



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Sara Gabrieli Ribeiro Domingues

**Localização de Falhas em Redes de Distribuição Considerando Geração  
Distribuída e Medição Fasorial Sincronizada**

Florianópolis  
2025

Sara Gabrieli Ribeiro Domingues

**Localização de Falhas em Redes de Distribuição Considerando Geração  
Distribuída e Medição Fasorial Sincronizada**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de  
Santa Catarina para a obtenção do título de mestre  
em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis  
2025

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.  
Dados inseridos pelo próprio autor.

Domingues, Sara Gabrieli Ribeiro  
Localização de Faltas em Redes de Distribuição  
Considerando Geração Distribuída e Medição Fasorial  
Sincronizada / Sara Gabrieli Ribeiro Domingues ;  
orientador, Miguel Moreto, 2025.  
69 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Localização de Faltas. 3.  
Geração Distribuída. 4. Medição Fasorial Sincronizada. I.  
Moreto, Miguel. II. Universidade Federal de Santa  
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.  
III. Título.

Sara Gabrieli Ribeiro Domingues

**Localização de Faltas em Redes de Distribuição Considerando Geração Distribuída e Medição Fasorial Sincronizada**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Fernando Buzzulini Prioste, Dr.  
Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC

Prof. Dionatan Augusto Guimarães Cieslak, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.



Documento assinado digitalmente  
**Eduardo Augusto Bezerra**  
Data: 16/12/2025 12:03:59-0300  
CPF: \*\*\*.851.577-\*\*  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

Coordenação do Programa de  
Pós-Graduação



Documento assinado digitalmente  
**Miguel Moreto**  
Data: 15/12/2025 21:07:32-0300  
CPF: \*\*\*.850.100-\*\*  
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

---

Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Orientador

Florianópolis, 2025.



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus pela oportunidade de viver esta experiência. Ao Prof. Dr. Miguel Moreto, pela orientação, paciência e auxílio ao longo do desenvolvimento deste trabalho. Aos amigos Mário Eduardo Santos Borba e Eduardo Antônio Rodrigues Maia, pelo companheirismo e colaboração nesta jornada. Ao Prof. Dr. Antônio José Alves Simões Costa, pelos valiosos ensinamentos e pelo apoio durante a pesquisa. Agradeço ao CNPq pelo apoio financeiro e a todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste mestrado.

*“Porque dele, e por ele, e para ele são todas as coisas.”*  
(Romanos 11:36)

## RESUMO

Este trabalho propõe o desenvolvimento de um método de Localização de Faltas (LF) em redes de distribuição com integração de Geração Distribuída (GD). A metodologia utiliza dados fasoriais sincronizados de tensão e corrente provenientes de *Distribution-level Phasor Measurement Units* (D-PMUs), alocadas na Subestação de Energia (SE) e nos pontos de conexão com as Unidades de Geração Distribuída (UGDs). A metodologia fundamenta-se na adaptação do método de varredura *Backward-Forward Sweep* (BFS) para estimar a injeção de corrente de falta, comparando iterativamente os perfis de tensão calculados com os dados reais medidos para localizar o ponto em falha. O desempenho do algoritmo foi avaliado utilizando o alimentador IEEE 123 barras modelado no software *Electromagnetic Transients Program* (EMTP), considerando diferentes tipos de faltas e incertezas. Os resultados obtidos mostram que o método proposto apresenta bom desempenho na localização de faltas em redes de distribuição com GD.

**Palavras-chave:** Localização de Faltas; Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, Geração Distribuída; Medição Fasorial Sincronizada.

## ABSTRACT

This work proposes the development of a fault location (FL) method for distribution networks with distributed generation (DG) integration. The methodology utilizes synchronized voltage and current phasor data from distribution phasor measurement units (D-PMUs), located at the substation and at the connection points with Distributed Generation Units (DGUs). The methodology is based on adapting the Backward/Forward Sweep (BFS) method to estimate fault current injection, iteratively comparing calculated voltage profiles with actual measured data to locate the fault. The algorithm's performance was evaluated using the IEEE 123-bus feeder modeled in EMTP software, considering different fault types and uncertainties. The obtained results show that the proposed method presents good performance in locating faults in distribution networks with DG.

**Keywords:** Fault Location; Electric Power Distribution Systems; Distributed Generation; Synchronized Phasor Measurement.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 – Circuito equivalente de um módulo fotovoltaico. . . . .                                 | 27 |
| Figura 2 – Curvas características de um módulo fotovoltaico. . . . .                               | 29 |
| Figura 3 – Diagrama de controle do inversor Voltage Source Converter (VSC). . . . .                | 30 |
| Figura 4 – Fluxograma do algoritmo de fluxo de carga. . . . .                                      | 33 |
| Figura 5 – Diagrama unifilar do sistema IEEE-123 barras. . . . .                                   | 34 |
| Figura 6 – Fluxograma do algoritmo de estimação da corrente de falta. . . . .                      | 37 |
| Figura 7 – Exemplo de ramo em condição de falta. . . . .                                           | 38 |
| Figura 8 – Etapas para a LF. . . . .                                                               | 40 |
| Figura 9 – Resultados do erro de localização por linha IEEE-123 barras. . . . .                    | 43 |
| Figura 10 – Distribuição de frequências do por linha. . . . .                                      | 44 |
| Figura 11 – Distribuição do erro de localização por tipo de falta. . . . .                         | 45 |
| Figura 12 – Erro de localização para diferentes valores de resistência de falta. . . . .           | 47 |
| Figura 13 – Erro de localização para diferentes distâncias de ocorrência da falta. . . . .         | 48 |
| Figura 14 – Erro de localização em função da variação do carregamento. . . . .                     | 49 |
| Figura 15 – Erro de localização para ângulos de incidência da falta de 0° e 90°. . . . .           | 50 |
| Figura 16 – Impacto da variação dos parâmetros da linha no erro de localização. . . . .            | 50 |
| Figura 17 – Influência do ruído de medição no erro de estimativa de localização da falta . . . . . | 51 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                         |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 3 – Resumo comparativo dos métodos de LF. . . . .                                                | 23 |
| Tabela 4 – Cenários de falta simulados. . . . .                                                         | 41 |
| Tabela 5 – Dados para o boxplot do erro de localização por tipo de falta. . . . .                       | 44 |
| Tabela 6 – Dados para o boxplot do erro de localização por categoria de falta. . . . .                  | 44 |
| Tabela 7 – Cenário base de validação utilizado nas simulações. . . . .                                  | 46 |
| Tabela 8 – Resultados do erro de localização para o teste de variação da resistência de falta. . . . .  | 47 |
| Tabela 9 – Resultados do erro de localização para diferentes distâncias de ocorrência da falta. . . . . | 47 |
| Tabela 10 – Resultados do erro de localização para diferentes níveis de carregamento. . . . .           | 48 |
| Tabela 11 – Resultados do erro de localização para ângulos de incidência da falta de 0° e 90°. . . . .  | 49 |
| Tabela 12 – Erro de localização para o teste de variação de parâmetros da linha. . . . .                | 51 |
| Tabela 13 – Valores de erro de localização. . . . .                                                     | 52 |
| Tabela 14 – Parâmetros dos segmentos de linha. . . . .                                                  | 59 |
| Tabela 14 – Parâmetros dos segmentos de linha. . . . .                                                  | 60 |
| Tabela 14 – Parâmetros dos segmentos de linha. . . . .                                                  | 61 |
| Tabela 14 – Parâmetros dos segmentos de linha. . . . .                                                  | 62 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|           |                                                               |
|-----------|---------------------------------------------------------------|
| $\mu$ PMU | <i>Micro-Phasor Measurement Unit</i>                          |
| ANEEL     | Agência Nacional de Energia Elétrica                          |
| BFS       | <i>Backward-Forward Sweep</i>                                 |
| DEC       | Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora    |
| D-PMU     | <i>Distribution-level Phasor Measurement Unit</i>             |
| EMTP      | <i>Electromagnetic Transients Program</i>                     |
| FEC       | Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora |
| FF        | Falta Bifásica                                                |
| FFF       | Falta Trifásica                                               |
| FFT       | Falta Bifásica–Terra                                          |
| FT        | Falta Monofásica Terra                                        |
| GD        | Geração Distribuída                                           |
| GPS       | <i>Global Positioning System</i>                              |
| IEEE      | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>      |
| LF        | Localização de Faltas                                         |
| MPPT      | Maximum Power Point Tracking                                  |
| PMU       | <i>Phasor Measurement Unit</i>                                |
| RED       | <i>Recurso Energético Distribuído</i>                         |
| RTU       | Unidade Terminal Remota                                       |
| SDEE      | Sistema de Distribuição de Energia Elétrica                   |
| SE        | Subestação de Energia                                         |
| SEP       | Sistemas Elétricos de Potência                                |
| SM        | Smart Meter                                                   |
| TDF       | <i>Transformada Discreta de Fourier</i>                       |
| UGD       | Unidade de Geração Distribuída                                |
| VSC       | Voltage Source Converter                                      |

## LISTA DE SÍMBOLOS

|                   |                     |
|-------------------|---------------------|
| $e_{\text{loc}}$  | Erro de localização |
| $d_{\text{est}}$  | Distância estimada  |
| $d_{\text{real}}$ | Distância real      |

## SUMÁRIO

|          |                                                                                  |           |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO</b>                                                                | <b>15</b> |
| 1.1      | OBJETIVO GERAL                                                                   | 17        |
| 1.2      | OBJETIVOS ESPECÍFICOS                                                            | 17        |
| 1.3      | ESTRUTURA DO TRABALHO                                                            | 17        |
| <b>2</b> | <b>MÉTODOS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO</b>              | <b>19</b> |
| 2.1      | CONSIDERAÇÕES INICIAIS                                                           | 19        |
| 2.1.1    | Métodos baseados em impedância                                                   | 19        |
| 2.1.2    | Métodos baseados em ondas viajantes                                              | 20        |
| 2.1.3    | Métodos baseada em medições esparsas                                             | 20        |
| 2.1.4    | Métodos baseados em inteligência artificial                                      | 22        |
| 2.1.5    | Métodos híbridos                                                                 | 22        |
| <b>3</b> | <b>FUNDAMENTOS TEÓRICOS E MODELAGEM</b>                                          | <b>24</b> |
| 3.1      | MODELAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO                                               | 24        |
| 3.1.1    | Modelo exato da linha de distribuição                                            | 24        |
| 3.2      | MODELAGEM DAS CARGAS                                                             | 24        |
| 3.2.1    | Modelo de potência constante                                                     | 25        |
| 3.2.2    | Modelo de impedância constante                                                   | 25        |
| 3.2.3    | Modelo de corrente constante                                                     | 26        |
| 3.2.4    | Modelo de carga ZIP                                                              | 26        |
| 3.2.5    | Modelo do gerador fotovoltaico                                                   | 27        |
| 3.2.5.1  | Modelo elétrico do módulo fotovoltaico                                           | 27        |
| 3.2.5.2  | Parâmetros característicos do módulo fotovoltaico                                | 28        |
| 3.2.5.3  | Características dos inversores fotovoltaicos                                     | 28        |
| 3.3      | FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO                                    | 28        |
| 3.3.1    | Etapas de inicialização                                                          | 30        |
| 3.3.2    | Etapas de cálculo das injeções de corrente nos nós                               | 31        |
| 3.3.2.1  | Corrente injetada por uma unidade de geração distribuída conectada ao barramento | 31        |
| 3.3.3    | Cálculo das correntes nos ramos                                                  | 31        |
| 3.3.4    | Cálculo das tensões nodais                                                       | 32        |
| 3.3.5    | Critério de convergência                                                         | 32        |
| 3.4      | ESTIMAÇÃO FASORIAL                                                               | 32        |
| 3.4.1    | Transformada Discreta de Fourier (TDF)                                           | 33        |
| <b>4</b> | <b>METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO</b>                                             | <b>34</b> |
| 4.1      | SISTEMA TESTE                                                                    | 34        |
| 4.2      | AQUISIÇÃO DE DADOS E ESTIMAÇÃO DE FASORES                                        | 35        |

|         |                                                                                                  |           |
|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4.3     | ALGORITMO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS . . . . .                                                     | 35        |
| 4.3.1   | <b>Estimativa da corrente de falta . . . . .</b>                                                 | <b>35</b> |
| 4.3.2   | <b>Seleção do nó em falta . . . . .</b>                                                          | <b>37</b> |
| 4.3.3   | <b>Identificação da seção em falta . . . . .</b>                                                 | <b>38</b> |
| 5       | <b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS . . . . .</b>                                                         | <b>41</b> |
| 5.1     | SIMULAÇÕES . . . . .                                                                             | 41        |
| 5.1.1   | <b>Cenários de faltas . . . . .</b>                                                              | <b>41</b> |
| 5.1.1.1 | Inserção de ruído . . . . .                                                                      | 42        |
| 5.1.2   | <b>Erro de localização . . . . .</b>                                                             | <b>42</b> |
| 5.2     | RESULTADOS . . . . .                                                                             | 42        |
| 5.2.1   | <b>Resultados do erro de localização por linha . . . . .</b>                                     | <b>42</b> |
| 5.2.2   | <b>Resultados do erro de localização por tipo de falta . . . . .</b>                             | <b>43</b> |
| 5.2.3   | <b>Análise de sensibilidade . . . . .</b>                                                        | <b>46</b> |
| 5.2.3.1 | Efeito da resistência de falta . . . . .                                                         | 46        |
| 5.2.3.2 | Efeito da variação da distância . . . . .                                                        | 46        |
| 5.2.3.3 | Efeito da variação de carga . . . . .                                                            | 48        |
| 5.2.3.4 | Efeito do ângulo de incidência da falta . . . . .                                                | 48        |
| 5.2.3.5 | Efeito da variação dos parâmetros da linha . . . . .                                             | 49        |
| 5.2.3.6 | Efeito do ruído de medição . . . . .                                                             | 51        |
| 5.2.4   | <b>Conclusão Geral dos Resultados . . . . .</b>                                                  | <b>52</b> |
| 6       | <b>CONCLUSÃO . . . . .</b>                                                                       | <b>53</b> |
|         | <b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>                                                                     | <b>54</b> |
|         | <b>APÊNDICE A – DADOS ALIMENTADOR IEEE 123 BUS . . . . .</b>                                     | <b>59</b> |
|         | <b>APÊNDICE B – MATRIZES DE IMPEDÂNCIA E ADMITÂNCIA DO<br/>SISTEMA IEEE 123 BARRAS . . . . .</b> | <b>63</b> |
|         | <b>APÊNDICE A – MATRIZES DE IMPEDÂNCIA E ADMITÂNCIA DO<br/>SISTEMA IEEE 123 BARRAS . . . . .</b> | <b>64</b> |
| A.1     | CONFIGURAÇÃO 1 . . . . .                                                                         | 64        |
| A.2     | CONFIGURAÇÃO 2 . . . . .                                                                         | 64        |
| A.3     | CONFIGURAÇÃO 3 . . . . .                                                                         | 64        |
| A.4     | CONFIGURAÇÃO 4 . . . . .                                                                         | 65        |
| A.5     | CONFIGURAÇÃO 5 . . . . .                                                                         | 65        |
| A.6     | CONFIGURAÇÃO 6 . . . . .                                                                         | 65        |
| A.7     | CONFIGURAÇÃO 7 . . . . .                                                                         | 65        |
| A.8     | CONFIGURAÇÃO 8 . . . . .                                                                         | 66        |
| A.9     | CONFIGURAÇÃO 9 . . . . .                                                                         | 66        |
| A.10    | CONFIGURAÇÃO 10 . . . . .                                                                        | 66        |
| A.11    | CONFIGURAÇÃO 11 . . . . .                                                                        | 66        |
| A.12    | CONFIGURAÇÃO 12 . . . . .                                                                        | 67        |

## 1 INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, a energia elétrica configura-se como um recurso essencial empregado em todos os setores da sociedade, estando diretamente vinculada ao desenvolvimento socioeconômico e à qualidade de vida. Por essa razão, assegurar o fornecimento contínuo e eficiente de energia tornou-se uma prioridade de interesse coletivo (Ferguson; Wilkinson; Hill, 2000). Todavia, a continuidade desse serviço é frequentemente comprometida pela ocorrência de faltas nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), as quais podem ser desencadeadas por diversos fatores, tais como contato com animais, condições meteorológicas adversas, falhas operacionais decorrentes de erro humano e outras perturbações de origem externa (Brown, 2008).

Dentre os segmentos que compõem o SEP, a rede de distribuição destaca-se como a parte mais suscetível à ocorrência desse tipo de falta, sendo responsável por aproximadamente 80% das interrupções no fornecimento de energia elétrica (Bahmanyar et al., 2016). Os efeitos associados a essa vulnerabilidade repercutem negativamente nos indicadores regulatórios e econômicos. Como exemplo, em 2024 as interrupções no fornecimento acarretaram compensações da ordem de R\$ 1,122 bilhão aos consumidores, evidenciando o impacto financeiro da indisponibilidade do serviço (ANEEL, 2025). Além dos custos econômicos diretos, observa-se que cerca de 59% dessas faltas ocorrem especificamente nos principais componentes encarregados do transporte de energia até os consumidores finais, isto é, nas linhas aéreas e nos cabos subterrâneos (Stefanidou-Voziki et al., 2022).

Diante da frequência e das consequências desses distúrbios, é importante dispor de ferramentas que reduzam o tempo de indisponibilidade do sistema. Nesse sentido, estratégias de Localização de Faltas (LF) têm sido implementadas com o objetivo de identificar rapidamente o ponto defeituoso e acelerar o processo de recomposição do sistema. Tais técnicas foram, em sua origem, desenvolvidas para suprir as demandas específicas de sistemas de transmissão, cuja estrutura é tipicamente caracterizada por linhas longas, parâmetros uniformes e, principalmente, fluxos unidirecionais de potência. Nessa configuração, metodologias baseadas em modelos de impedância e na teoria de ondas viajantes ganharam relevância em função do seu desempenho satisfatório, o que motivou a investigação e a adaptação de sua aplicação ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) (Takagi et al., 1982; Saha; Izykowski; Rosolowski, 2009; Crossley; McLaren, 2009).

Posteriormente, em resposta à expansão dos SDEEs e ao consequente incremento da demanda por energia elétrica, associado a aspectos de natureza ambiental, intensificaram-se os esforços de pesquisa voltados à identificação de alternativas para a geração de energia, o que culminou na incorporação de GD a esses sistemas (El-Khattam; Salama, 2005; Lopes et al., 2007).

A integração em larga escala de distintas tecnologias de geração transformou redes anteriormente passivas em sistemas ativos, caracterizados por fluxos de potência bidirecionais e por maior variabilidade nos perfis de tensão e corrente. Tais modificações implicaram uma redução adicional na eficácia dos métodos convencionais de LF, os quais pressupõem que apenas a SE é responsável pelo fornecimento da corrente de curto-circuito (Ma et al., 2024)

Na presença de múltiplos pontos de injeção de potência, os algoritmos tradicionais tendem a produzir resultados imprecisos, uma vez que não contemplam de forma adequada as contribuições individuais da Unidade de Geração Distribuída (UGD) durante uma condição de falta. Essa redução de acurácia impacta diretamente os indicadores de continuidade regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que quantificam, respectivamente, a duração DEC e a frequência FEC das interrupções não programadas, além de elevar os custos operacionais e os valores de compensações financeiras (ANEEL, 2021).

