 106332, 2021. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519336518>.
- DENG YING HE, B. Z. Y. A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems. **IEEE**, v. 17, n. 4, 2002.
- DŽAFIĆ INDIRA HUSEINAGIĆ, S. H. I. Real time distribution system state estimation based on interior point method. v. 3, n. 1, 2014.
- FRAZAO, R. J. A. **PMU based situation awareness for smart distribution grids**. Tese (Theses) — Université Grenoble Alpes, out. 2015. Disponível em: <https://theses.hal.science/tel-01224221>.
- GOULART, D. D.; SPERANDIO, M. Proposta metodológica para análise econômico-regulatória da inserção de um novo agente institucional de armazenamento de energia no sistema elétrico brasileiro. **Economia e Desenvolvimento**, v. 33, p. e6–e6, 2021.
- JESUS, P. D. O.-D.; CELEITA, D.; RAMOS, G. The neutral-earth-voltage (nev) system state estimation model. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 30, 07 2020.



- JESÚS NESTOR A. RODRIGUEZ, D. C. G. R. P. D. O.-D. Pmu-based system state estimation for multigrounded distribution systems. **IEEE**, v. 36, n. 2, 2021.
- KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHIMIDT, H. P. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. [S.l.]: Blucher, 2009.
- KERSTING, W. Center tapped wye-delta transformer bank test case. In: IEEE. **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004**. [S.l.], 2004. p. 861–866.
- KERSTING, W. H. A three-phase unbalanced line model with grounded neutrals through a resistance. In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–2.
- KERSTING, W. H. Distribution system modeling and analysis. In: **Electric power generation, transmission, and distribution**. [S.l.]: CRC press, 2018. p. 26–1.
- KOTSONIAS, A.; HADJIDEMETRIOU, L.; ASPROU, M.; KYRIAKIDES, E. Monitoring of low voltage distribution grid considering the neutral conductor. 10 2018.
- LI, K. State estimation for power distribution system and measurement impacts. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 2, p. 911–916, 1996.
- LIU, Y.; LI, J.; WU, L. State estimation of three-phase four-conductor distribution systems with real-time data from selective smart meters. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 34, n. 4, p. 2632–2643, 2019.
- LU JEN-HAO TENG, W.-H. L. C.-W. Distribution system state estimation. **IEEE**, v. 10, n. 1, 1995.
- MANITSAS RAVINDRA SINGH, B. P.-G. E. Distribution system state estimation using an artificial neural network approach for pseudo measurement modeling. **IEEE**, v. 27, n. 4, 2012.
- MELO, I. D.; ANTUNES, M. P. Bad data correction in harmonic state estimation for power distribution systems: an approach based on generalised pattern search algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 204, p. 107684, 2022.
- MELO, I. D.; TEIXEIRA, M. O.; MINGORANÇA, J. S. Neutral-to-earth voltage (nev) and state estimation for unbalanced multiphase distribution systems based on an optimization model. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 217, p. 109123, 2023.
- MELO, I. D.; TEIXEIRA, M. O.; MINGORANÇA, J. S. Neutral-to-earth voltage (nev) and state estimation for unbalanced multiphase distribution systems based on an optimization model. **Electric power systems research**, Elsevier B.V, v. 217, p. 109123, 2023. ISSN 0378-7796.
- MELO, I. D. de. **Estimação estática de estados harmônicos em redes trifásicas de distribuição monitoradas por PMUs: uma abordagem considerando curvas diárias de carga**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2018.

MINGORANÇA, J. S.; MELO, I. D.; SANTOS, A. B. d. Critical buses identification for voltage stability assessment considering the application of modal analysis and a robust state estimation with bad data suppression. **Electrical Engineering**, Springer, v. 105, n. 1, p. 335–348, 2023.

NASCIMENTO, R. L. **Transição Energética: Desafios e Oportunidades**. 2024. Acesso em: 2024-08-31. . Trecho discutido em 01:13:30-01:14:30. Disponível em: [https://www.youtube.com/watch?v=CNe6\\_eDLXjA](https://www.youtube.com/watch?v=CNe6_eDLXjA).

OLIVEIRA, B. C. de. **Estimação de estados em sistemas de distribuição: uma abordagem trifásica e descentralizada**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2016.

