

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Guilherme Yuji Kume**

**Estimação de Estado para Redução da Múltipla  
Localização de Falhas em Sistemas de Distribuição de  
Energia Elétrica**

São Carlos – SP  
2020



**Guilherme Yuji Kume**

**Estimação de Estado para Redução da Múltipla  
Localização de Faltas em Sistemas de Distribuição de  
Energia Elétrica**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos – SP

2020

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

K95e	Kume, Guilherme Yuji Estimação de Estado para Redução da Múltipla Localização de Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica / Guilherme Yuji Kume; orientador Eduardo Nobuhiro Asada. São Carlos, 2020.  Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2020.  1. Estimação de Estado. 2. Localização de Faltas. 3. Redução da Múltipla Estimação. 4. Sistemas de Distribuição. I. Título.
------	--

## FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **GUILHERME YUJI KUME**.

Título da dissertação: "Estimação de estado para redução da múltipla localização de faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica".

Data da defesa: 08/12/2020

### Comissão Julgadora

### Resultado

Prof. Associado **Eduardo Nobuhiro Asada**  
**(Orientador)**  
(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

APROVADO

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**  
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. **Madson Cortes de Almeida**  
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:  
Prof. Titular **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:  
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**



# AGRADECIMENTOS

---

---

Aos meus pais Luiza e Sergio Kume pelo apoio durante toda a trajetória e ao meu irmão Willian que sempre incentivou nas minhas decisões.

Aos professores Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior e Dr. João Bosco Augusto London Júnior, pelas contribuições na etapa da qualificação.

Ao meu orientador Dr. Eduardo Nobuhiro Asada, pelos ensinamentos, dedicação e orientação ao longo da pesquisa.

Aos velhos e novos amigos que fiz no Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica (LASEE) e no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), pelos momentos de descontração, pelos conhecimentos e pela disponibilidade em ajudar nos momentos oportunos.

A todos os amigos que fiz em São Carlos, especialmente ao grupo rolê errado, por ter proporcionado momentos de alegria e descontração.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro desta pesquisa (Processo nº 88882.328928/2019-01).



# RESUMO

GUILHERME, Y. K.. **Estimação de Estado para Redução da Múltipla Localização de Falhas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 109 p. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

O controle e a supervisão dos Sistemas de Distribuição (SDs) vêm sendo amplamente aprimorados devido ao aumento da complexidade na operação da rede, principalmente pela penetração da Geração Distribuída (GD). Porém, um dos desafios encontrado é a localização, de maneira rápida e precisa, das falhas na rede, de modo a não ultrapassar os limites relacionados aos indicadores de qualidade do serviço estabelecido pelos órgãos regulamentadores. Nesse contexto, esta pesquisa propõe uma metodologia para localização de falhas em SDs radiais. Para tanto, foi utilizada a localização do defeito por meio do cálculo da impedância aparente, técnica amplamente empregada no sistema de transmissão. Ademais, foi proposta uma melhoria na convergência do método, além redução da múltipla estimação intrínseca da metodologia. A mitigação do problema é realizada por meio do Estimador de Estado baseado em Correntes (EEC), em que as variáveis de estado são as correntes nos ramos e, por meio da avaliação dos resíduos normalizados das medidas, simulados a partir de cenários hipotéticos dos possíveis locais da falta, identifica-se o correto local. Os resultados foram avaliados em um sistema real com 135 barras e se mostraram promissores. As variações na resistência, distância e o tipo de falta não afetaram no desempenho do algoritmo. Já a alocação de medidores, bem como os testes de sensibilidade impactaram na precisão do algoritmo. Sendo assim, um conjunto de soluções foi apresentado, visando filtrar os possíveis locais do defeito, advindo do método da impedância. Para tanto, foi realizada uma classificação, por ordem de maior probabilidade de ocorrência da falta, a partir da métrica adotada. Dessa forma, a metodologia desenvolvida se mostrou promissora para ser aplicada em redes de distribuição com geradores distribuídos.

**Palavras-chave:** Estimação de Estado. Localização de Falhas. Redução da Múltipla Estimação. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.