Diante desse novo cenário, torna-se necessária a formulação de soluções que atendam de forma adequada às características operacionais e estruturais dos sistemas de distribuição ativos. Nesse contexto, as *Phasor Measurement Units* (PMUs) disponham como um recurso potencial, uma vez que são capazes de fornecer estimativas de fasores de tensão e corrente com elevada precisão e sincronização temporal via *Global Positioning System* (GPS) (Phadke; Thorp, 2008).

O interesse crescente no desenvolvimento dessas tecnologias, especificamente adaptadas para aplicação em redes de distribuição, culminou na concepção e implementação das *Micro-Phasor Measurement Units* ( $\mu$ PMUs) ou PMUs direcionadas ao ambiente de distribuição (D-PMUs). Mais precisamente, essas unidades são projetadas com o objetivo de atenuar as limitações técnicas e econômicas associadas ao emprego de PMUs convencionais em redes de distribuição, oferecendo melhor relação entre custo e benefício e sendo ajustadas às faixas de tensão, às condições de operação e aos requisitos de precisão típicos dessas infraestruturas (Grando et al., 2015).

A alocação estratégica dessas unidades, em particular nos pontos de acoplamento com a UGD, torna possível a quantificação das contribuições de corrente associadas aos eventos de falta. A disponibilidade dessas informações de forma sincronizada viabiliza o desenvolvimento de algoritmos capazes de incorporar as múltiplas injeções de corrente, os fluxos de potência bidirecionais e a variabilidade dos níveis de curto-circuito, parâmetros desconsiderados pelos métodos de análise convencionais.

Motivado por esse cenário em transformação e pela necessidade de soluções que atendam adequadamente aos requisitos operacionais de sistemas de distribuição ativos, este trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia de LF baseada em dados obtidos por meio de D-PMUs.

O método proposto diferencia-se pela implementação de um algoritmo de fluxo de carga trifásico desbalanceado, cujo conjunto de dados de entrada é composto por medições fasoriais de tensão e corrente provenientes das D-PMUs instaladas nos pontos de conexão das UGDs e na SE.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho consiste em desenvolver um algoritmo de LF aplicado a redes de distribuição com integração de GD, empregando medições de tensão e corrente provenientes de D-PMUs, com a finalidade de quantificar as contribuições de corrente dessas fontes durante a ocorrência de faltas.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para o alcance do objetivo principal, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

1. Implementar e simular diferentes cenários de faltas elétricas em um SDEE considerando a integração de *Recurso Energético Distribuído* (RED), no ambiente computacional EMTP;
2. Estimar os fasores de tensão e corrente nos pontos de conexão com as UGDs e na SE, utilizando a *Transformada Discreta de Fourier* (TDF);
3. Desenvolver e implementar um algoritmo de fluxo de carga trifásico desbalanceado, fundamentado no método BFS e adaptado para a modelagem de redes ativas, com o objetivo de caracterizar o estado operativo pré-falta.
4. Determinar as correntes de falta fornecidas individualmente por cada UGD durante a ocorrência de curto-circuito;
5. Desenvolver um algoritmo iterativo que estime a corrente de falta em cada nó candidato do sistema;
6. Identificar o nó em falta por meio da análise comparativa dos perfis de tensão calculados e medidos, minimizando o erro entre essas grandezas;
7. Obter a estimativa do local da falta;
8. Validar o método em diversos cenários operacionais, incluindo variações de carga, resistência de falta, ângulo de incidência e presença de ruído na medição.

## 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além deste capítulo introdutório, o presente trabalho organiza-se em uma estrutura composta por seis capítulos, os quais são descritos a seguir:

- No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os métodos de LF em SDEEs;
- O Capítulo 3 apresenta os fundamentos teóricos e modelos matemáticos utilizados no trabalho.
- Capítulo 4 descreve a modelagem do sistema, as hipóteses adotadas e o algoritmo proposto;
- Capítulo 5 apresenta os cenários de simulação, a métrica adotada para quantificar o erro de estimativa da distância de localização de uma falta e uma análise dos resultados obtidos;
- O Capítulo 6 sintetiza as conclusões do trabalho, principais contribuições e apresenta recomendações o desenvolvimento de trabalhos futuros.

## **2 MÉTODOS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

### **2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Em virtude das características das redes de distribuição como a não homogeneidade das linhas, presença de laterais, derivações de carga, número limitado de medições, geralmente disponíveis apenas na subestação, impede a aplicação direta dos métodos desenvolvidos para atender os sistemas de distribuição. Desse modo, pesquisas se concentraram em desenvolver métodos que considerem especificamente essas características. Assim, os métodos elaborados para a localização de faltas nesses sistemas podem ser classificados nas seguintes categorias: métodos fundamentados em impedância; metodologias que adotam princípios da teoria de ondas viajantes; técnicas que utilizam medições esparsas ao longo do alimentador; métodos baseados em inteligência artificial e abordagens híbridas (Bahmanyar et al., 2016). Este capítulo, portanto, apresenta uma breve revisão dos principais métodos propostos na literatura dentro do escopo de localização de falhas em sistemas de distribuição de energia.

As principais abordagens de LF podem ser agrupadas em cinco categorias: métodos baseados em impedância; métodos baseados na teoria das ondas viajantes; metodologias que utilizam um conjunto esparsa de medições e estimativa de estado; técnicas baseadas em inteligência artificial (IA); e abordagens híbridas que combinam elementos de dois ou mais dos grupos anteriores. Cada categoria é descrita a seguir.

#### **2.1.1 Métodos baseados em impedância**

As metodologias fundamentadas em impedância empregam as medições de tensão e corrente disponíveis no sistema para determinar a impedância aparente entre o ponto de medição e o ponto de ocorrência da falta. Em seguida, o procedimento para encontrar o local da falha envolve a varredura do alimentador em busca da seção cujo valor equivalente coincide com a impedância medida. Finalizada a varredura, o local com menor divergência entre os valores calculados e medidos é indicado como ponto de falha, e a distância é, então, calculada (Chandran; Gokaraju; Narendra, 2024).

Essa abordagem é reconhecida por apresentar simplicidade e baixo custo de implementação. Em contrapartida, tais métodos exibem limitações quando são aplicados a cenários com a presença de múltiplas ramificações, uma vez que, em um alimentador de distribuição, a heterogeneidade dos parâmetros das linhas pode implicar em múltiplos locais com os mesmos valores de impedância equivalente, dificultando a obtenção de resultados precisos (Henao, 2016).

Outras limitações são apontadas no estudo comparativo apresentado por Mora-Flòrez, Meléndez e Carrillo-Caicedo (2008), onde é destacado que abordagens baseadas em impedância demonstram grande sensibilidade a variações de carga e resistên-

cia de falta. Nesta pesquisa, dez metodologias fundamentadas em impedância foram avaliadas e exibiram uma degradação nas estimativas de localização quando expostas aos testes que consideram o impacto da resistência de falta.

Verifica-se que, quando submetidos a redes que contemplam unidades de geração distribuída, esses métodos apresentam um aumento no erro na estimativa da falta. Haja vista que as correntes de curto-circuito deixam de ser alimentadas apenas pela SE, mas também passam a receber contribuições variáveis dos geradores, dificultando a correspondência dos valores de impedância usados no método (Ebrahimi et al., 2012).

No trabalho apresentado por Trindade, Freitas e Vieira (2014), foi proposta uma abordagem que combina a capacidade de monitoramento do afundamento de tensão por medidores inteligentes com a análise da impedância. O método baseia-se na análise das medições de tensão de monitores posicionados em várias barras do sistema para estimar a localização da falta. A estimativa é realizada comparando o desvio de tensão medido por cada medidor com a corrente de falta calculada por meio da matriz de impedância da barra, considerando diferentes locais de falta.

### **2.1.2 Métodos baseados em ondas viajantes**

Outra metodologia considerada como referência dentro do escopo dos métodos de LF são as fundamentadas na teoria das ondas viajantes. O princípio que rege essa técnica é que a ocorrência de uma falta gera uma perturbação eletromagnética que se propaga ao longo da linha na forma de onda viajante. Desta forma, a estimativa da localização da falta pode ser feita a partir dos tempos de chegada da onda incidente e da onda refletida em distintos pontos do sistema (Dutta et al., 2023).

É interessante destacar que, esses métodos foram pensados para atender a escalas de linhas de transmissão; dessa forma, para linhas com características semelhantes, apresentam alta precisão e baixa sensibilidade à resistência de falta. Contudo, esses métodos apresentam limitações quando aplicados em sistemas de distribuição, uma vez que a presença de múltiplas laterais e o número reduzido de medições, geralmente presente apenas na SE, dificultam a identificação correta das reflexões da onda e, conseqüentemente, acarretam em erros na estimativa do local da falta. Além do mais, tais métodos requerem equipamentos com altas taxas de amostragem e elevada capacidade de processamento, o que eleva o custo do método, tornando a sua aplicação em redes de distribuição economicamente inviável (Saha; Izykowski; Rosolowski, 2009).

### **2.1.3 Métodos baseada em medições esparsas**

Dada a inviabilidade de instrumentar todos os pontos dos sistemas de distribuição. Técnicas classificadas nesse grupo propõem o uso de uma quantidade limitada

de medições distribuídas ao longo do alimentador. A ideia central implica em alocar medidores em pontos específicos do sistema e, em conjunto com a modelagem da rede, reconstruir o estado operacional do sistema durante a falta (Pereira et al., 2009). A partir da diferença entre as tensões medidas e as tensões calculadas para hipóteses de local da falha, estima-se o segmento mais provável. Contudo, a qualidade das estimativas depende da sincronização e da precisão das medições; erros de instrumentação e incertezas nos parâmetros das linhas podem deslocar a posição estimada da falha. Entre as principais vantagens, destacam-se a redução de custos de instrumentação, uma vez que não é necessário instalar medidores em todos os nós, e a capacidade de oferecer estimativas precisas em redes com múltiplas fontes de alimentação.

Em Jamali e Talavat (2011) é proposto um algoritmo que utiliza dados de tensão e corrente obtidos por meio de registradores digitais de faltas. O método emprega as potências ativas e reativas injetadas pela UGD para estimar o fator de carga e o fator de potência médio da rede, bem como a tensão interna da UGD. A vantagem atribuída ao método reside na exigência de dados sincronizados apenas nos pontos de conexão com as UGDs; sua limitação consiste em abranger somente UGDs modeladas como geradores síncronos ideais.

Em Brahma (2011) é proposto um método baseado em medições esparsas, utilizando medições sincronizadas de tensão e corrente na interligação das UGDs. O método é capaz de se adequar às diversas mudanças na topologia do sistema, e a corrente injetada pelas UGDs é utilizada para determinar uma possível magnitude da corrente de falta. Embora o método se apresente simples, a imprecisão na determinação da corrente de falta caracteriza uma limitação que pode acarretar erros nos resultados.

Em Bahmanyar e Jamali (2017) é proposto um método de LF com medições não sincronizadas para SDEEs com UGDs, utilizando um fluxo de carga iterativo; essa abordagem trata o ângulo de sincronização como variável de estado e usa tensões e correntes medidas na SE e nos pontos de conexão com as UGDs. Além disso, neste trabalho elabora-se uma única equação de localização válida para qualquer tipo de falta.

Em Ganivada e Jena (2022) é proposta uma técnica que integra dados de D-PMUs e Smart Meters (SMs). A rede é segmentada em zonas a partir das correntes de linha medidas pelas D-PMUs. Em seguida, a zona faltosa é identificada pela análise das componentes superpostas das correntes pré-falta e durante a falta. Dentro da zona, o método estima o barramento mais próximo da falta e a seção faltosa utilizando o método BFS não iterativo, comparando tensões calculadas com tensões medidas pelos SMs, a distância até a falta é obtida minimizando o erro entre essas tensões.

Usman e Faruque (2018) apresenta um método de LF para redes de distribuição com GD baseado na estimativa de estado, considerando um número ótimo de D-PMU.

O método proposto por Hong et al. (2020) incorpora medições fasoriais de D-PMUs e Unidade Terminal Remota (RTU), envolvendo duas etapas: a primeira consiste em estimar falhas ao longo do alimentador principal utilizando os dados fasoriais, e a segunda etapa é para ramais laterais utilizando análise de fluxo de carga desequilibrado trifásico dinâmico. Em todos os métodos, o objetivo é minimizar o erro entre os valores simulados e medidos para identificar com precisão as localizações das falhas.

#### **2.1.4 Métodos baseados em inteligência artificial**

Com o avanço do aprendizado de máquina, as técnicas de inteligência artificial também passaram a ser empregadas para localizar falhas em redes de distribuição. Destacam-se nesse grupo as técnicas de redes neurais artificiais, máquinas de vetores de suporte e algoritmos evolutivos. A abordagem baseada em aprendizagem apresentada por Javadian, Haghifam e Rezaei (2009) é um esquema de localização e proteção de faltas para SDEEs na presença de GD usando redes neurais artificiais. As correntes de falta injetadas das UGDs e a corrente da SE são utilizadas como dados de entrada do método. A ideia inicial do método consiste em dividir o sistema em várias zonas, considerando as capacidades de geração das UGDs juntamente com as cargas da rede, de forma que, na ocorrência de uma falta, após a localização ser efetuada pela rede neural, a zona afetada seja separada do restante da rede e a respectiva UGD seja desconectada. Verificou-se que o método apresenta maior precisão nos resultados conforme o número de UGDs conectados ao sistema aumenta.

Em Sonoda, Souza e Silveira (2018), é apresentada uma ferramenta aplicável tanto em sistemas convencionais quanto em sistemas com UGD. O trabalho é baseado no conceito de Sistema Imunológico Artificial. A entrada de dados é caracterizada pela variação de tensão nas três fases após a ocorrência da falta, sendo observadas em vários pontos do sistema de distribuição (barramento da SE e conexão das UGDs). O algoritmo mostrou resultados satisfatórios para a LF, além de apresentar informações sobre o tipo de falta e resistência de falta.

#### **2.1.5 Métodos híbridos**

Finalmente, a classe de métodos híbridos é definida pela combinação de características de diferentes abordagens, com o foco de extrair apenas as vantagens desses métodos. Em Manassero, Di Santo e Souto (2017), é desenvolvido um método heurístico para a LF com a presença de GD, utilizando como dados de entrada as tensões pré e pós-falta e correntes pré-falta, medidas no barramento da SE. Também são utilizados os pontos de conexão das unidades GD e os parâmetros elétricos da rede de distribuição. O método baseia-se em um processo de otimização que estima a distância da falta a fim de minimizar o erro entre as grandezas fasoriais das tensões pós-falta estimadas e as medidas.

Tabela 3 – Resumo comparativo dos métodos de LF.

| <b>Método</b>           | <b>Vantagens</b>                                                                        | <b>Limitações</b>                                                                                          |
|-------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Impedância              | Facilidade de implementação; Baixo custo computacional.                                 | Sensibilidade à resistência de falta e variação de carga; Dependência dos dados da rede.                   |
| Ondas viajantes         | Alta precisão; Baixa sensibilidade à resistência de falta.                              | Requer alta taxa de amostragem; Não apresentam bons resultados em redes malhadas; Baixa viabilidade em SD. |
| Medições esparsas       | Alta precisão na LF mesmo em redes complexas; Capacidade de lidar com múltiplas fontes. | Sensibilidade a erros de sincronização e ruídos de medição.                                                |
| Inteligência artificial | Adaptabilidade; Capacidade de lidar com não-linearidades.                               | Necessita de grandes conjuntos de dados e validação limitada.                                              |
| Híbridos                | Combina benefícios de diversas abordagens.                                              | Complexidade computacional; múltiplas fontes de dados.                                                     |

Fonte: Elaborado pela autora.

Após a análise comparativa apresentada na Tabela 3, nota-se que não há uma solução única para resolver o problema de LFs em SDEEs ativos, uma vez que várias técnicas foram desenvolvidas de acordo com o cenário em que estão inseridas.

De forma resumida, a revisão dos conceitos e dos trabalhos relacionados mostra que os métodos baseados em impedância possuem facilidade de implementação e baixo custo, mas são vulneráveis à heterogeneidade das linhas e à presença de GD.

Por outro lado, as técnicas fundamentadas em ondas viajantes proporcionam alta precisão, mas exigem instrumentos de medição de alto custo e um volume significativo de dados, o que tende a torná-las economicamente pouco atrativas para uso em redes de distribuição.

Os métodos de inteligência artificial possibilitam a redução da quantidade de sensores necessários, mas necessitam de grandes bases de dados para treinamento e validação. As abordagens híbridas procuram integrar as vantagens de múltiplas técnicas, mas ainda apresentam complexidade computacional.

Nesse contexto, evidencia-se a necessidade de uma abordagem que faça uso de medições fasoriais de forma simplificada, apresente robustez à presença de múltiplas fontes de corrente e não dependa de um modelo específico de GD. Essas limitações identificadas na literatura motivam o desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho, descrita nos capítulos seguintes.

### 3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS E MODELAGEM

Neste capítulo, são apresentados os fundamentos teóricos e os modelos matemáticos empregados ao longo deste trabalho.

#### 3.1 MODELAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO

A modelagem matemática de linhas de distribuição trifásicas é formulada por meio das matrizes de impedância série e admitância shunt em coordenadas de fase, denotadas, respectivamente, por  $\mathbf{Z}_l$  e  $\mathbf{Y}_l$ . Essas matrizes permitem a representação das impedâncias próprias associadas a cada fase, bem como dos acoplamentos mútuos entre os condutores. Neste trabalho, adotam-se os parâmetros fornecidos nos alimentadores de teste do *IEEE PES Distribution Test Feeders*, onde as matrizes são disponibilizadas de forma direta (IEEE Power and Energy Society, 2023).

##### 3.1.1 Modelo exato da linha de distribuição

Considera-se uma linha de distribuição trifásica, composta pelas fases  $\varphi \in \{a, b, c\}$ . A matriz de impedâncias série  $\mathbf{Z}_l$  associada a essa linha, conforme apresentada em Kersting (2017), é dada por:

$$\mathbf{Z}_l = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (1)$$

De maneira análoga, os efeitos capacitivos da linha são modelados por meio da matriz de admitâncias em derivação,  $\mathbf{Y}_l$ , expressa por:

$$\mathbf{Y}_l = \begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Os elementos situados na diagonal principal das matrizes  $\mathbf{Z}_l$  e  $\mathbf{Y}_l$  representam as impedâncias e admitâncias próprias associadas a cada fase da linha. Os termos fora da diagonal descrevem os acoplamentos entre fases distintas (Kersting, 2017).

#### 3.2 MODELAGEM DAS CARGAS

A diversidade dos perfis de consumo presentes em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica dificulta a determinação exata do seu nível de carregamento. Dessa forma, a modelagem desses consumidores pode ser feita por meio dos modelos de impedância, de corrente e de potência constantes, ou ainda pela combinação desses modelos.

### 3.2.1 Modelo de potência constante

No modelo de potência constante, assume-se que as potências ativa e reativa especificadas para a carga permanecem invariantes, independentemente das variações de tensão no barramento ao qual essa carga está conectada. Sob condição nominal de operação, a relação entre potência, tensão e corrente é expressa por:

$$S_{\text{esp}} = V_{\text{esp}} I_{\text{esp}}^* \quad (3)$$

em que  $S_{\text{esp}}$  denota a potência complexa especificada da carga,  $V_{\text{esp}}$  corresponde à tensão nominal no barramento e  $I_{\text{esp}}^*$  representa o conjugado complexo da corrente nominal fornecida à carga.