OLIVEIRA, B. C. de. **Estimação de Estados em Sistemas Trifásicos Desequilibrados: uma abordagem considerando Detecção e Identificação de Erros Grosseiros**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2022.

OLIVEIRA, B. C. de; PEREIRA, J.; ALVES, G. de O.; MELO, I. D.; SOUZA, M. A.; GARCIA, P. Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units. **FREEDOM**, v. 160, 2018.

OLIVEIRA, E. J.; OLIVEIRA, L. W.; PEREIRA, J.; HONÓRIO, L. M.; SILVA, I. C.; MARCATO, A. An optimal power flow based on safety barrier interior point method. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 64, p. 977–985, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514005419>.

PAU, M.; PEGORARO, P. A.; SULIS, S. Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 62, n. 9, p. 2419–2429, 2013.

PENIDO, D. R. R.; ARAUJO, L. R. de; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R.; GARCIA, P. A. N. Three-phase power flow based on four-conductor current injection method for unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 494–503, 2008.

PERTL, M.; HEUSSEN, K.; GEHRKE, O.; REZKALLA, M. Voltage estimation in active distribution grids using neural networks. In: . [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.

PRIMADIANTO, A.; LU, C.-N. A review on distribution system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 32, n. 5, p. 3875–3883, 2016.

RANKOVIĆ, A.; MAKSIMOVIĆ, B. M.; SARIĆ, A. T. A three-phase state estimation in active distribution networks. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 54, p. 154–162, 2014. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513002986>.

ROYTELMAN, I.; SHAHIDEHPOUR, S. State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 4, p. 2009–2015, 1993.

SEXAUER, J.; JAVANBAKHT, P.; MOHAGHEGHI, S. Phasor measurement units for the distribution grid: Necessity and benefits. In: **2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–6.

SHAFIU NICHOLAS JENKINS, G. A. Measurement location for state estimation of distribution networks with generation. **IEEE**, v. 152, n. 2, 2005.

SOLTANI, M. K. Z. Real-time topology detection and state estimation in distribution systems using micro-pmu and smart meter data. **IEEE**, v. 16, n. 3, 2022.

SOUTHWICK, L. H. Stray voltage update. 1985.

TENG, J. Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems. **IEEE**, v. 149, n. 6, 2002.

VILLANUEVA, B. de A.; CATAPAN, A.; LOUSADA, S. Cooperativas de energia e transição energética: uma revisão da literatura. v. 12, n. 1, 2023.

WATSON, J. A. S.; BUCKLIN, R. A.; BRAY, D. Stray voltages in dairies. v. 2019, 2019.

WINDERS, J. **Power transformers: principles and applications**. [S.l.]: CrC Press, 2002.

## APÊNDICE A – RESOLUÇÃO VIA MÉTODO DE PONTOS INTERIORES COM BARREIRA DE SEGURANÇA

O problema de otimização, modelado para minimização da função objetivo e sujeito a restrições, pode ser descrito, de modo geral, conforme a Equação A.1. Nesta formulação,  $\hat{\mathbf{x}}$  é o vetor de variáveis de estados, a função objetivo é  $J(\hat{\mathbf{x}})$  e  $\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})$  são as funções presentes nas restrições de desigualdades, que são limitadas entre os limites inferiores e superiores  $\mathbf{l}$  e  $\mathbf{u}$ , respectivamente.

$$\begin{aligned} \min \quad & J(\hat{\mathbf{x}}) \\ \text{s.a.} \quad & \\ & \mathbf{l} \leq \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) \leq \mathbf{u} \end{aligned} \tag{A.1}$$

As equações de desigualdade são substituídas por equações de igualdades com variáveis de folga  $s_l$  e  $s_u$ . O problema é reescrito como visto na Equação A.2.

$$\begin{aligned} \min \quad & J(\hat{\mathbf{x}}) \\ \text{s.a.} \quad & \\ & \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{s}_l = \mathbf{l} \\ & \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) + \mathbf{s}_u = \mathbf{u} \end{aligned} \tag{A.2}$$