Para uma condição de operação diferente da nominal, em que a tensão no barramento assume o valor  $V$ , a corrente injetada pela carga pode ser determinada por:

$$I_P = \left( \frac{S_{\text{esp}}}{V} \right)^* \quad (4)$$

Observa-se que a diminuição do nível de tensão resulta em um aumento da corrente exigida pela carga. Contudo, em situações de afundamentos de tensão mais severos, esse modelo pode superestimar a corrente da carga, o que pode prejudicar a convergência do fluxo de potência e diminuir a exatidão na determinação da localização da falta.

### 3.2.2 Modelo de impedância constante

No modelo de impedância constante, considera-se que a carga apresenta uma impedância fixa, independente do nível de tensão. Esse modelo é obtido a partir das condições nominais de operação, a impedância especificada pode ser determinada através da Equação (5).

$$Z_{\text{esp}} = \frac{|V_{\text{esp}}|^2}{S_{\text{esp}}^*} \quad (5)$$

em que  $|V_{\text{esp}}|$  é a magnitude da tensão nominal e  $S_{\text{esp}}^*$  é o conjugado complexo da potência especificada.

A corrente injetada pela carga, para uma tensão de operação  $V$ , é então calculada por:

$$I_Z = \frac{V}{Z_{\text{esp}}} \quad (6)$$

### 3.2.3 Modelo de corrente constante

No modelo de corrente constante, considera-se que a carga preserva, em relação à condição nominal, tanto a magnitude da corrente quanto o fator de potência, permanecendo esses valores inalterados mesmo diante de variações na tensão do barramento. A corrente nominal da carga é determinada a partir da potência complexa especificada  $S_{\text{esp}}$  e da tensão nominal  $V_{\text{esp}}$ :

$$I_{\text{esp}} = \frac{S_{\text{esp}}^*}{V_{\text{esp}}^*} \quad (7)$$

onde,  $I_{\text{esp}}$  representa a corrente nominal complexa da carga, cuja magnitude e ângulo definem o valor da corrente e o fator de potência associados à condição de operação nominal.

Para uma condição de operação em que a tensão no barramento é  $V$ , diferente da tensão nominal, a corrente injetada pela carga é determinada por:

$$I_I = \frac{S_{\text{esp}}^*}{|V_{\text{esp}}|} \frac{V}{|V|} \quad (8)$$

o termo  $\frac{S_{\text{esp}}^*}{|V_{\text{esp}}|}$  determina a magnitude da corrente constante, calculada a partir das condições nominais de operação, enquanto o fator  $\frac{V}{|V|}$  atua como um operador de normalização de fase, assegurando que o ângulo da corrente acompanhe o ângulo instantâneo da tensão no barramento.

### 3.2.4 Modelo de carga ZIP

Como descrito na introdução desta seção, a representação de uma carga pode ser feita por meio da combinação linear dos três modelos de potência constante (P), impedância constante (Z) e corrente constante (I). Os coeficientes de ponderação  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  representam, respectivamente, as frações associadas a cada modelo e satisfazem a condição:

$$\alpha + \beta + \gamma = 1. \quad (9)$$

Logo, ao proceder com a soma das correntes das Equações (4), (6) e (8), a injeção total de corrente para este modelo é dada pela Equação (10).

$$I = \alpha \left( \frac{S_{\text{esp}}}{V} \right)^* + \beta \frac{V S_{\text{esp}}^*}{|V_{\text{esp}}|^2} + \gamma \frac{S_{\text{esp}}^*}{|V_{\text{esp}}|} \frac{V}{|V|} \quad (10)$$

O primeiro termo da Equação (10) representa a contribuição do modelo de potência constante, o segundo termo está associado à componente de impedância

constante e o terceiro termo descreve a contribuição da corrente constante. A definição dos coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $\gamma$  afeta diretamente o grau de sensibilidade da carga às variações de tensão, influenciando os resultados do fluxo de potência (Kersting, 2017).

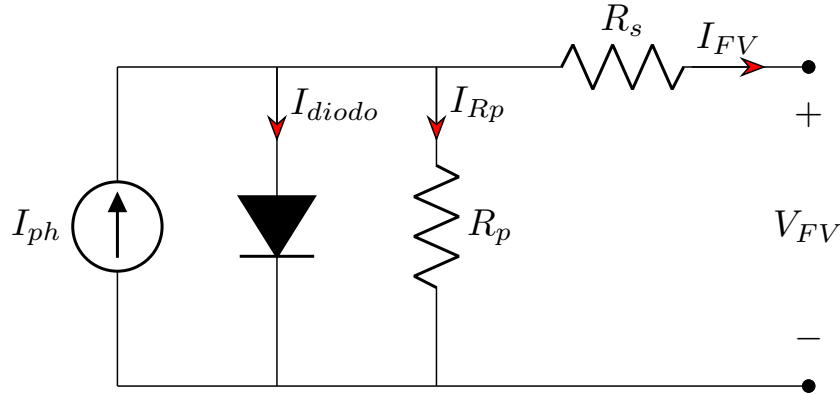
### 3.2.5 Modelo do gerador fotovoltaico

O gerador fotovoltaico adotado neste trabalho é baseado no modelo padrão do software EMTP, referenciado em Gras et al. (2021). Esse modelo permite representar o comportamento não linear dos módulos fotovoltaicos e a interação com a rede elétrica por meio de inversores controlados.

#### 3.2.5.1 Modelo elétrico do módulo fotovoltaico

A Figura 1 apresenta o circuito equivalente de um módulo fotovoltaico. Nesse circuito, a fonte de corrente  $I_{ph}$  representa a corrente gerada pela incidência de radiação solar, o diodo em paralelo modela o comportamento das células fotovoltaicas, a resistência série ( $R_s$ ) representa as perdas ôhmicas do material semicondutor e a resistência paralela ( $R_p$ ) modela as perdas por correntes de fuga internas.

Figura 1 – Circuito equivalente de um módulo fotovoltaico.



Fonte: (Gras et al., 2021). Modificado pela autora.

A equação característica da corrente  $I_{FV}$  do módulo da Figura 1 é dada por:

$$I_{FV} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{FV} + I_{FV} R_s}{n V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{FV} + I_{FV} R_s}{R_p} \quad (11)$$

onde  $I_0$  é a corrente de saturação do diodo,  $n$  é o fator de idealidade do diodo,  $V_t = kT/q$  é a tensão térmica,  $k$  é a constante de Boltzmann,  $T$  é a temperatura absoluta em Kelvin, e  $q$  é a carga do elétron).

### 3.2.5.2 Parâmetros característicos do módulo fotovoltaico

A curva característica  $I-V$  obtida a partir da Equação (11) permite a determinação de parâmetros elétricos relevantes do módulo fotovoltaico, como a tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  e a corrente de curto-circuito  $I_{sc}$ . A partir dessa curva, obtém-se também a curva de potência  $P-V$ , que relaciona a potência elétrica gerada com a tensão nos terminais do módulo.

O ponto de máxima potência corresponde à condição de operação em que a potência gerada pelo módulo é máxima, sendo definido pela combinação ótima de tensão  $V_{mp}$  e corrente  $I_{mp}$ . A potência máxima é expressa por:

$$P_{\max} = V_{mp} I_{mp} \quad (12)$$

Esse ponto de operação é utilizado como referência pelos algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência Maximum Power Point Tracking (MPPT), implementados nos inversores fotovoltaicos, com o objetivo de maximizar a energia extraída do módulo. A Figura 2 ilustra a curva ( $I-V$ ) e a respectiva curva de potência ( $P-V$ ) utilizada nas simulações do presente trabalho no EMTP.

### 3.2.5.3 Características dos inversores fotovoltaicos

O inversor é o responsável pela conexão entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica. No EMTP, o inversor é modelado como um Conversor Fonte de Tensão VSC. Seu controle emprega uma arquitetura de dupla malha: o controle externo calcula as correntes de referência nos eixos  $d$  e  $q$  para a regulação da tensão CC e da potência reativa, enquanto o controle interno gera os sinais de modulação PWM para os interruptores do inversor. A técnica de controle vetorial permite o desacoplamento independente das potências ativa e reativa. A estrutura de controle é detalhada na Figura 3.

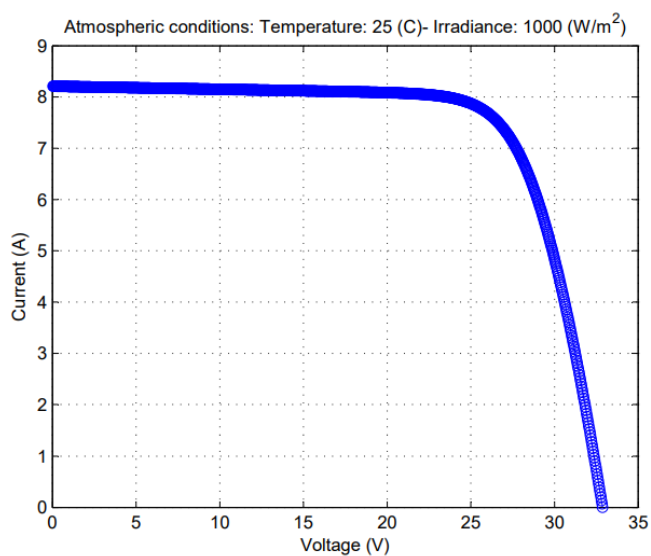
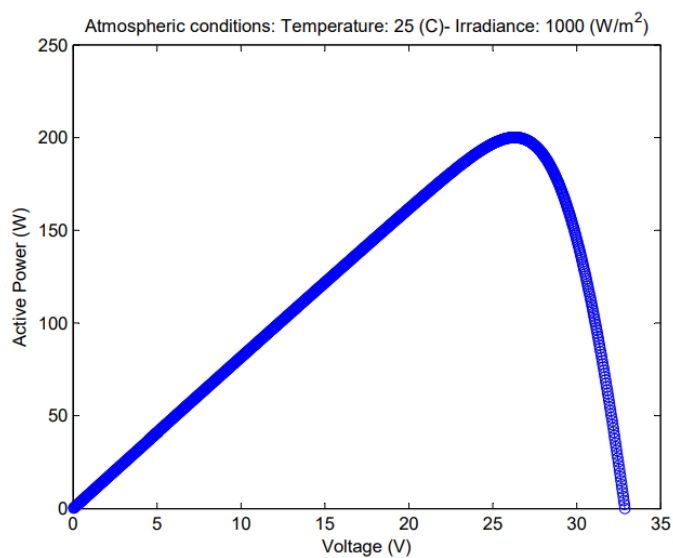
O controle de potência reativa no ponto de conexão com a rede pode ser realizado pelos seguintes modos:

- Controle Q: em que a referência de potência reativa é um parâmetro definido previamente.
- Controle V: em que a referência de potência reativa é uma função da tensão  $Q(V)$  que pode ser ajustada.
- Controle FP: : onde o fator de potência é controlado.

## 3.3 FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

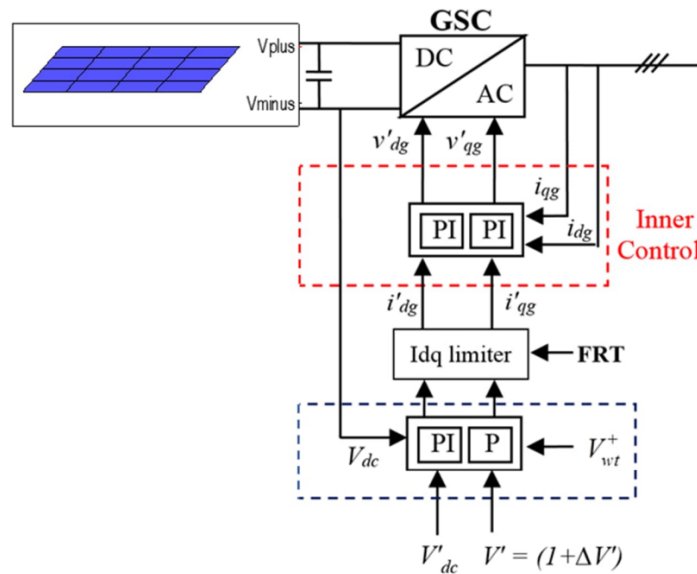
Além da diversidade de cargas descrita na Seção 3.2, outros fatores, como variações na topologia e condições de operação, resultam em diferenças significativas

Figura 2 – Curvas características de um módulo fotovoltaico.

(a) Curva  $I-V$ .(b) Curva  $P-V$ .

Fonte: (Gras et al., 2021). Modificado pela autora.

Figura 3 – Diagrama de controle do inversor VSC.



Fonte: (Gras et al., 2021). Modificado pela autora.

entre SDEEs e de transmissão. Consequentemente, devido às diferenças topológicas e operacionais entre os sistemas de transmissão e distribuição, as metodologias tradicionais para resolução de fluxo de potência em redes de transmissão podem não ser adequadas para redes de distribuição. Em resposta a isso, abordagens alternativas foram desenvolvidas para atender às características intrínsecas dos SDEEs. Entre essas, destaca-se o algoritmo de BFS, proposto por Shirmohammadi et al. (1988), considerado uma referência para análise de fluxo de potência em redes radiais e fracamente malhadas, onde a técnica também permite a representação da integração com GDs.

Dado o interesse do estudo em localizar faltas ocorridas em redes de distribuição com a presença de GD, uma adaptação do método concebido por Shirmohammadi et al. (1988) foi adotada. A principal adaptação consiste na utilização de medidas de D-PMUs para definir as injeções de corrente nas barras monitoradas, transformando o algoritmo em uma ferramenta de validação do modelo de rede. Esta metodologia visa fornecer as condições anteriores à ocorrência de uma falta (*pré falta*). A descrição do desenvolvimento e funcionamento do método é feita nas seções a seguir.

### 3.3.1 Etapa de inicialização

O procedimento inicial do algoritmo se dá na ordenação das barras. Depois dessa renumeração, parte-se do nó de início do alimentador e segue-se até os barra-mentos finais das ramificações. Além desse ordenamento, a tensão inicial do nó de partida do alimentador (que representa a conexão com a SE) é atribuída a todos os nós da rede, definindo assim o perfil plano de tensões como o ponto de partida do

algoritmo.

### 3.3.2 Etapa de cálculo das injeções de corrente nos nós

Após a inicialização do método, o processo seguinte consiste no cálculo das injeções de correntes nos nós, onde é realizada a soma de todas as correntes injetadas pelos elementos conectados a um determinado nó. Em síntese, para as cargas, as correntes injetadas são obtidas pelas Equações (4), (6) e (8). Além disso, existência de elementos shunt conectados à barra também deve ser considerada. Com isso, a Equação (13) descreve o cálculo para obtenção das injeções de corrente em uma barra.

$$I_{i\varphi}^{(n)} = \left( \frac{S_{i\varphi}^{\text{esp}}}{V_{i\varphi}^{(n-1)}} \right)^* - Y_{i\varphi} V_{i\varphi}^{(n-1)}, \quad \varphi \in \{a, b, c\}. \quad (13)$$

onde:

- $I_{i,\varphi}^{(n)}$ : injeção de corrente na barra  $i$  na iteração  $n$ ;
- $S_{i\varphi}^{\text{esp}}$ : potência especificada na barra  $i$ ;
- $V_{i\varphi}^{(n-1)}$ : tensão na barra  $i$  para a iteração  $(n - 1)$ ;
- $Y_{i\varphi}$ : admitância equivalente dos elementos shunt conectados à barra  $i$ ;
- $\varphi \in \{a, b, c\}$ : índice de fase.

#### 3.3.2.1 Corrente injetada por uma unidade de geração distribuída conectada ao barramento

Para as barras com GD a injeção de corrente é obtida através da medição ( $I_{i\varphi}^{\text{med}}$ ). Dessa forma, a injeção total de corrente na barra  $i$ , considerando a presença de um GD, é dada pela Equação (14):

$$I_{i\varphi,\text{tot}}^{(n)} = I_{i\varphi}^{(n)} - I_{i\varphi,\text{gd}}^{\text{med}}, \quad \varphi \in \{a, b, c\}. \quad (14)$$

onde:

- $I_{i\varphi,\text{tot}}^{(n)}$ : injeção total de corrente na barra  $i$ ;
- $I_{i\varphi,\text{gd}}^{\text{med}}$ : corrente injetada pelas UGDs conectados à barra  $i$ .

### 3.3.3 Cálculo das correntes nos ramos

Partindo das extremidades em direção à SE, as correntes nos ramos podem ser obtidas pela Equação (15).

$$J_{l\varphi}^{(n)} = -I_{j\varphi,\text{tot}}^{(n)} + \sum_{m \in \mathcal{M}_j} J_{m\varphi}^{(n)}, \quad \varphi \in \{a, b, c\}. \quad (15)$$

onde:

- $J_{l\varphi}^{(n)}$ : corrente no ramo  $l$ ;
- $I_{j\varphi,\text{tot}}^{(n)}$ : injeção total de corrente no nó  $j$ ;
- $\sum_{m \in \mathcal{M}_j} J_{m\varphi}^{(n)}$ : soma das correntes nos ramos  $m$  ligados ao nó  $j$ ;
- $\mathcal{M}_j$ : conjunto de ramos que se conectam ao nó  $j$ ;
- $\varphi \in \{a, b, c\}$ : índice de fase.

### 3.3.4 Cálculo das tensões nodais

Uma vez determinadas as correntes nos ramos, as tensões nodais são atualizadas a partir da SE em direção às barras terminais, de acordo com a Equação (16).

$$V_{j\varphi}^{(n)} = V_{i\varphi}^{(n)} - Z_l J_{l\varphi}^{(n)}, \quad \varphi \in \{a, b, c\}. \quad (16)$$

sendo:

- $V_{j\varphi}^{(n)}$ : tensão na barra  $j$ ;
- $V_{i\varphi}^{(n)}$ : tensão na barra  $i$ ;
- $Z_l$ : elemento de impedância série do ramo  $l$ ;
- $J_{l\varphi}^{(n)}$ : corrente no ramo  $l$ ;
- $\varphi \in \{a, b, c\}$ : índice de fase.

### 3.3.5 Critério de convergência

O processo iterativo finaliza quando a máxima variação nos desvios entre a potência medida e calculada nas cargas for menor que  $\delta_1$ :

$$\Delta S_{i\varphi} < \delta_1 \quad (17)$$

$$\Delta S_{i\varphi} = S_{i\varphi}^{\text{esp}} - V_{i\varphi} \cdot (I_{i\varphi})^* \quad (18)$$

sendo:

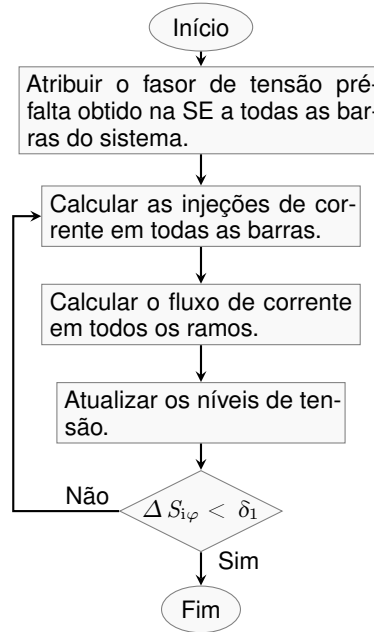
- $\Delta S_{i\varphi}$ : variação de potência nas cargas;
- $\delta_1$ : critério de convergência.

A Figura 4 ilustra o fluxograma do algoritmo de fluxo de carga desenvolvido neste trabalho.

## 3.4 ESTIMAÇÃO FASORIAL

O uso de fasores na representação de sinais de tensão e corrente é crucial para a análise e operação de sistemas elétricos de potência. O *sincrofasor*, conforme o padrão IEEE C37.118 (IEEE, 2011), associa a cada sinal senoidal um fasor complexo,

Figura 4 – Fluxograma do algoritmo de fluxo de carga.



Fonte: Elaborado pela autora.

onde sua magnitude e ângulo de fase indicam, respectivamente, a amplitude e a defasagem temporal. Essa abordagem permite a comparação em tempo real de medições em diferentes pontos da rede sincronizadas por GPS.

### 3.4.1 Transformada Discreta de Fourier (TDF)

O procedimento para estimação de fasores baseado na TDF, conforme Phadke e Thorp (2008), considera que um sinal  $x(t)$  no domínio do tempo, com amplitude  $X_m$ , frequência  $f$  e ângulo de fase  $\varphi$ , descrito pela Equação (19).

$$x(t) = X_m \cos(2\pi ft + \varphi) \quad (19)$$

É amostrado em um período de amostragem fixo  $T_s$ , resultando em um conjunto de  $N$  amostras denotadas por  $x_n$  para  $n = 0, 1, 2, \dots, N - 1$ . Com isso, define-se que o fasor da componente fundamental  $X_1$  desse sinal pode ser obtido pela TDF (Phadke; Thorp, 2008), através da Equação (20).

$$X_1 = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n [\cos(n\vartheta) - j \sin(n\vartheta)] \quad (20)$$

em que  $\vartheta = 2\pi/N$  representa o ângulo de amostragem medido em termos do período da componente de frequência fundamental.

## 4 METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

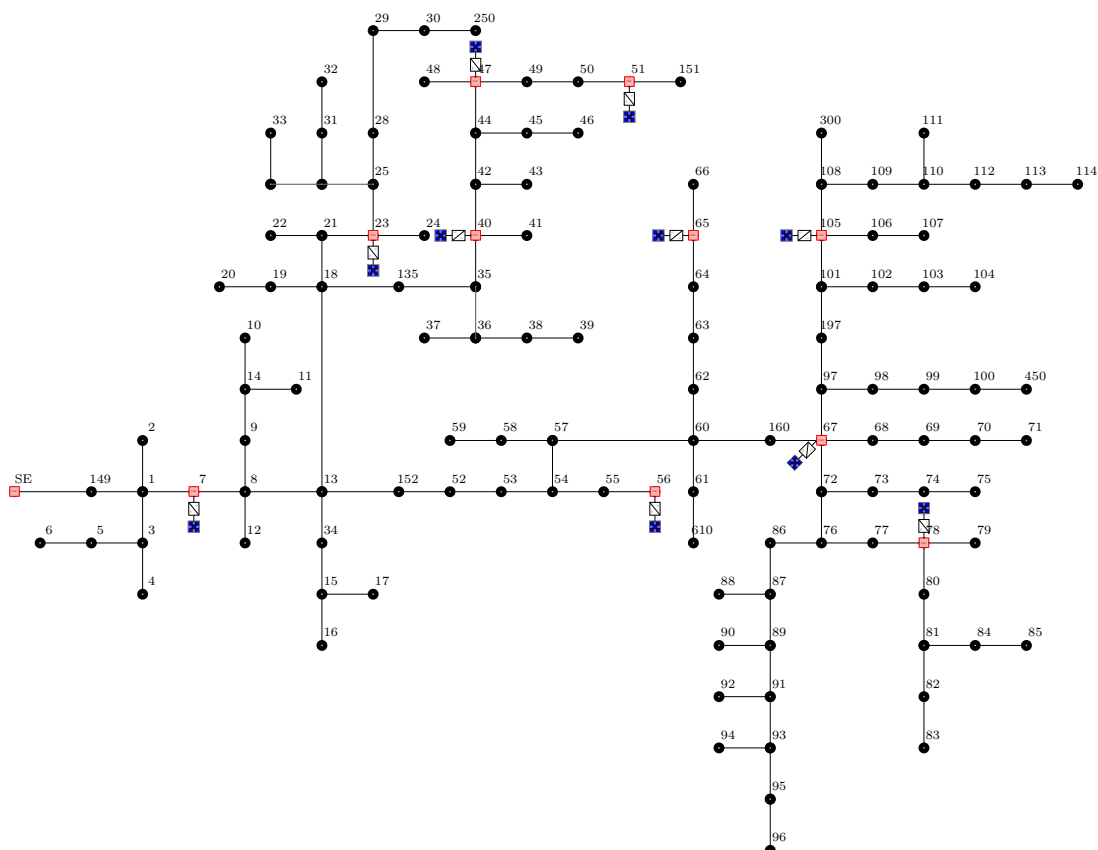
Neste capítulo, será apresentada a metodologia seguida nesta pesquisa. As etapas que deverão compor o algoritmo de localização de falhas proposto podem ser visualizadas na Figura 8.

### 4.1 SISTEMA TESTE

O sistema de teste selecionado para a realização das simulações foi o alimentador *IEEE-123 barras*, proposto por Kersting (2001) para representar de forma fidedigna as principais características observadas em SDEEs, tais como o desbalanço de linhas e a presença de cargas distribuídas. Com o intuito de adequá-lo ao escopo deste estudo, o sistema foi modificado por meio da inserção de UGDs. A Figura 5 apresenta o diagrama unifilar da rede *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), incluindo a localização das UGDs nas barras 7, 23, 105, 67, 40, 51, 78, 65, 47 e 56.

A implementação do modelo foi efetuada no software EMTP, utilizando-se os dados oficiais fornecidos pelo IEEE. Adicionalmente, foi desenvolvida, no âmbito deste trabalho, uma integração com o ambiente *MATLAB*, com o objetivo de automatizar a execução das simulações de faltas.

Figura 5 – Diagrama unifilar do sistema IEEE-123 barras.



Fonte: (IEEE Power & Energy Society, 2021). Modificado pela autora.

## 4.2 AQUISIÇÃO DE DADOS E ESTIMAÇÃO DE FASORES

Os sinais simulados no software EMTP foram amostrados com uma frequência de amostragem de  $f_s = 15360$  Hz, o que corresponde a 256 amostras por ciclo da frequência fundamental ( $f = 60$  Hz). Para a determinação do fasor de pré-falta, considerou-se o ciclo imediatamente anterior ao instante de ocorrência da falta, ao passo que o segundo ciclo subsequente à falta foi adotado para a estimação do fasor pós-falta dos sinais trifásicos de tensão e corrente. A escolha do segundo ciclo de pós-falta justifica-se pela menor influência dos transitórios eletromagnéticos presentes nos sinais imediatamente após o início da falta.

A partir desse pressuposto, para a determinação dos fasores foi implementado, no ambiente MATLAB, o método baseado na TDF, em conformidade com a expressão apresentada na Equação (20) (Phadke; Thorp, 2008). O procedimento de estimação foi aplicado a todos os sinais de tensão e corrente trifásicos das barras consideradas equipadas com D-PMU.

## 4.3 ALGORITMO DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

### 4.3.1 Estimativa da corrente de falta

O algoritmo adotado para a estimativa da corrente de falta neste estudo tem como base a metodologia proposta por ZHANG et al. (1995). A metodologia apresentada é inspirada pelo modelo de varredura BFS conforme apresentado na Seção 3.3. Nessa abordagem, assume-se que as correntes de falta podem ser estimadas a partir do conhecimento das tensões e correntes em todas as barras do sistema, determinadas por meio do fluxo de carga na condição de pré-falta, bem como das correntes totais medidas na SE e nos GDs durante a ocorrência da falta. Dessa forma, a falta no SDEE é representada como uma injeção de corrente no ponto de defeito. Em cada iteração do algoritmo, a corrente de falta é então calculada por meio da Equação (21) e injetada no nó sob análise.

$$I_{\varphi}^{\text{falta}} = I_{\varphi, \text{SE}}^{\text{falta}} + \sum_{m \in \mathcal{N}_{GD}} I_{\varphi, \text{GD}, m}^{\text{falta}} - \sum_{j \in \mathcal{N}_C} I_{\varphi, \text{Carga}, j}^{\text{falta}} \quad (21)$$

em que

- $I_{\varphi}^{\text{falta}}$ : denota a corrente de falta estimada na fase  $\varphi$ ;
- $I_{\varphi, \text{SE}}^{\text{falta}}$ : corresponde à corrente de falta na fase  $\varphi$  medida pela D-PMU instalada na SE;
- $I_{\varphi, \text{GD}, m}^{\text{falta}}$ : representa a corrente de falta na fase  $\varphi$  medida pela D-PMU associada à GD localizada na barra  $m$ ;
- $I_{\varphi, \text{Carga}, j}^{\text{falta}}$ : indica a corrente na fase  $\varphi$  calculada para a carga conectada à barra  $j$  sob condição de falta;

- $\mathcal{N}_{GD}$ : conjunto das barras que possuem UGDs;
- $\mathcal{N}_C$ : conjunto das barras caracterizadas como barras de carga.

É importante destacar que o algoritmo adota as mesmas idealizações feitas na seção referente ao fluxo de carga, salvo observações que indiquem o contrário. As etapas para a estimativa da corrente de falta são apresentadas na sequência e também ilustradas na Figura 6.

1. *Inicialização*: Atribuir o fasor de tensão em regime de pré-falta, obtido pela D-PMU na SE a todos os barramentos  $i$  do sistema;
2. *Estimativa inicial da corrente de falta*: Determinar, para  $(k = 0)$ , o valor inicial da corrente de falta  $I_{\varphi}^{\text{falta}(0)}$  por meio da Equação (21), utilizando:
  - $I_{\varphi,SE}^{\text{falta}}$ : valor da corrente durante a falta medido pela D-PMU na SE;
  - $I_{\varphi,GD,m}^{\text{falta}}$ : valores das correntes durante a falta medidos pelas D-PMUs instaladas nas UGDs;
  - $I_{\varphi,Carga,j}^{\text{falta}}$ : valores das correntes de carga obtidos a partir do fluxo de potência na condição de pré-falta.
3. *Cálculo das injeções de corrente*: Para cada barra  $i$  do sistema, calcular as injeções de corrente empregando a Equação (22):

$$I_{i\varphi,tot}^{(k)} = I_{i\varphi,gd}^{\text{med}} - I_{i\varphi}^{(k)} - \delta_{ij} I_{\varphi}^{\text{falta}(k-1)}, \quad (22)$$

em que  $\delta_{ij} = 1$  se  $i = j$  (barra candidata) e  $\delta_{ij} = 0$  caso contrário;

4. *Passo backward*: Determinar as correntes nos ramos a partir das injeções de corrente, utilizando a Equação (15);
5. *Passo forward*: Atualizar as tensões nodais  $V_{i\varphi}^{(k)}$  por meio da Equação (16);
6. *Critério de convergência*  $\delta_1$ : Verificar a convergência do fluxo de carga:

$$\Delta S_{i,\varphi}^n < \delta_1, \quad (23)$$

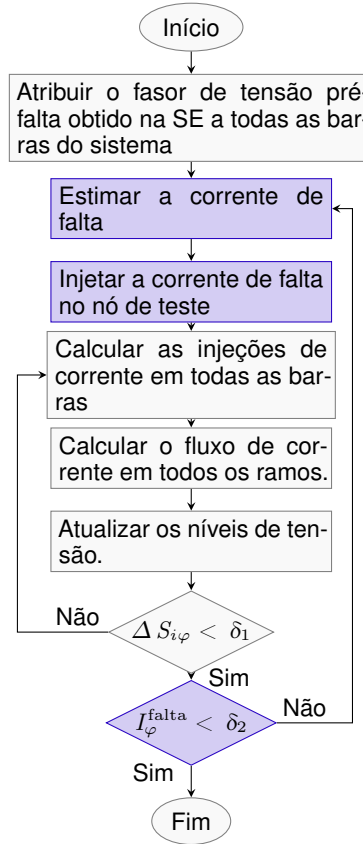
em que:  $\Delta S_{i,\varphi}^n = S_{i\varphi}^{\text{esp}} - V_{i\varphi}^{(n)} \cdot (I_{i\varphi,tot}^{(n)})^*$

7. *Critério de convergência*  $\delta_2$ : Verificar a convergência da estimação da corrente de falta:

$$I_{\varphi}^{\text{falta}} < \delta_2. \quad (24)$$

$$\Delta I_{\varphi}^{\text{falta}} = I_{\varphi}^{\text{falta}(k)} - I_{\varphi}^{\text{falta}(k-1)} < \delta_2 \quad (25)$$

Figura 6 – Fluxograma do algoritmo de estimação da corrente de falta.



Fonte: Elaborado pela autora.

#### 4.3.2 Seleção do nó em falta

O procedimento de identificação do nó em falta consiste, para cada barra candidata  $i \in \mathcal{N}$ , na aplicação do algoritmo de estimação da corrente de falta apresentado na Seção 4.3.1. A convergência desse algoritmo para a barra  $i$  resulta na obtenção dos valores de tensão calculados  $V_{\varphi}^{\text{calc}}(k, i)$  em todos os nós da rede.

Em seguida, essas tensões são comparadas com as medições fornecidas pelas D-PMU durante o regime de falta, denotadas por  $V_{\varphi}^{\text{med}}(k)$ . A análise das tensões nas barras dotadas de medição é realizada por meio do cálculo da métrica de erro  $e_{\text{barra}}(i)$ , definida na Equação (26).

$$e_{\text{barra}}(i) = \left| V_{\varphi}^{\text{med}}(k) - V_{\varphi}^{\text{calc}}(k, i) \right|, \quad (26)$$

$$\forall i \in \mathcal{N}, \varphi \in \{a, b, c\}, k \in \mathcal{M}.$$

em que:

- $\mathcal{N}$ : conjunto de nós que compõem o sistema;
- $\mathcal{M}$ : subconjunto de nós dotados de D-PMUs;
- $\varphi \in \{a, b, c\}$ : conjunto de fases consideradas;
- $i$ : índice da barra candidata a representar um possível nó de falta;

- $k$ : índice da barra em que se encontra instalada a D-PMU.

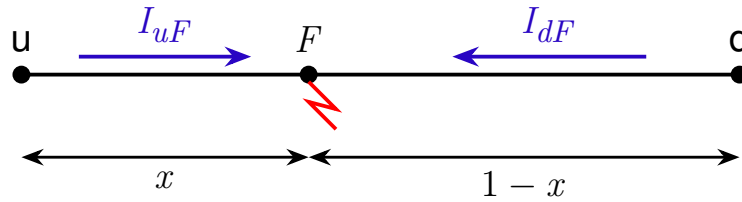
A barra identificada como o provável nó de falha, denotada por  $i^*$ , corresponde àquela que apresenta o menor valor do índice  $e_{barra}$ .

### 4.3.3 Identificação da seção em falta

Uma vez identificado o nó  $i^*$  associado ao menor erro  $e_{barra}(i)$ , a etapa subsequente consiste em determinar em qual dos ramos incidentes a esse nó a falta efetivamente ocorreu, bem como estimar a posição exata do ponto em falta ao longo do respectivo ramo.

Para esse propósito, introduz-se um ponto fictício  $F$ , que representa o local da falta ao longo do ramo, situado a uma distância relativa  $x$  medida a partir da barra de envio até o ponto de falta, com  $0 \leq x \leq 1$ , em relação ao nó  $u$ , conforme ilustrado na Figura 7.

Figura 7 – Exemplo de ramo em condição de falta.



Fonte: Elaborado pela autora.

Com base na Figura 7, determina-se a tensão no ponto de falta  $V_F$  a partir de cada extremidade do ramo, obtendo-se:

$$V_F^u(x) = V_u - x \cdot Z_{ud} \cdot I_{uF} \quad (27)$$

$$V_F^d(x) = V_d - (1 - x) \cdot Z_{ud} \cdot I_{dF} \quad (28)$$

em que:

- $V_u, V_d$ : representam as tensões nos nós  $u$  e  $d$  durante a condição de falta;
- $I_{uF}, I_{dF}$ : denotam, respectivamente, as correntes que fluem ao longo do ramo nos sentidos  $u \rightarrow F$  e  $d \rightarrow F$ ;
- $Z_{ud}$ : corresponde à impedância série do ramo que conecta o nó  $u$  ao nó  $d$ .

O método implementado neste trabalho fundamenta-se no princípio de que, no ponto exato da falta, as tensões calculadas a partir de ambos os extremos do ramo devem coincidir.