Em seguida, são adicionados os parâmetros de barreira logarítmica na função objetivo. Dessa forma, as variáveis de folga devem ser maiores do que zero e as variáveis  $\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})$  não atingirão os valores inferiores nem superiores. A Equação A.3 apresenta as modificações citadas, em que  $n$  representa o número de restrições do problema e  $\mu$  representa o parâmetro de barreira.

$$\begin{aligned} \min \quad & J(\hat{\mathbf{x}}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{l,j}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{u,j}) \\ \text{s.a.} \quad & \\ & \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{s}_l = \mathbf{l} \\ & \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) + \mathbf{s}_u = \mathbf{u} \\ & \mathbf{s}_l > 0 \\ & \mathbf{s}_u > 0 \end{aligned} \tag{A.3}$$

O parâmetro de barreira  $\mu$  assume, inicialmente, um valor maior do que zero e durante o processo iterativo diminui seu valor, se aproximando de zero. Para permitir que

as restrições atinjam seus valores limítrofes, o parâmetro  $p$  é inserido como mostrado na Equação A.4. Como consequência, as variáveis de folga podem assumir valores nulos sem problemas de convergência do método.

$$\begin{aligned}
\min \quad & J(\hat{\mathbf{x}}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{l,j} + \rho) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{u,j} + \rho) \\
\text{s.a.} \quad & \\
& \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{s}_l = \mathbf{l} \\
& \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) + \mathbf{s}_u = \mathbf{u} \\
& \mathbf{s}_l \geq 0 \\
& \mathbf{s}_u \geq 0 \\
& \rho > 0
\end{aligned} \tag{A.4}$$

Assim, a função Lagrangiana ( $L$ ) pode ser escrita como expressa na Equação A.5. Os multiplicadores de Lagrange  $\pi_l$  e  $\pi_u$  são associados aos limites inferiores e superiores, nesta ordem.

$$\begin{aligned}
L = & J(\hat{\mathbf{x}}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{l,j} + \rho) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{u,j} + \rho) \\
& - \sum_{j=1}^n \pi_{l,j} (g_j(\hat{\mathbf{x}}) - s_{l,j} - l_j) - \sum_{j=1}^n \pi_{u,j} (g_j(\hat{\mathbf{x}}) + s_{u,j} - u_j)
\end{aligned} \tag{A.5}$$

Conforme o método de pontos interiores as condições de optimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para a função Lagrangiana resultam nas equações vistas em A.6.

$$\begin{aligned}
\nabla_{\hat{\mathbf{x}}} L &= \nabla_{\hat{\mathbf{x}}} J(\hat{\mathbf{x}}) - \nabla \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) (\boldsymbol{\pi}_l^T + \boldsymbol{\pi}_u^T) \\
\nabla_{\pi_l} L &= - (\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{s}_l - \mathbf{l}) \\
\nabla_{\pi_u} L &= - (\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{s}_u - \mathbf{u}) \\
\nabla_{s_l} L &= - \mu \mathbf{S}_l \mathbf{y} + \boldsymbol{\pi}_l \\
\nabla_{s_u} L &= - \mu \mathbf{S}_u \mathbf{y} + \boldsymbol{\pi}_u \\
\mathbf{y} &= [1, \dots, 1]^T
\end{aligned} \tag{A.6}$$

As matrizes  $S_u$  e  $S_l$  são diagonais que contém as variáveis de folga, como visto na Equação A.7.

$$\begin{aligned}
\mathbf{S}_l &= \text{diag}((s_{l,1} + \rho), \dots, (s_{l,n} + \rho)) \\
\mathbf{S}_u &= \text{diag}((s_{u,1} + \rho), \dots, (s_{u,n} + \rho))
\end{aligned} \tag{A.7}$$

O sistema visto na Equação A.8 será resolvido iterativamente, associando as condições de KKT com o método de Newton Raphson. Em que  $\nabla \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})$  é o vetor gradiente das restrições de desigualdade,  $\mathbf{I}$  corresponde à matriz identidade e a Equação A.9 expressa  $\nabla_{\hat{\mathbf{x}}}^2 L$ .