Assim, para cada ramo incidente ao nó  $i^*$ , procede-se a uma varredura ao longo de cada posição  $x$  (de 0 a 1, com incremento  $\Delta x$ ), determinando-se a tensão no ponto  $x$  a partir dos nós  $u$  e  $d$  por meio das equações ((27)) e ((28)). Em seguida, o erro entre as duas estimativas é obtido por meio da Equação (29).

$$e_{\text{ramo}}(x) = |V_F^u(x) - V_F^d(x)| \quad (29)$$

Após a análise de todos os ramos incidentes, a posição  $x^*$  que minimiza o índice  $e_{\text{ramo}}$  é identificada como a localização estimada da falta ao longo do alimentador. Em seguida, a distância real até o ponto de falta é determinada com base na Equação (30):

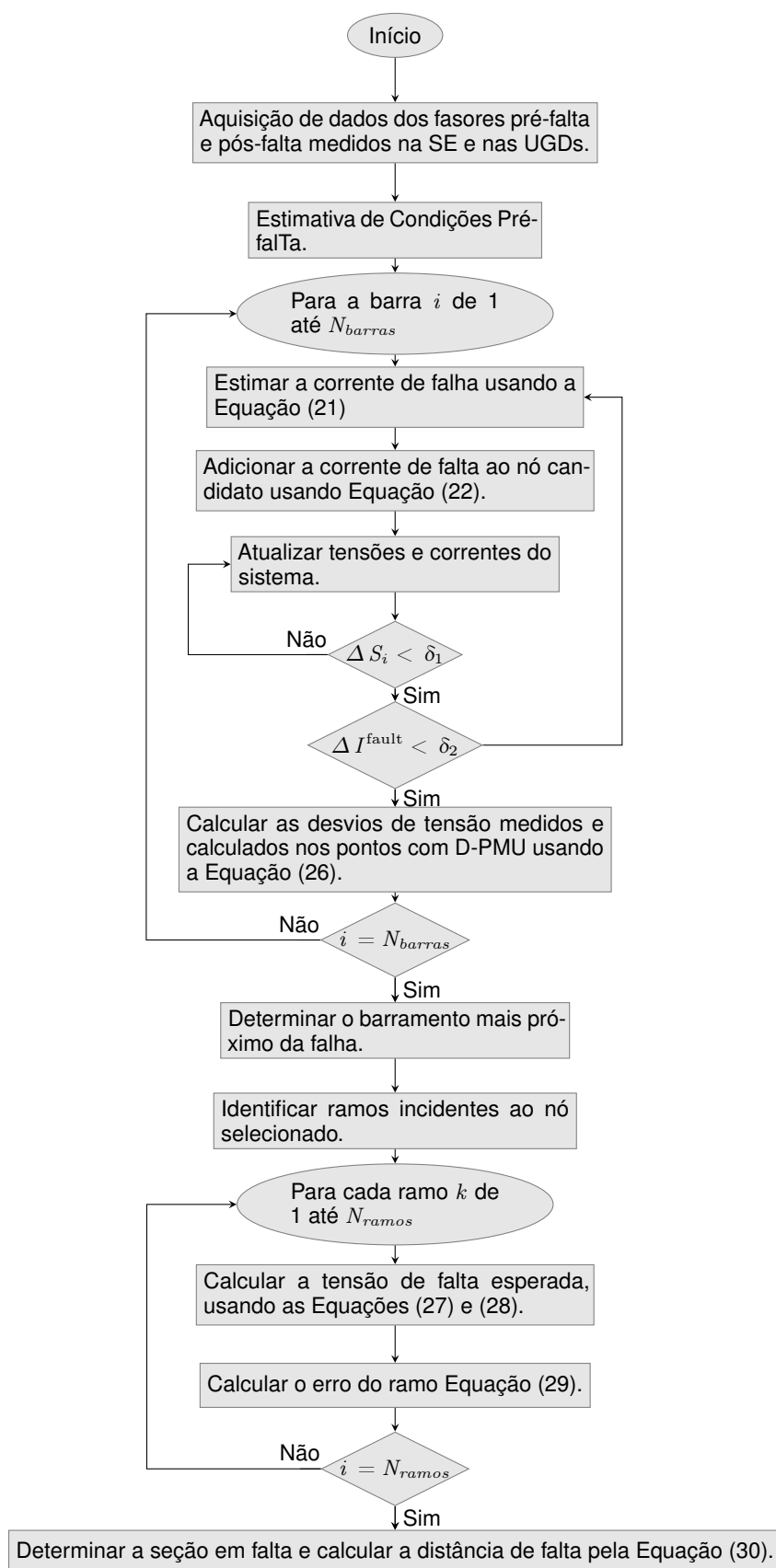
$$d_{\text{falta}} = x^* \cdot L_{ud} \quad (30)$$

em que:

- $x^*$ : distância, em p.u. ou em unidades normalizadas, em relação ao nó de envio  $u$  para o ramo associado ao menor valor de  $e_{\text{ramo}}$ ;
- $L_{ud}$ : comprimento físico do ramo ( $u \rightarrow F$ ).

O processo de LF é realizado executando-se as etapas ilustradas na Figura 8, descritas a seguir.

Figura 8 – Etapas para a LF.



Fonte: Elaborado pela autora.

## 5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Este capítulo apresenta as simulações computacionais e a análise dos resultados obtidos a partir da aplicação do método de LF ao sistema teste IEEE-123 barras. Inicialmente, apresentam-se os cenários de validação e os parâmetros de simulação. Em seguida, detalham-se os critérios de avaliação e as métricas utilizadas.

### 5.1 SIMULAÇÕES

#### 5.1.1 Cenários de faltas

Com o objetivo de avaliar a performance do método de LF, empregou-se o sistema da Figura 5 sob os cenários de validação descritos na Tabela 4. Os cenários foram aplicados em todos os ramos do SDEE, exceto nos casos em que a topologia não suporta todas as fases necessárias para o tipo de falha, como em falhas trifásicas em circuitos monofásicos ou bifásicos. Ao longo do comprimento de cada linha, consideraram-se três posições de aplicação da falta (20%, 60% e 80%), onde as porcentagens são determinadas através do cálculo do comprimento real do trecho (IEEE Power & Energy Society, 2021). Além disso, foram analisados quatro tipos de curtos-circuitos (monofásicos, bifásicos, bifásicos-terra e trifásicos), considerando-se variações na resistência de falta, no ângulo de incidência e no nível de carregamento do sistema.

Tabela 4 – Cenários de falta simulados.

| Parâmetro                | Faixas simuladas                                                       |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| Distância (%)            | 20, 60, 80                                                             |
| Tipos de falta           | FT, FF, FFT, FFF                                                       |
| $R_f (\Omega)$           | 0.5, 1, 10, 30, 50, 100                                                |
| Ângulo de incidência (°) | 0, 90                                                                  |
| Nível de carga           | Nominal, Carga Incrementada <sup>a</sup> , Carga Reduzida <sup>b</sup> |
| Variação de parâmetros   | Impedância de linha (5%)                                               |
| Ruído ( $\sigma$ )       | 0,5% (D-PMU com GD), 0,1% (D-PMU na SE)                                |

<sup>a</sup> Aumento de 30% nos valores nominais das cargas.

<sup>b</sup> Redução de 30% nos valores nominais das cargas.

No total, foram executadas 35.370 simulações, contemplando todas as combinações estabelecidas nos cenários de validação. As etapas de identificação e classificação da falta foram consideradas previamente conhecidas. Para a discretização do ramo, adotou-se um passo  $\Delta x = 0,1$ . O critério de convergência do algoritmo foi definido com uma tolerância da ordem de  $1 \times 10^{-6}$ , valor considerado suficiente para garantir estabilidade numérica e elevada precisão nas estimativas obtidas.

### 5.1.1.1 Inserção de ruído

Com o intuito de representar as incertezas intrínsecas às medições fasoriais, adotou-se o modelo de erro proposto por Majidi, Arabali e Etezadi-Amoli (2015). Esse procedimento consiste na geração independente de dois valores aleatórios,  $n_1$  e  $n_2$ , ambos amostrados de uma distribuição normal  $\mathcal{N}(0, \sigma)$ . Esses termos são então adicionados, respectivamente, à magnitude e ao ângulo dos fasores, conforme formalizado nas Equações (31) e (32):

$$|\tilde{X}| = |X|(1 + n_1), \quad (31)$$

$$\tilde{\theta} = \theta + n_2. \quad (32)$$

Dessa forma, adotou-se  $\sigma = 0,5\%$  para todas as D-PMUs associadas a barras com GD e  $\sigma = 0,1\%$  para a D-PMU localizada na SE, de acordo com (Cordova Crespo, 2021).

### 5.1.2 Erro de localização

Considerando que o objetivo consiste em avaliar o desvio entre as posições estimadas e as posições reais de diferentes pontos do sistema, a métrica adotada para quantificar o erro de LF neste trabalho é definida como a razão entre o valor absoluto do erro da estimativa da posição da falta e a posição real da falta, conforme apresentado na Equação (33) (IEEE, 2014).

$$e_{\text{loc}} = \frac{|d_{\text{est}} - d_{\text{real}}|}{d_{\text{real}}} \times 100\% \quad (33)$$

em que:

- $e_{\text{loc}}$ : erro de localização, expresso em termos percentuais;
- $d_{\text{est}}$ : distância estimada até o ponto de falta, em metros ( $m$ );
- $d_{\text{real}}$ : distância real até o ponto de falta, em metros ( $m$ );

## 5.2 RESULTADOS

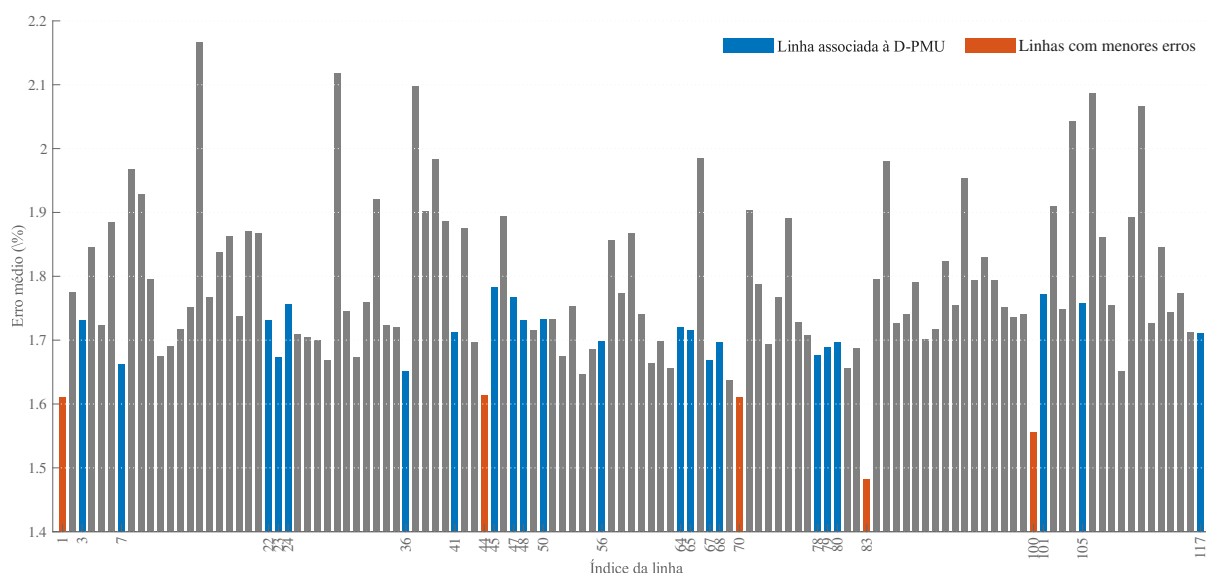
### 5.2.1 Resultados do erro de localização por linha

Com o objetivo de avaliar a consistência do método de LF a partir de medições de D-PMU, decidiu-se inicialmente apresentar o comportamento dos erros relativos em cada linha, de forma a ressaltar que, mesmo em condições desfavoráveis como as descritas na Tabela 4, as medições obtidas por D-PMU permitem que o algoritmo desenvolvido forneça resultados com boa precisão ao longo de todo o alimentador. Assim, a Figura 9 exibe os resultados do erro percentual de localização para cada linha, considerando todos os cenários de validação.

Observa-se, a partir do gráfico, que o erro médio associado à maior parte das linhas situa-se no intervalo entre 1% e 2%. As barras destacadas em vermelho<sup>1</sup> correspondem às linhas que apresentaram os menores erros, ao passo que as barras em azul<sup>2</sup> representam linhas associadas a barramentos com monitoração por meio de D-PMU. Em comparação com as demais linhas, verificou-se que esses ramos exibiram estimativas mais precisas das distâncias de falha, o que evidencia a contribuição dos fasores obtidos pela D-PMU para a redução do erro.

Adicionalmente, por meio do histograma apresentado na Figura 10, observa-se que a distribuição dos erros percentuais é concentrada em torno de 1,7%, com poucos casos excedendo 3% de erro. Esse comportamento estatístico reforça a eficácia do método proposto, mesmo sob a consideração de cenários com múltiplas fontes de incerteza, tais como ruído de medição, imprecisões nos parâmetros/impedâncias e simplificações inerentes ao modelo.

Figura 9 – Resultados do erro de localização por linha IEEE-123 barras.



Fonte: Elaborado pela autora.

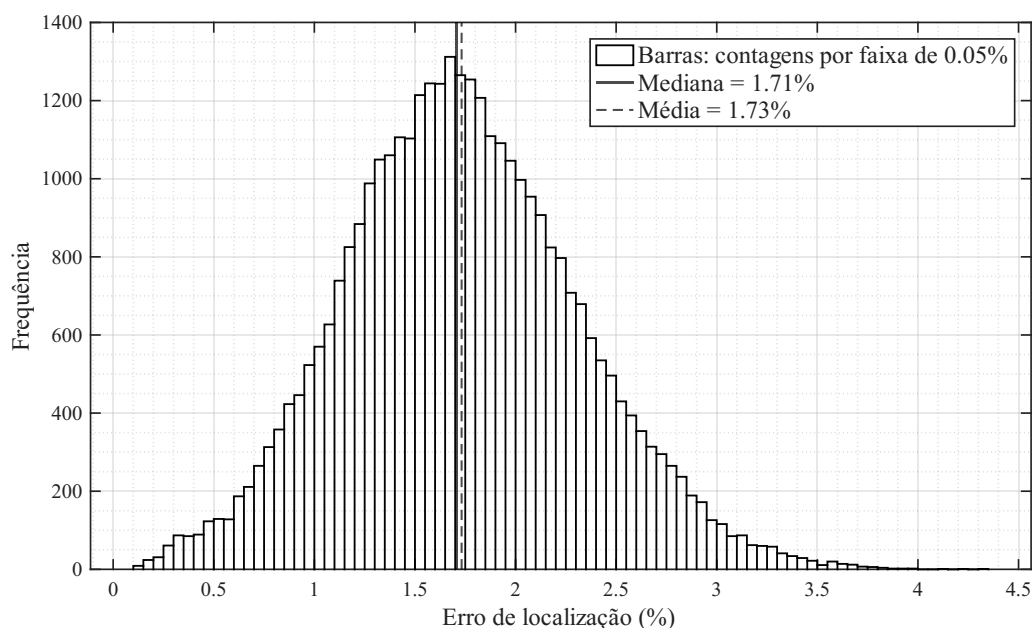
### 5.2.2 Resultados do erro de localização por tipo de falta

Na Figura 11a, observa-se que faltas monofásicas e bifásicas-terra apresentam medianas mais altas e maior dispersão de erros, enquanto faltas bifásicas e trifásicas mostram menor variabilidade. A Figura 11b, mostra a diferença dos erros entre os grupos.

<sup>1</sup> 1, 44, 70, 83, 100

<sup>2</sup> 3, 7, 22, 23, 24, 36, 41, 45, 47, 48, 50, 56, 64, 65, 67, 68, 78, 79, 80, 101, 105, 117

Figura 10 – Distribuição de frequências do por linha.



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 5 – Dados para o boxplot do erro de localização por tipo de falta.

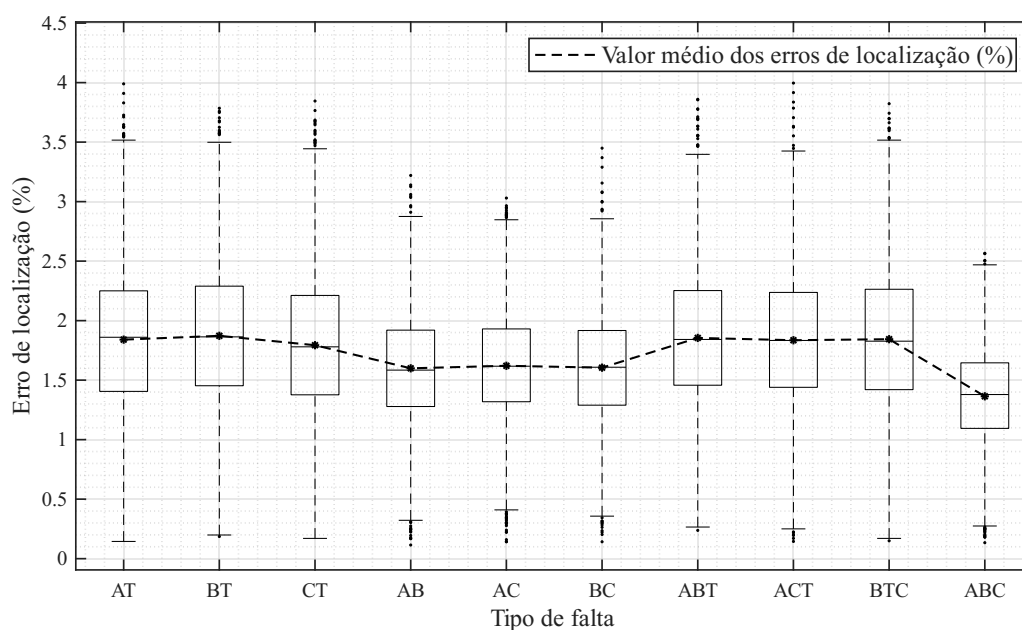
|          | Min (%) | Max (%) | $Q_1$ (%) | $Q_2$ (%) | $Q_3$ (%) | Outliers |
|----------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|----------|
| A-terra  | 0,14    | 3,99    | 1,41      | 1,86      | 2,25      | 15       |
| B-terra  | 0,19    | 3,78    | 1,45      | 1,86      | 2,29      | 14       |
| C-terra  | 0,17    | 3,85    | 1,38      | 1,78      | 2,21      | 18       |
| AB       | 0,11    | 3,22    | 1,28      | 1,58      | 1,92      | 23       |
| AC       | 0,14    | 3,03    | 1,32      | 1,62      | 1,93      | 35       |
| BC       | 0,14    | 3,45    | 1,29      | 1,61      | 1,92      | 22       |
| AB-terra | 0,24    | 3,86    | 1,46      | 1,84      | 2,25      | 20       |
| AC-terra | 0,14    | 4,00    | 1,44      | 1,83      | 2,24      | 16       |
| BC-terra | 0,15    | 4,30    | 1,42      | 1,83      | 2,26      | 16       |
| ABC      | 0,13    | 2,57    | 1,09      | 1,38      | 1,65      | 20       |

Tabela 6 – Dados para o boxplot do erro de localização por categoria de falta.

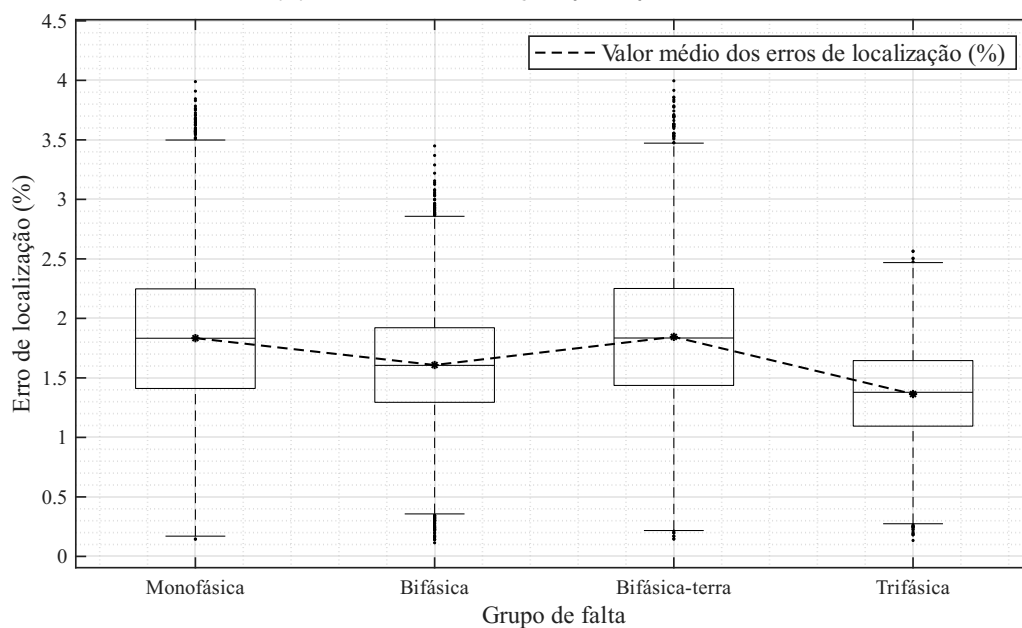
|                | Min (%) | Max (%) | $Q_1$ (%) | $Q_2$ (%) | $Q_3$ (%) | Outliers |
|----------------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|----------|
| Monofásica     | 0,17    | 3,50    | 1,41      | 1,83      | 2,25      | 45       |
| Bifásica       | 0,36    | 2,86    | 1,29      | 1,61      | 1,92      | 81       |
| Bifásica-terra | 0,22    | 3,47    | 1,44      | 1,84      | 2,25      | 49       |
| Trifásica      | 0,27    | 2,47    | 1,09      | 1,38      | 1,65      | 20       |

Após a análise do erro de localização segmentada por tipo de falta e da inspeção da distribuição do erro ao longo do alimentador, procede-se à realização de uma análise de sensibilidade com o objetivo de avaliar a resiliência do método frente a variações na resistência

Figura 11 – Distribuição do erro de localização por tipo de falta.

(a) Erro de localização por tipo de falta - fases isoladas.<sup>a</sup><sup>a</sup> Os dados encontram-se na Tabela 5

(b) Erro de localização por tipo de falta.



Fonte: Elaborado pela autora.

de falta, distância ao ponto de falta, nível de carregamento, ângulo de incidência, parâmetros da linha e erros associados a presença de ruídos na medição.

### 5.2.3 Análise de sensibilidade

Conforme apresentado na Tabela 4, para avaliar o desempenho do método foram realizadas simulações considerando diferentes valores de resistência de falta, variações de carga, incertezas nos parâmetros das linhas e a presença de ruído. Com o intuito de analisar isoladamente a contribuição de cada uma dessas variáveis, definiu-se o cenário de referência descrito na Tabela 7, denominado *cenário base*.

Tabela 7 – Cenário base de validação utilizado nas simulações.

| Distância (%) | $R_f (\Omega)$ | Ângulo de incidência (°) | Nível de carga |
|---------------|----------------|--------------------------|----------------|
| 60            | 0,5            | 0°                       | Carga nominal  |

#### 5.2.3.1 Efeito da resistência de falta

Conforme apresentado na Figura 12 e na Tabela 8, em ambos os cenários analisados observa-se que o erro de localização tende a aumentar à medida que a resistência de falta se eleva. Para valores de resistência superiores a  $30 \Omega$ , esse incremento do erro torna-se mais pronunciado.

Além disso, faltas monofásicas e bifásicas-terra resultaram nos maiores erros em toda a faixa de resistência considerada, ao passo que faltas trifásicas ocasionaram menor impacto no erro de localização.

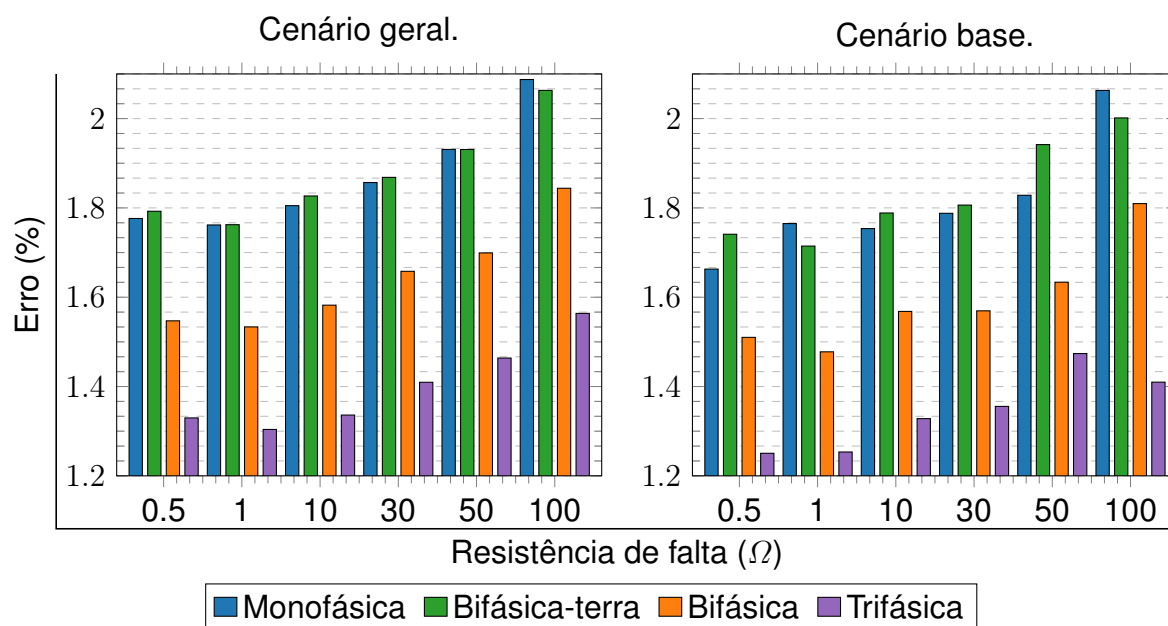
Na comparação entre os dois cenários avaliados, constata-se que o *cenário base* apresentou desempenho superior em relação ao *cenário geral*. Esse resultado pode ser justificado pelo fato de que, no caso geral, todos os cenários de validação são incluídos na análise, o que implica a consideração de um conjunto mais amplo de condições operativas e de falta, contribuindo para o aumento do erro observado.

#### 5.2.3.2 Efeito da variação da distância

Conforme ilustra a Figura 13 e nos dados da Tabela 9, o erro de localização ao longo do alimentador apresenta um *perfil em V*: decresce do início (20 %) até a região intermediária (60 %), onde atinge o mínimo, e volta a crescer próximo à extremidade (80 %).

No cenário geral, nota-se que as faltas monofásicas apresentam os maiores valores médios de erro, atingindo aproximadamente 1,78% a 1,73%. Já as faltas trifásicas resultam nos menores desvios, com valores médios próximos a 1,39%–1,42%. Em relação ao cenário base, as faltas bifásicas-terra e bifásicas apresentam desempenho intermediário, com erros entre 1,50% e 1,64%.

Figura 12 – Erro de localização para diferentes valores de resistência de falta.



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 8 – Resultados do erro de localização para o teste de variação da resistência de falta.

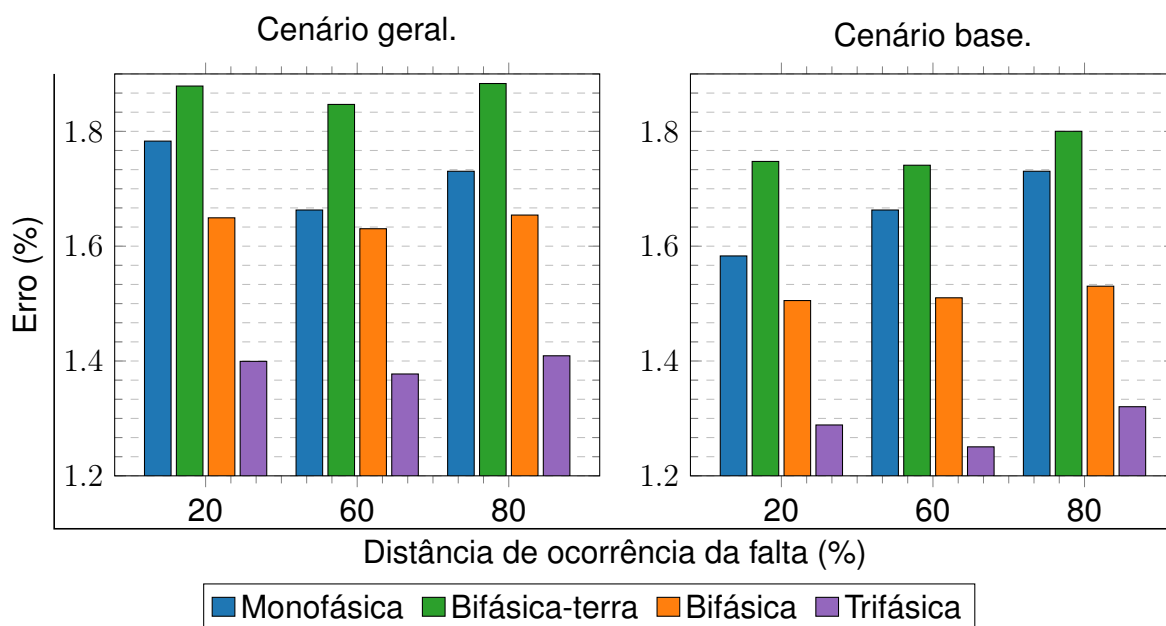
| Resistência ( $\Omega$ ) | Monofásica |        | Bifásica-Terra |        | Bifásica |        | Trifásica |        |
|--------------------------|------------|--------|----------------|--------|----------|--------|-----------|--------|
|                          | Geral      | Base   | Geral          | Base   | Geral    | Base   | Geral     | Base   |
| 0,5                      | 1,7763     | 1,6630 | 1,7925         | 1,7410 | 1,5471   | 1,5101 | 1,3297    | 1,2505 |
| 1                        | 1,7618     | 1,7649 | 1,7624         | 1,7145 | 1,5335   | 1,4777 | 1,3039    | 1,2534 |
| 10                       | 1,8050     | 1,7537 | 1,8267         | 1,7886 | 1,5822   | 1,5682 | 1,3361    | 1,3281 |
| 30                       | 1,8568     | 1,7879 | 1,8684         | 1,8063 | 1,6580   | 1,5695 | 1,4095    | 1,3555 |
| 50                       | 1,9310     | 1,8283 | 1,9308         | 1,9418 | 1,6992   | 1,6336 | 1,4638    | 1,4738 |
| 100                      | 2,0875     | 2,0631 | 2,0632         | 2,0015 | 1,8440   | 1,8096 | 1,5638    | 1,4098 |

Em resumo, os resultados indicam que o método proposto mantém boa acurácia independentemente da distância da falta, com erros inferiores a 2% em todos os cenários avaliados. Além disso, verifica-se que a maior complexidade das faltas assimétricas (monofásicas e bifásicas-terra) reflete-se em erros ligeiramente mais elevados, enquanto faltas trifásicas são identificadas com maior precisão.

Tabela 9 – Resultados do erro de localização para diferentes distâncias de ocorrência da falta.

| Distância (%) | Monofásica |        | Bifásica-Terra |        | Bifásica |        | Trifásica |        |
|---------------|------------|--------|----------------|--------|----------|--------|-----------|--------|
|               | Geral      | Base   | Geral          | Base   | Geral    | Base   | Geral     | Base   |
| 20            | 1,5830     | 1,7830 | 1,8789         | 1,7476 | 1,6494   | 1,5053 | 1,3994    | 1,2886 |
| 60            | 1,6630     | 1,6630 | 1,8469         | 1,7410 | 1,6304   | 1,5101 | 1,3774    | 1,2505 |
| 80            | 1,7305     | 1,7305 | 1,8833         | 1,8001 | 1,6542   | 1,5303 | 1,4091    | 1,3204 |

Figura 13 – Erro de localização para diferentes distâncias de ocorrência da falta.



Fonte: Elaborado pela autora.

### 5.2.3.3 Efeito da variação de carga

A Figura 14 e a Tabela 10 apresentam os resultados obtidos para os testes de carga nominal, carga reduzida e carga incrementada. Nota-se que a variação provoca pequenas mudanças no erro. Através dos dados, que para o nível de carga reduzida, os erros obtidos foram inferiores aos demais em ambos os cenários avaliados, seguindo para o nível de carga nominal e incrementada. Verifica-se ainda que para faltas do tipo monofásicas e bifásicas-terra, há erros de até 1,95% no maior carregamento. No cenário base, os erros são menores que no geral, mantendo-se abaixo de 1,8%, e as faltas trifásicas novamente apresentam os menores erros. Conclui-se que o método possui boa acurácia em todos os níveis de carregamento, com erros abaixo de 2%.

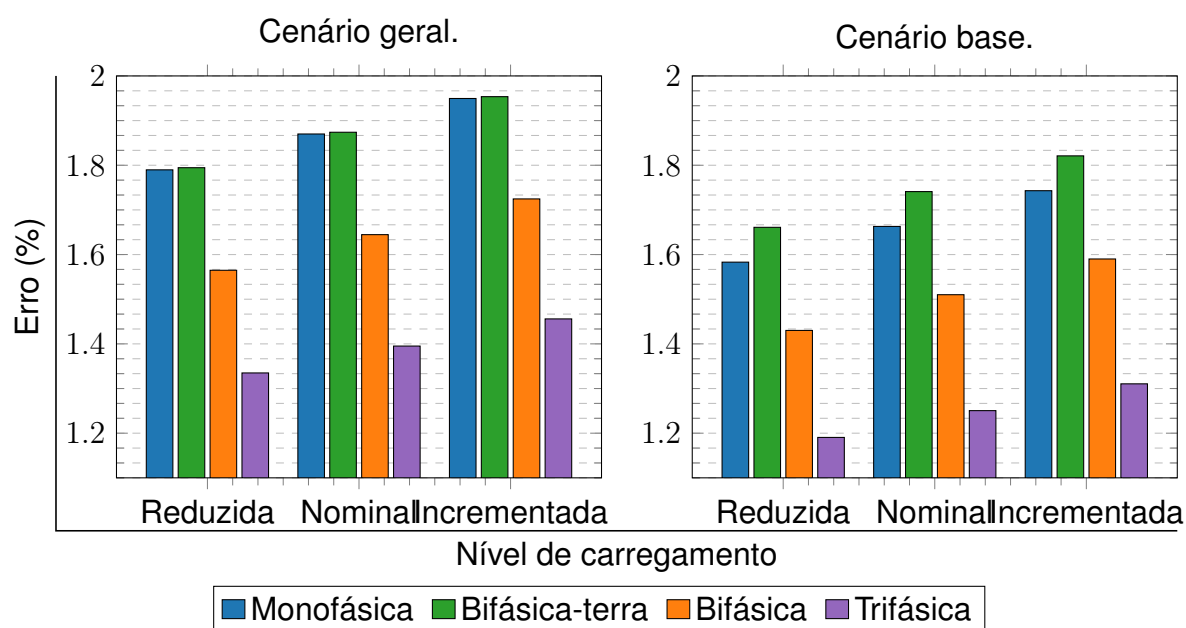
Tabela 10 – Resultados do erro de localização para diferentes níveis de carregamento.

| Nível de carregamento | Monofásica |        | Bifásica-terra |        | Bifásica |        | Trifásica |        |
|-----------------------|------------|--------|----------------|--------|----------|--------|-----------|--------|
|                       | Geral      | Base   | Geral          | Base   | Geral    | Base   | Geral     | Base   |
| Reduzida              | 1,7897     | 1,5830 | 1,7945         | 1,6610 | 1,5648   | 1,4301 | 1,3349    | 1,1905 |
| Nominal               | 1,8700     | 1,6630 | 1,8739         | 1,7410 | 1,6446   | 1,5101 | 1,3951    | 1,2505 |
| Incrementada          | 1,9495     | 1,7430 | 1,9536         | 1,8210 | 1,7246   | 1,5901 | 1,4559    | 1,3105 |

### 5.2.3.4 Efeito do ângulo de incidência da falta

A Figura 15 e os dados da Tabela 11 descrevem os resultados obtidos para o teste de variação do ângulo de incidência da falta. No cenário geral, observa-se que, para todos os tipos de faltas, o erro de localização é menor quando a falta ocorre com ângulo de 0° em comparação com 90°. Esse efeito é particularmente evidente nas faltas monofásicas e bifásicas-terra, em

Figura 14 – Erro de localização em função da variação do carregamento.



Fonte: Elaborado pela autora.

que o erro médio aumenta de aproximadamente 1.8340–1.8447% para 1.8630–1.8710% à medida que o ângulo cresce para 90°. Esse aumento é atribuído ao fato de o ângulo de incidência alterar a distribuição de correntes e tensões entre as fases. Entretanto, para faltas trifásicas, apesar de haver aumento, o erro permanece entre os mais baixos observados, variando de 1.3641% a 1.39%. No cenário base, sem variações adicionais de carga ou ruído, a diferença entre os ângulos de 0° e 90° é menor, quando comparados com o cenário geral, ainda que o padrão de crescimento seja mantido. Em todos os casos, os erros se mantêm inferiores a 1,8%. Os resultados mostram que a mudança no ângulo exerce pouca influência sobre a precisão do método.

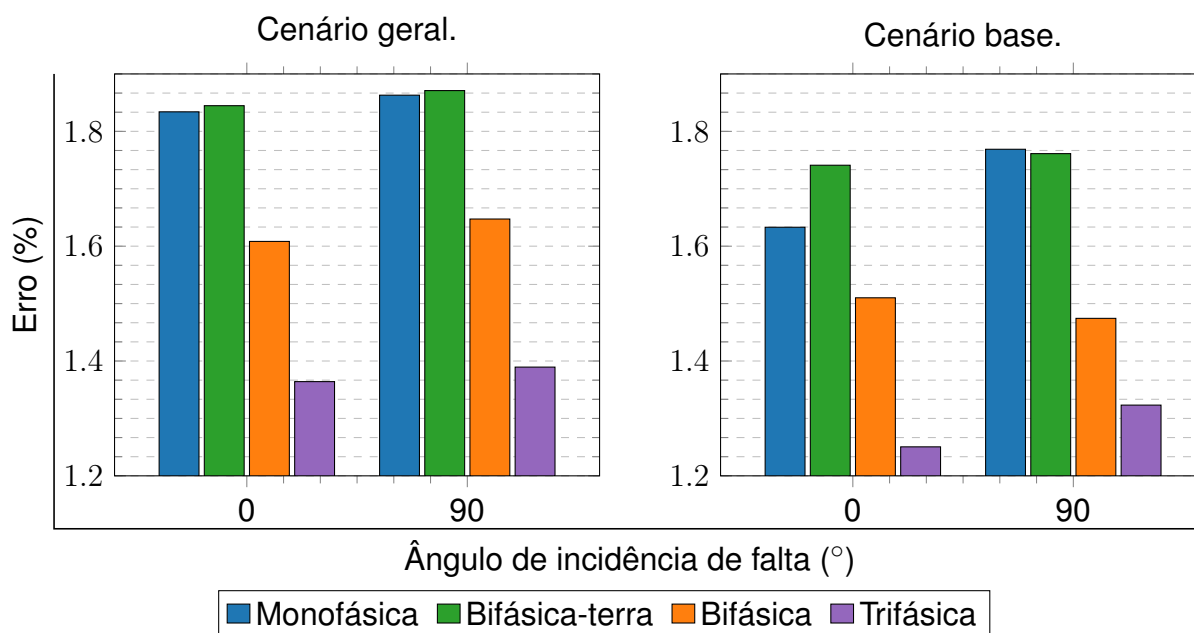
Tabela 11 – Resultados do erro de localização para ângulos de incidência da falta de 0° e 90°.

| Ângulo (°) | Monofásica |        | Bifásica-terra |        | Bifásica |        | Trifásica |        |
|------------|------------|--------|----------------|--------|----------|--------|-----------|--------|
|            | Geral      | Base   | Geral          | Base   | Geral    | Base   | Geral     | Base   |
| 0          | 1,8340     | 1,6330 | 1,8447         | 1,7410 | 1,6083   | 1,5101 | 1,3641    | 1,2505 |
| 90         | 1,8630     | 1,7688 | 1,8710         | 1,7612 | 1,6473   | 1,4743 | 1,3894    | 1,3232 |

### 5.2.3.5 Efeito da variação dos parâmetros da linha

A Figura 16 e dados da Tabela 12 descrevem os resultados obtidos para o teste de variação dos parâmetros da linha. Cenário geral: Observa-se que a introdução de incertezas nos parâmetros provoca um aumento nos erros de localização para todos os tipos de falta. Cenário base: mesmo padrão de comportamento do erro é observado, porém em magnitudes menores. Os erros permanecem abaixo de 1,82% em todos os casos. Para faltas monofásicas-

Figura 15 – Erro de localização para ângulos de incidência da falta de 0° e 90°.