$$\begin{bmatrix} \nabla_{\hat{\mathbf{x}}}^2 L & \nabla \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})^T & -\nabla \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})^T & 0 & 0 \\ \nabla \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) & 0 & 0 & \mathbf{I} & 0 \\ -\nabla \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) & 0 & 0 & 0 & \mathbf{I} \\ 0 & \mathbf{I} & 0 & \mu \mathbf{S}_u^{-2} & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{I} & 0 & \mu \mathbf{S}_l^{-2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{\mathbf{x}} \\ \Delta \boldsymbol{\pi}_u \\ \Delta \boldsymbol{\pi}_l \\ \Delta \mathbf{s}_u \\ \Delta \mathbf{s}_l \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{\hat{\mathbf{x}}} L \\ \nabla_{\boldsymbol{\pi}_u} L \\ \nabla_{\boldsymbol{\pi}_l} L \\ \nabla_{\mathbf{s}_u} L \\ \nabla_{\mathbf{s}_l} L \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

$$\nabla_{\hat{\mathbf{x}}}^2 L = \nabla_{\hat{\mathbf{x}}}^2 J(\hat{\mathbf{x}}) - \nabla^2 \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})(\boldsymbol{\pi}_l^T + \boldsymbol{\pi}_u^T) \quad (\text{A.9})$$

As direções das variáveis primais ( $\Delta \hat{\mathbf{x}}$ ,  $\Delta \mathbf{s}_u$  e  $\Delta \mathbf{s}_l$ ) e das variáveis duais ( $\Delta \boldsymbol{\pi}_u$  e  $\Delta \boldsymbol{\pi}_l$ ) são obtidas a partir da solução do sistema matricial. As Equações A.10 e A.11 mostram os passos das variáveis primais ( $\alpha_p$ ) e duais ( $\alpha_d$ ), respectivamente, de acordo com o método de pontos interiores clássico.

$$\alpha_p = \min\left\{\min_{\Delta s_{l,j} < 0} \frac{s_{l,j}}{|\Delta s_{l,j}|}, \min_{\Delta s_{u,j} < 0} \frac{s_{u,j}}{|\Delta s_{u,j}|}, 1\right\} \quad (\text{A.10})$$

$$\alpha_d = \min\left\{\min_{\Delta \pi_{l,j} < 0} \frac{\pi_{l,j}}{|\Delta \pi_{l,j}|}, \min_{\Delta \pi_{u,j} < 0} \frac{-\pi_{u,j}}{|\Delta \pi_{u,j}|}, 1\right\} \quad (\text{A.11})$$

Com isso, as variáveis são atualizadas a cada iteração (it) como nas Equações A.12.

$$\begin{aligned} \hat{\mathbf{x}}^{it+1} &= \hat{\mathbf{x}}^{it} + \alpha_p \Delta \hat{\mathbf{x}} \\ \mathbf{s}_l^{it+1} &= \mathbf{s}_l^{it} + \alpha_p \Delta \mathbf{s}_l \\ \mathbf{s}_u^{it+1} &= \mathbf{s}_u^{it} + \alpha_p \Delta \mathbf{s}_u \\ \boldsymbol{\pi}_l^{it+1} &= \boldsymbol{\pi}_l^{it} + \alpha_d \Delta \boldsymbol{\pi}_l \\ \boldsymbol{\pi}_u^{it+1} &= \boldsymbol{\pi}_u^{it} + \alpha_d \Delta \boldsymbol{\pi}_u \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

A atualização do parâmetro de barreira depende da variável de dualidade (GAP) e do parâmetro ( $\beta$ ), inserido para controlar o decaimento do parâmetro de barreira, afim de melhorar a convergência do método. A Equação A.13 contém o cálculo da variável de dualidade.

$$GAP = \sum_{j=1}^n (s_{l,j} \pi_{l,j} - s_{u,j} \pi_{u,j}) \quad (\text{A.13})$$

Assim, a Equação A.14 expressa a atualização do parâmetro de barreira a cada iteração.

$$\mu^{it+1} = \frac{\beta(GAP) + \rho \sum_{j=1}^n (\pi_{l,j} - \pi_{u,j})}{2n} \quad (\text{A.14})$$

Além disso, o parâmetro da barreira de segurança será atualizado a cada iteração proporcionalmente a um fator  $\tau$  como visto na Equação (A.15). Este parâmetro decresce a cada iteração, logo  $\tau$  deve estar entre o intervalo (0,1).

$$\rho^{it+1} = \tau \rho^{it} \quad (\text{A.15})$$