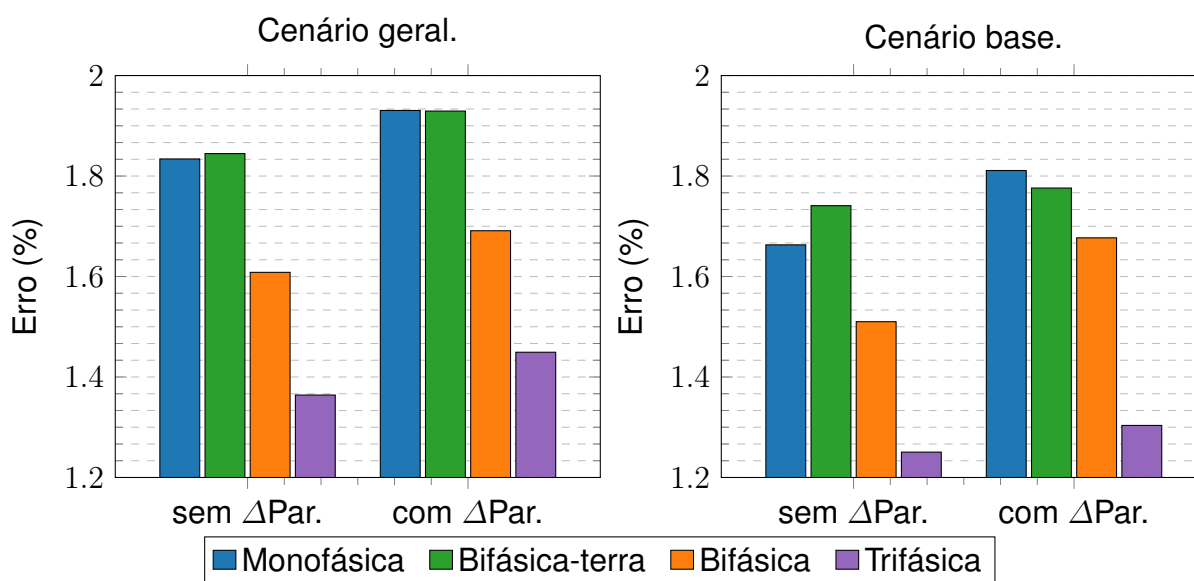


Fonte: Elaborado pela autora.

terra o incremento ocorre de 1,8340% para 1,9305%, sinalizando o cenário com maior erro. Por outro lado as faltas trifásicas compõem o melhor desempenho com desvios de (1,25%–1,32%)

Os resultados indicam que embora as incertezas nos parâmetros das linhas aumentem o erro de localização, o impacto geral é limitado, pois o desvio permanece abaixo de 2% em todos os cenários. Isso indica que o algoritmo é consistente e robusto contra imprecisões de modelagem.

Figura 16 – Impacto da variação dos parâmetros da linha no erro de localização.



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 12 – Erro de localização para o teste de variação de parâmetros da linha.

| Parâmetros de linha | Monofásica |        | Bifásica-terra |        | Bifásica |        | Trifásica |        |
|---------------------|------------|--------|----------------|--------|----------|--------|-----------|--------|
|                     | Geral      | Base   | Geral          | Base   | Geral    | Base   | Geral     | Base   |
| Sem $\Delta Par.$   | 1,8340     | 1,6630 | 1,8447         | 1,7410 | 1,6083   | 1,5101 | 1,3641    | 1,2505 |
| Com $\Delta Par.$   | 1,9305     | 1,8110 | 1,9293         | 1,7761 | 1,6911   | 1,6770 | 1,4493    | 1,3036 |

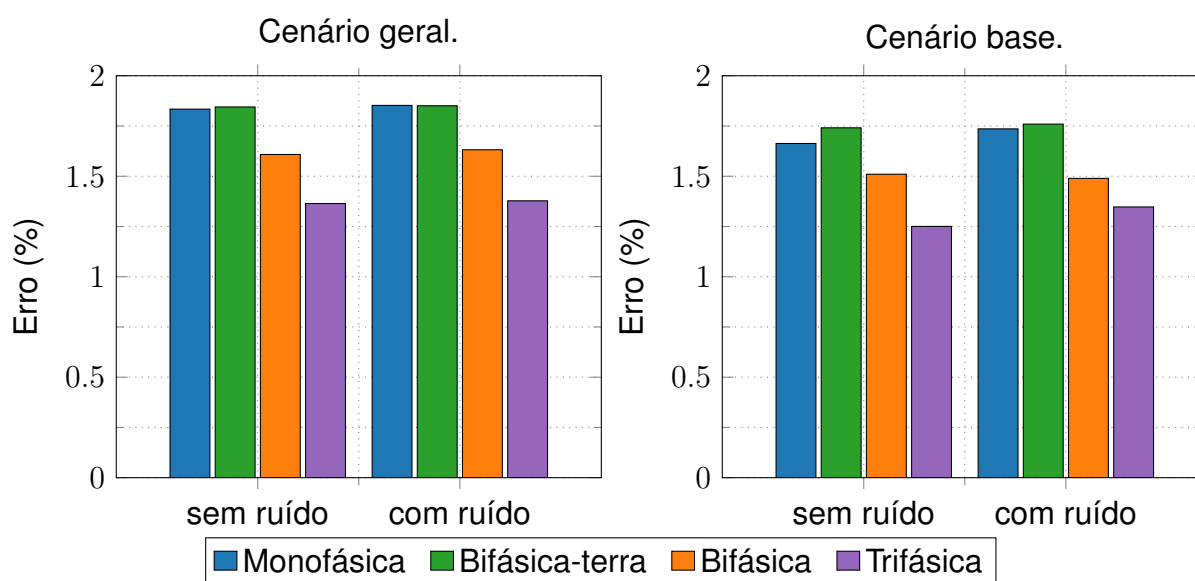
### 5.2.3.6 Efeito do ruído de medição

A Figura 17 e os dados da Tabela 13 descrevem os resultados para o teste de impacto dos erros de medição. No cenário geral, observa-se que a presença de erros de medição resulta no aumento nos valores médios de erro de localização para todos os tipos de falta. As faltas monofásicas passam de 1,8340% para 1,8525%, enquanto as faltas bifásicas-terra apresentam acréscimo semelhante, de 1,8447% para 1,8507%. Já as faltas trifásicas, embora também impactadas, mantêm os menores erros relativos (1,36%–1,37%), confirmando a maior robustez da metodologia para esse tipo de ocorrência.

No cenário base, os valores absolutos são menores em relação ao cenário geral, mas o padrão de comportamento é o mesmo. Os erros de localização aumentam discretamente quando se considera a presença de ruído de medição, embora permaneçam abaixo de 1,75% em todas as situações. Isso reforça a consistência da abordagem proposta, mesmo diante de perturbações típicas das condições práticas de operação.

De modo geral, os resultados indicam que os erros de medição exercem influência mensurável, porém limitada, sobre a acurácia do método. O algoritmo demonstra consistência diante das incertezas de instrumentação, mantendo o erro sempre inferior a 2%. Este aspecto é relevante, uma vez que em sistemas reais de distribuição, as grandezas elétricas quantificadas por unidades fasoriais (PMUs ou  $\mu$ PMUs) estão sujeitas a ruído e incertezas instrumentais, o que pode comprometer a precisão do algoritmo de localização.

Figura 17 – Influência do ruído de medição no erro de estimativa de localização da falta



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 13 – Valores de erro de localização.

| Erros de medição | Monofásica |        | Bifásica-terra |        | Bifásica |        | Trifásica |        |
|------------------|------------|--------|----------------|--------|----------|--------|-----------|--------|
|                  | Geral      | Base   | Geral          | Base   | Geral    | Base   | Geral     | Base   |
| Sem ruído        | 1,8340     | 1,6630 | 1,8447         | 1,7410 | 1,6083   | 1,5101 | 1,3641    | 1,2505 |
| Com ruído        | 1,8525     | 1,7357 | 1,8507         | 1,7594 | 1,6317   | 1,4894 | 1,3777    | 1,3472 |

#### 5.2.4 Conclusão Geral dos Resultados

A análise dos resultados permitiu identificar os principais fatores responsáveis pela degradação da precisão das estimativas de SDEE em sistemas de distribuição. De modo geral, em todos os ensaios realizados, o erro de localização manteve-se inferior a 2%, tanto no cenário global, com variações de parâmetros, carregamento, nível de ruído e resistência de falta, quanto no cenário de referência (cenário-base).

Dessa forma, infere-se que o método de localização desenvolvido apresenta robustez e confiabilidade, mostrando-se adequado para aplicação em sistemas de distribuição ativos e capaz de manter desempenho satisfatório frente às principais variáveis que caracterizam as condições reais de operação.

## 6 CONCLUSÃO

Neste estudo, implementou-se e validou-se um método de LF em redes de distribuição com GD, empregando medições fasoriais provenientes de D-PMU. A metodologia proposta compreendeu a modelagem detalhada dos componentes da rede e a estimação de fasores de tensão e corrente, utilizando a TDF aplicada às medições de D-PMU na SE e nos pontos de conexão das UGD. Adicionalmente, foi desenvolvido e implementado um algoritmo baseado no método de varredura em avanço e retrocesso para a estimação da corrente de falta, onde a identificação do nó em falta foi obtida a partir da análise do desvio entre as tensões medidas e as tensões calculadas.

As simulações realizadas no alimentador IEEE-123 barras, modificado para incluir as UGDs, evidenciaram que o algoritmo apresenta capacidade de localizar faltas com erro percentual médio inferior a 2%, mesmo na presença de ruídos de medição, variações de carga, resistência de falta e incertezas nos parâmetros das linhas. Observou-se que as linhas associadas aos nós monitorados por D-PMU apresentaram menores erros na estimativa da LF, o que ressalta a relevância desses equipamentos para o aumento da precisão em metodologias de LFs.

Os resultados obtidos indicam que o algoritmo proposto apresenta desempenho robusto sob diferentes condições operacionais do sistema de distribuição, e os baixos erros de localização observados são compatíveis com o desempenho esperado de algoritmos baseados em medições fasoriais.

Como possibilidade para trabalhos futuros, sugere-se ampliar a modelagem de modo a incluir diferentes tecnologias de GD e avaliar o desempenho do método em cenários de perda de dados, com ênfase naquelas associadas à indisponibilidade ou falha de uma D-PMU.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. **ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2024**. Divulga valores de compensações pagas em 2024. Abr. 2025. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-em-2024>. Acesso em: 2 set. 2025. Citado na p. 15.

ANEEL. **Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. [S.l.: s.n.], 2021. Citado na p. 16.

BAHMANYAR, A.; JAMALI, S. Fault location in active distribution networks using non-synchronized measurements. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 93, p. 451–458, dez. 2017. Citado na p. 21.

BAHMANYAR, A.; JAMALI, S.; ESTEBSARI, A.; BOMPARD, E. A Comparison Framework for Distribution System Outage and Fault Location Methods. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 132, p. 57–66, 2016. Citado nas pp. 15, 19.

BRAHMA, Sukumar M. Fault Location in Power Distribution System With Penetration of Distributed Generation. English. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, p. 1545–1553, jul. 2011. ISSN 0885-8977, 1937-4208. Citado na p. 21.

BROWN, Richard E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2nd. Boca Raton: CRC Press, 2008. ISBN 9781420065422. Citado na p. 15.

CHANDRAN, Sandhya; GOKARAJU, Ramakrishna; NARENDRA, Krish. An extended impedance-based fault location algorithm in power distribution system with distributed generation using synchrophasors. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 18, n. 3, p. 479–490, 2024. Citado na p. 19.

CORDOVA CRESPO, Diego. **Uma nova metodologia para localização de faltas em sistemas de distribuição usando sincrofasores de tensão**. 2021. f. 76. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Florianópolis. Orientador: Miguel Moreto. Citado na p. 42.

CROSSLEY, Peter A.; MCLAREN, Peter G. **Fault location on power systems**. London, UK: Institution of Engineering e Technology (IET), 2009. ISBN 978-0-86341-989-5. Citado na p. 15.

DUTTA, Soham; SAHU, Sourav Kumar; ROY, Millend; DUTTA, Swarnali. A data driven fault detection approach with an ensemble classifier based smart meter in modern distribution system. English. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 34, p. 101012, jun. 2023. ISSN 2352-4677. Citado na p. 20.

- EBRAHIMI, H.; JAMALI, S.; SEDIGHI, A. R.; SANAYE-PASAND, M. Impact of Distributed Generation on Fault Locating Methods in Distribution Networks. In: INTERNATIONAL Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12). Santiago de Compostela, Espanha: [s.n.], 2012. Disponível em: <<https://www.icrepq.com/>>. Acesso em: 11 set. 2025. Citado na p. 20.
- FERGUSON, Ross; WILKINSON, William; HILL, Robert. Electricity use and economic development. **Energy Policy**, Elsevier, v. 28, n. 13, p. 923–934, 2000. ISSN 0301-4215. Citado na p. 15.
- GANIVADA, P. K.; JENA, P. A fault location identification technique for active distribution system. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 18, n. 5, p. 3000–3010, maio 2022. Citado na p. 21.
- GRANDO, Flavio Lori; DENARDIN, Gustavo Weber; MORETO, Miguel; DE PELEGRINI LOPES, Juliano. A PMU prototype for Synchronized Phasor and frequency measurements for smart grid applications. In: 2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC). [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado na p. 16.
- GRAS, Henry; KOCAR, Ilhan; KARAAGAC, Ulas; MAHSEREDJIAN, Jean. **PV Single-phase Model in EMTP®**. [S.l.], 2021. Relatório técnico. Citado nas pp. 27, 29, 30.
- HENAO, Cesar Orozco. **Localização de Falhas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Participação de Geradores Distribuídos**. 2016. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, Brasil. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/>>. Acesso em: 11 set. 2025. Citado na p. 19.
- HONG, Ji-Song; SIM, Gi-Do; CHOI, Joon-Ho; AHN, Seon-Ju; YUN, Sang-Yun. Fault Location Method Using Phasor Measurement Units and Short Circuit Analysis for Power Distribution Networks. **Energies**, v. 13, n. 5, p. 1294, 2020. Citado na p. 22.
- IEEE. **IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines**. New York, 2014. Revision of IEEE Std C37.114-2004. Citado na p. 42.
- IEEE. **IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems**. New York, 2011. Citado na p. 32.
- IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **IEEE 123 Node Test Feeder**. [S.l.], 2021. Repositório oficial dos alimentadores de teste da PES. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 19 ago. 2025. Citado nas pp. 34, 41.

IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY. **Distribution Test Feeders**. 2023. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/>. Acesso em: 26 set. 2025. Citado na p. 24.

JAMALI, S.; TALAVAT, V. Accurate Fault Location Method in Distribution Networks Containing Distributed Generations. **Iranian Journal of Electrical and Computer Engineering**, v. 10, n. 1, p. 27–33, 2011. ISSN 1682-0053. Citado na p. 21.

JAVADIAN, S. A. M.; HAGHIFAM, M.-R.; REZAEI, N. A fault location and protection scheme for distribution systems in presence of DG using MLP neural networks. English. In: 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Calgary, AB, Canada: IEEE, 2009. p. 1–8. Citado na p. 22.

KERSTING, William H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 4. ed. Boca Raton: CRC Press, 2017. ISBN 9781498772136. Citado nas pp. 24, 27.

KERSTING, William H. **Radial Distribution Test Feeders**. [S.l.], 2001. Inclui o IEEE 123 Node Test Feeder. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 19 ago. 2025. Citado na p. 34.

EL-KHATTAM, Walid; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2005. Citado na p. 15.

LOPES, João A. Peças; HATZIARGYRIOU, Nikos; MUTALE, Joseph; DJAPIC, Predrag; JENKINS, Nick. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 77, n. 9, p. 1189–1203, 2007. Citado na p. 15.

MA, Xiping; ZHEN, Wenxi; REN, Haodong; ZHANG, Guangru; ZHANG, Kai; DONG, Haiying. A Method for Fault Localization in Distribution Networks with High Proportions of Distributed Generation Based on Graph Convolutional Networks. **Energies**, v. 17, n. 22, 2024. ISSN 1996-1073. Citado na p. 16.

MAJIDI, M.; ARABALI, A.; ETEZADI-AMOLI, M. Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 4, p. 1761–1769, ago. 2015. Citado na p. 42.

MANASSERO, Giovanni; DI SANTO, Silvio Giuseppe; SOUTO, Laiz. Heuristic Method for Fault Location in Distribution Feeders With the Presence of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 6, p. 2849–2857, 2017. Citado na p. 22.

MORA-FLÓREZ, J.; MELÉNDEZ, J.; CARRILLO-CAICEDO, G. Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 4, p. 657–666, abr. 2008. Citado na p. 19.

PEREIRA, R.; SILVA, L. da; KEZUNOVIC, M.; MANTOVANI, J. Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 2, p. 852–862, abr. 2009. Citado na p. 21.

PHADKE, Arun G.; THORP, James S. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**. New York: Springer, 2008. ISBN 9780387765354. Citado nas pp. 16, 33, 35.

SAHA, Murari Mohan; IZYKOWSKI, Jan Jozef; ROSOLOWSKI, Eugeniusz. Fault location on power networks. **Power Systems**, Springer, 2009. Citado nas pp. 15, 20.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988. Citado na p. 30.

SONODA, Dabit; SOUZA, A. C. Zambroni de; SILVEIRA, Paulo Márcio da. Fault identification based on artificial immunological systems. **Electric Power Systems Research**, v. 156, p. 24–34, 2018. ISSN 0378-7796. Citado na p. 22.

STEFANIDOU-VOZIKI, Paschalia; SAPOUNTZOGLU, Nikolaos; RAISON, Bertrand; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, José L. A review of fault location and classification methods in distribution grids. **Electric Power Systems Research**, v. 209, p. 108031, 2022. ISSN 0378-7796. Citado na p. 15.

TAKAGI, Toshihisa; YAMAKOSHI, Yoshihide; YAMAURA, Mitsuru; KONDOW, Ryosuke; MATSUSHIMA, Takeshi. Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, PAS-101, n. 8, p. 2892–2898, 1982. Citado na p. 15.

TRINDADE, Fernanda C. L.; FREITAS, Walmir; VIEIRA, José C. M. Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 1, p. 251–260, 2014. Citado na p. 20.

USMAN, Muhammad; FARUQUE, Md. Omar. Validation of a PMU-based fault location identification method for smart distribution network with photovoltaics using real-time data. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 21, p. 5824–5833, 2018. ISSN 1751-8687, 1751-8695. Citado na p. 21.

ZHANG, Xiaofeng; SOUDI, F.; SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. S. A distribution short circuit analysis approach using hybrid compensation method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 4, p. 2053–2059, 1995. Citado na p. 35.

# **Apêndices**

## APÊNDICE A – DADOS ALIMENTADOR IEEE 123 BUS

Tabela 14 – Parâmetros dos segmentos de linha.

| Ramo | Nó inicial | Nó final | Fases | Comprimento (m) | 20%    | 60%     | 80%     |
|------|------------|----------|-------|-----------------|--------|---------|---------|
| 1    | 1          | 2        | B     | 53,34           | 10,668 | 32,004  | 42,672  |
| 2    | 1          | 3        | C     | 76,2            | 15,24  | 45,72   | 60,96   |
| 3    | 1          | 7        | ABC   | 91,44           | 18,288 | 54,864  | 73,152  |
| 4    | 3          | 4        | C     | 60,96           | 12,192 | 36,576  | 48,768  |
| 5    | 3          | 5        | C     | 99,06           | 19,812 | 59,436  | 79,248  |
| 6    | 5          | 6        | C     | 76,2            | 15,24  | 45,72   | 60,96   |
| 7    | 7          | 8        | ABC   | 60,96           | 12,192 | 36,576  | 48,768  |
| 8    | 8          | 12       | B     | 68,58           | 13,716 | 41,148  | 54,864  |
| 9    | 8          | 9        | A     | 68,58           | 13,716 | 41,148  | 54,864  |
| 10   | 8          | 13       | ABC   | 91,44           | 18,288 | 54,864  | 73,152  |
| 11   | 9          | 14       | A     | 129,54          | 25,908 | 77,724  | 103,632 |
| 12   | 13         | 34       | C     | 45,72           | 9,144  | 27,432  | 36,576  |
| 13   | 13         | 18       | ABC   | 251,46          | 50,292 | 150,876 | 201,168 |
| 14   | 14         | 11       | A     | 76,2            | 15,24  | 45,72   | 60,96   |
| 15   | 14         | 10       | A     | 76,2            | 15,24  | 45,72   | 60,96   |
| 16   | 15         | 16       | C     | 114,3           | 22,86  | 68,58   | 91,44   |
| 17   | 15         | 17       | C     | 106,68          | 21,336 | 64,008  | 85,344  |
| 18   | 18         | 19       | A     | 76,2            | 15,24  | 45,72   | 60,96   |
| 19   | 18         | 21       | ABC   | 91,44           | 18,288 | 54,864  | 73,152  |
| 20   | 19         | 20       | A     | 99,06           | 19,812 | 59,436  | 79,248  |
| 21   | 21         | 22       | B     | 160,02          | 32,004 | 96,012  | 128,016 |
| 22   | 21         | 23       | ABC   | 76,2            | 15,24  | 45,72   | 60,96   |
| 23   | 23         | 24       | C     | 167,64          | 33,528 | 100,584 | 134,112 |
| 24   | 23         | 25       | ABC   | 83,82           | 16,764 | 50,292  | 67,056  |
| 25   | 25         | 26       | AC    | 106,68          | 21,336 | 64,008  | 85,344  |
| 26   | 25         | 28       | ABC   | 60,96           | 12,192 | 36,576  | 48,768  |
| 27   | 26         | 27       | AC    | 83,82           | 16,764 | 50,292  | 67,056  |
| 28   | 26         | 31       | C     | 68,58           | 13,716 | 41,148  | 54,864  |
| 29   | 27         | 33       | A     | 152,4           | 30,48  | 91,44   | 121,92  |
| 30   | 28         | 29       | ABC   | 91,44           | 18,288 | 54,864  | 73,152  |
| 31   | 29         | 30       | ABC   | 106,68          | 21,336 | 64,008  | 85,344  |
| 32   | 30         | 250      | ABC   | 60,96           | 12,192 | 36,576  | 48,768  |
| 33   | 31         | 32       | C     | 91,44           | 18,288 | 54,864  | 73,152  |
| 34   | 34         | 15       | C     | 30,48           | 6,096  | 18,288  | 24,384  |
| 35   | 35         | 36       | AB    | 198,12          | 39,624 | 118,872 | 158,496 |

Tabela 14 – Parâmetros dos segmentos de linha.

| <b>Ramo</b> | <b>Nó inicial</b> | <b>Nó final</b> | <b>Fases</b> | <b>Comprimento (m)</b> | <b>20%</b> | <b>60%</b> | <b>80%</b> |
|-------------|-------------------|-----------------|--------------|------------------------|------------|------------|------------|
| 36          | 35                | 40              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 37          | 36                | 37              | A            | 91,44                  | 18,288     | 54,864     | 73,152     |
| 38          | 36                | 38              | B            | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 39          | 38                | 39              | B            | 99,06                  | 19,812     | 59,436     | 79,248     |
| 40          | 40                | 41              | C            | 99,06                  | 19,812     | 59,436     | 79,248     |
| 41          | 40                | 42              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 42          | 42                | 43              | B            | 152,4                  | 30,48      | 91,44      | 121,92     |
| 43          | 42                | 44              | ABC          | 60,96                  | 12,192     | 36,576     | 48,768     |
| 44          | 44                | 45              | A            | 60,96                  | 12,192     | 36,576     | 48,768     |
| 45          | 44                | 47              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 46          | 45                | 46              | A            | 91,44                  | 18,288     | 54,864     | 73,152     |
| 47          | 47                | 48              | ABC          | 45,72                  | 9,144      | 27,432     | 36,576     |
| 48          | 47                | 49              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 49          | 49                | 50              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 50          | 50                | 51              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 51          | 51                | 151             | ABC          | 152,4                  | 30,48      | 91,44      | 121,92     |
| 52          | 52                | 53              | ABC          | 60,96                  | 12,192     | 36,576     | 48,768     |
| 53          | 53                | 54              | ABC          | 38,1                   | 7,62       | 22,86      | 30,48      |
| 54          | 54                | 55              | ABC          | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 55          | 54                | 57              | ABC          | 106,68                 | 21,336     | 64,008     | 85,344     |
| 56          | 55                | 56              | ABC          | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 57          | 57                | 58              | B            | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 58          | 57                | 60              | ABC          | 228,6                  | 45,72      | 137,16     | 182,88     |
| 59          | 58                | 59              | B            | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 60          | 60                | 61              | ABC          | 167,64                 | 33,528     | 100,584    | 134,112    |
| 61          | 60                | 62              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 62          | 62                | 63              | ABC          | 53,34                  | 10,668     | 32,004     | 42,672     |
| 63          | 63                | 64              | ABC          | 106,68                 | 21,336     | 64,008     | 85,344     |
| 64          | 64                | 65              | ABC          | 129,54                 | 25,908     | 77,724     | 103,632    |
| 65          | 65                | 66              | ABC          | 99,06                  | 19,812     | 59,436     | 79,248     |
| 66          | 67                | 68              | A            | 60,96                  | 12,192     | 36,576     | 48,768     |
| 67          | 67                | 72              | ABC          | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 68          | 67                | 97              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 69          | 68                | 69              | A            | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 70          | 69                | 70              | A            | 99,06                  | 19,812     | 59,436     | 79,248     |
| 71          | 70                | 71              | A            | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 72          | 72                | 73              | C            | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 73          | 72                | 76              | ABC          | 60,96                  | 12,192     | 36,576     | 48,768     |

Tabela 14 – Parâmetros dos segmentos de linha.

| <b>Ramo</b> | <b>Nó inicial</b> | <b>Nó final</b> | <b>Fases</b> | <b>Comprimento (m)</b> | <b>20%</b> | <b>60%</b> | <b>80%</b> |
|-------------|-------------------|-----------------|--------------|------------------------|------------|------------|------------|
| 74          | 73                | 74              | C            | 106,68                 | 21,336     | 64,008     | 85,344     |
| 75          | 74                | 75              | C            | 121,92                 | 24,384     | 73,152     | 97,536     |
| 76          | 76                | 77              | ABC          | 121,92                 | 24,384     | 73,152     | 97,536     |
| 77          | 76                | 86              | ABC          | 213,36                 | 42,672     | 128,016    | 170,688    |
| 78          | 77                | 78              | ABC          | 30,48                  | 6,096      | 18,288     | 24,384     |
| 79          | 78                | 79              | ABC          | 68,58                  | 13,716     | 41,148     | 54,864     |
| 80          | 78                | 80              | ABC          | 144,78                 | 28,956     | 86,868     | 115,824    |
| 81          | 80                | 81              | ABC          | 144,78                 | 28,956     | 86,868     | 115,824    |
| 82          | 81                | 82              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 83          | 81                | 84              | C            | 205,74                 | 41,148     | 123,444    | 164,592    |
| 84          | 82                | 83              | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |
| 85          | 84                | 85              | C            | 144,78                 | 28,956     | 86,868     | 115,824    |
| 86          | 86                | 87              | ABC          | 137,16                 | 27,432     | 82,296     | 109,728    |
| 87          | 87                | 88              | A            | 53,34                  | 10,668     | 32,004     | 42,672     |
| 88          | 87                | 89              | ABC          | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 89          | 89                | 90              | B            | 68,58                  | 13,716     | 41,148     | 54,864     |
| 90          | 89                | 91              | ABC          | 68,58                  | 13,716     | 41,148     | 54,864     |
| 91          | 91                | 92              | C            | 91,44                  | 18,288     | 54,864     | 73,152     |
| 92          | 91                | 93              | ABC          | 68,58                  | 13,716     | 41,148     | 54,864     |
| 93          | 93                | 94              | A            | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 94          | 93                | 95              | ABC          | 91,44                  | 18,288     | 54,864     | 73,152     |
| 95          | 95                | 96              | B            | 60,96                  | 12,192     | 36,576     | 48,768     |
| 96          | 97                | 98              | ABC          | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 97          | 98                | 99              | ABC          | 167,64                 | 33,528     | 100,584    | 134,112    |
| 98          | 99                | 100             | ABC          | 91,44                  | 18,288     | 54,864     | 73,152     |
| 99          | 100               | 450             | ABC          | 243,84                 | 48,768     | 146,304    | 195,072    |
| 100         | 101               | 102             | C            | 68,58                  | 13,716     | 41,148     | 54,864     |
| 101         | 101               | 105             | ABC          | 83,82                  | 16,764     | 50,292     | 67,056     |
| 102         | 102               | 103             | C            | 99,06                  | 19,812     | 59,436     | 79,248     |
| 103         | 103               | 104             | C            | 213,36                 | 42,672     | 128,016    | 170,688    |
| 104         | 105               | 106             | B            | 68,58                  | 13,716     | 41,148     | 54,864     |
| 105         | 105               | 108             | ABC          | 99,06                  | 19,812     | 59,436     | 79,248     |
| 106         | 106               | 107             | B            | 175,26                 | 35,052     | 105,156    | 140,208    |
| 107         | 108               | 109             | A            | 137,16                 | 27,432     | 82,296     | 109,728    |
| 108         | 108               | 300             | ABC          | 304,8                  | 60,96      | 182,88     | 243,84     |
| 109         | 109               | 110             | A            | 91,44                  | 18,288     | 54,864     | 73,152     |
| 110         | 110               | 111             | A            | 175,26                 | 35,052     | 105,156    | 140,208    |
| 111         | 110               | 112             | A            | 38,1                   | 7,62       | 22,86      | 30,48      |

Tabela 14 – Parâmetros dos segmentos de linha.

| <b>Ramo</b> | <b>Nó inicial</b> | <b>Nó final</b> | <b>Fases</b> | <b>Comprimento (m)</b> | <b>20%</b> | <b>60%</b> | <b>80%</b> |
|-------------|-------------------|-----------------|--------------|------------------------|------------|------------|------------|
| 112         | 112               | 113             | A            | 160,02                 | 32,004     | 96,012     | 128,016    |
| 113         | 113               | 114             | A            | 99,06                  | 19,812     | 59,436     | 79,248     |
| 114         | 135               | 35              | ABC          | 114,3                  | 22,86      | 68,58      | 91,44      |
| 115         | 149               | 1               | ABC          | 121,92                 | 24,384     | 73,152     | 97,536     |
| 116         | 152               | 52              | ABC          | 121,92                 | 24,384     | 73,152     | 97,536     |
| 117         | 160               | 67              | ABC          | 106,68                 | 21,336     | 64,008     | 85,344     |
| 118         | 197               | 101             | ABC          | 76,2                   | 15,24      | 45,72      | 60,96      |

## **APÊNDICE B – MATRIZES DE IMPEDÂNCIA E ADMITÂNCIA DO SISTEMA IEEE 123 BARRAS**

Este apêndice apresenta as matrizes de impedância série e admitância shunt em coordenadas de fase usadas na modelagem das linhas do sistema teste IEEE 123 barras. As matrizes seguem as configurações de linha do *IEEE PES Distribution Test Feeders* e são dadas em ohms por milha (impedância série) e microsiemens por milha (admitância shunt).

## APÊNDICE A – MATRIZES DE IMPEDÂNCIA E ADMITÂNCIA DO SISTEMA IEEE 123 BARRAS

Este apêndice apresenta as matrizes de impedância série e de admitância shunt utilizadas na modelagem das linhas do sistema teste IEEE 123 barras nas simulações realizadas neste trabalho.

### A.1 CONFIGURAÇÃO 1

$$\mathbf{Z}^{(1)} = \begin{bmatrix} 0.4576 + j1.0780 & 0.1560 + j0.5017 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0.1560 + j0.5017 & 0.4666 + j1.0482 & 0.1580 + j0.4236 \\ 0.1535 + j0.3849 & 0.1580 + j0.4236 & 0.4615 + j1.0651 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (34)$$

$$\mathbf{Y}^{(1)} = \begin{bmatrix} 5.6765 & -1.8319 & -0.6982 \\ -1.8319 & 5.9809 & -1.1645 \\ -0.6982 & -1.1645 & 5.3971 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (35)$$

### A.2 CONFIGURAÇÃO 2

$$\mathbf{Z}^{(2)} = \begin{bmatrix} 0.4666 + j1.0482 & 0.1580 + j0.4236 & 0.1560 + j0.5017 \\ 0.1580 + j0.4236 & 0.4615 + j1.0651 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0.1560 + j0.5017 & 0.1535 + j0.3849 & 0.4576 + j1.0780 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (36)$$

$$\mathbf{Y}^{(2)} = \begin{bmatrix} 5.9809 & -1.1645 & -1.8319 \\ -1.1645 & 5.3971 & -0.6982 \\ -1.8319 & -0.6982 & 5.6765 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (37)$$

### A.3 CONFIGURAÇÃO 3

$$\mathbf{Z}^{(3)} = \begin{bmatrix} 0.4615 + j1.0651 & 0.1535 + j0.3849 & 0.1580 + j0.4236 \\ 0.1535 + j0.3849 & 0.4576 + j1.0780 & 0.1560 + j0.5017 \\ 0.1580 + j0.4236 & 0.1560 + j0.5017 & 0.4666 + j1.0482 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (38)$$

$$\mathbf{Y}^{(3)} = \begin{bmatrix} 5.3971 & -0.6982 & -1.1645 \\ -0.6982 & 5.6765 & -1.8319 \\ -1.1645 & -1.8319 & 5.9809 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (39)$$

## A.4 CONFIGURAÇÃO 4

$$\mathbf{Z}^{(4)} = \begin{bmatrix} 0.4615 + j1.0651 & 0.1580 + j0.4236 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0.1580 + j0.4236 & 0.4666 + j1.0482 & 0.1560 + j0.5017 \\ 0.1535 + j0.3849 & 0.1560 + j0.5017 & 0.4576 + j1.0780 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (40)$$

$$\mathbf{Y}^{(4)} = \begin{bmatrix} 5.3971 & -1.1645 & -0.6982 \\ -1.1645 & 5.9809 & -1.8319 \\ -0.6982 & -1.8319 & 5.6765 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (41)$$

## A.5 CONFIGURAÇÃO 5

$$\mathbf{Z}^{(5)} = \begin{bmatrix} 0.4666 + j1.0482 & 0.1560 + j0.5017 & 0.1580 + j0.4236 \\ 0.1560 + j0.5017 & 0.4576 + j1.0780 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0.1580 + j0.4236 & 0.1535 + j0.3849 & 0.4615 + j1.0651 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (42)$$

$$\mathbf{Y}^{(5)} = \begin{bmatrix} 5.9809 & -1.8319 & -1.1645 \\ -1.8319 & 5.6765 & -0.6982 \\ -1.1645 & -0.6982 & 5.3971 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (43)$$

## A.6 CONFIGURAÇÃO 6

$$\mathbf{Z}^{(6)} = \begin{bmatrix} 0.4576 + j1.0780 & 0.1535 + j0.3849 & 0.1560 + j0.5017 \\ 0.1535 + j0.3849 & 0.4615 + j1.0651 & 0.1580 + j0.4236 \\ 0.1560 + j0.5017 & 0.1580 + j0.4236 & 0.4666 + j1.0482 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (44)$$

$$\mathbf{Y}^{(6)} = \begin{bmatrix} 5.6765 & -0.6982 & -1.8319 \\ -0.6982 & 5.3971 & -1.1645 \\ -1.8319 & -1.1645 & 5.9809 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (45)$$

## A.7 CONFIGURAÇÃO 7

$$\mathbf{Z}^{(7)} = \begin{bmatrix} 0.4576 + j1.0780 & 0 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0.1535 + j0.3849 & 0 & 0.4615 + j1.0651 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (46)$$

$$\mathbf{Y}^{(7)} = \begin{bmatrix} 5.1154 & 0 & -1.0549 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1.0549 & 0 & 5.1704 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (47)$$

## A.8 CONFIGURAÇÃO 8

$$\mathbf{Z}^{(8)} = \begin{bmatrix} 0.4576 + j1.0780 & 0.1535 + j0.3849 & 0 \\ 0.1535 + j0.3849 & 0.4615 + j1.0651 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (48)$$

$$\mathbf{Y}^{(8)} = \begin{bmatrix} 5.1154 & -1.0549 & 0 \\ -1.0549 & 5.1704 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (49)$$

## A.9 CONFIGURAÇÃO 9

$$\mathbf{Z}^{(9)} = \begin{bmatrix} 1.3292 + j1.3475 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (50)$$

$$\mathbf{Y}^{(9)} = \begin{bmatrix} 4.5193 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (51)$$

## A.10 CONFIGURAÇÃO 10

$$\mathbf{Z}^{(10)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.3292 + j1.3475 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (52)$$

$$\mathbf{Y}^{(10)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4.5193 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (53)$$

## A.11 CONFIGURAÇÃO 11

$$\mathbf{Z}^{(11)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1.3292 + j1.3475 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (54)$$

$$\mathbf{Y}^{(11)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4.5193 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (55)$$

## A.12 CONFIGURAÇÃO 12

$$\mathbf{Z}^{(12)} = \begin{bmatrix} 1.5209 + j0.7521 & 0.5198 + j0.2775 & 0.4924 + j0.2157 \\ 0.5198 + j0.2775 & 1.5329 + j0.7162 & 0.5198 + j0.2775 \\ 0.4924 + j0.2157 & 0.5198 + j0.2775 & 1.5209 + j0.7521 \end{bmatrix} \quad [\Omega/\text{mile}] \quad (56)$$

$$\mathbf{Y}^{(12)} = \begin{bmatrix} 67.2242 & 0 & 0 \\ 0 & 67.2242 & 0 \\ 0 & 0 & 67.2242 \end{bmatrix} \quad [\mu\text{S}/\text{mile}] \quad (57)$$

# **Anexos**