# ABSTRACT

GUILHERME, Y. K.. **State Estimation for Reduce Multiple Fault Locations in the Electrical Distribution Systems**. 109 p. Master Dissertation – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2020.

Control and supervision of Distribution Systems (DSs) are improving due to the increased complexity of network operation, mainly by the penetration of Distributed Generation (DG). However, one of the challenges encountered is to quickly and accurately locate the network faults not to exceed the limits related to the quality of service indicator established by the regulatory agency. Therefore, this research proposes a fault location method for the distribution systems. The technique applied is impedance-based, widely used in transmission systems. Besides, an improvement in the technique's convergence and reduced the methodology's multiple estimations problem are performed. The problem is mitigated using the Current-Based State Estimator. The state variables are the currents in the branches. The correct fault location identification is through an evaluation of the measurements normalized residuals, simulated from hypothetical scenarios of the possible fault locations, the correct location of the fault. The results were evaluated for the real system with 135 buses and proved to be promising. Variations in resistance, distance, and the type of fault did not affect the algorithm's performance. The allocation of meters and sensitivity tests had an impact on the accuracy of the algorithm. Thus, based on the adopted metric, a classification was carried out to the highest probability of occurrence of the fault and, then, the identification of short-circuit location. Therefore, the developed methodology can be applied to distribution systems with particular characteristics.

**Keywords:** Distribution Systems. Fault Location. Reduction of Multiple Estimation. State Estimation.



# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

---

Figura 1 – Sistema de Distribuição radial . . . . .	26
Figura 2 – Modelo linear dos tipos de faltas . . . . .	27
Figura 3 – Classificação dos métodos de localização de falta . . . . .	28
Figura 4 – Falta genérica entre as barras S e R . . . . .	38
Figura 5 – Comportamento da diferença das distâncias de entrada e saída em função da distância estimada ao variar o local do curto-circuito em 25 % (0,225 km), 50 % (0,450 km), 75 % (0,675 km) e 99% (891 km) . . . . .	41
Figura 6 – Comportamento da diferença das distâncias de entrada e saída em função da distância estimada ao variar a resistência de falta . . . . .	42
Figura 7 – Comportamento da diferença das distâncias de entrada e saída em função da distância estimada ao variar o tipo de falta . . . . .	43
Figura 8 – Fluxograma para a busca local da falta . . . . .	44
Figura 9 – Exemplo ilustrativo de convergência da busca local . . . . .	45
Figura 10 – Processo de convergência do método de impedância proposto na presença de Gerações Distribuídas (GDs) . . . . .	47
Figura 11 – Representação da múltipla estimação do método baseado em impedância . . . . .	48
Figura 12 – Fluxograma das principais etapas da metodologia . . . . .	61
Figura 13 – Fluxograma das etapas a serem executadas em caso de múltiplas localizações . . . . .	63
Figura 14 – Exemplo de falta com múltiplas localizações no sistema de 33 barras . . . . .	64
Figura 15 – Exemplo da soma dos resíduos normalizados em uma falta com múltiplas localizações no sistema de 33 barras . . . . .	64
Figura 16 – Fluxograma do processo de comunicação entre o <i>software</i> OpenDSS e C++ . . . . .	67
Figura 17 – Sistema de 135 barras utilizado nas simulações . . . . .	69
Figura 18 – <i>Boxplot</i> das múltiplas localizações oriundas do método de impedância . . . . .	71
Figura 19 – Região de não detecção correta da falta para o Grupo 1 de medidas . . . . .	75
Figura 20 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas AT com 5 $\Omega$ de resistência aplicada a 25 % das linhas . . . . .	77
Figura 21 – Região de não detecção correta da falta para o Grupo 2 de medidas . . . . .	78
Figura 22 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas AT nas regiões de não detecção correta da falta . . . . .	79
Figura 23 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas AB nas regiões de não detecção correta da falta . . . . .	80

Figura 24 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas ABT nas regiões de não detecção correta da falta . . .	81
Figura 25 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas ABCT nas regiões de não detecção correta da falta . . .	82
Figura 26 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas AT nas regiões de não detecção correta da falta do Grupo 2 e 3 de medidas . . . . .	83
Figura 27 – Configuração do Grupo 3 de medidas que atingiu 100% de acerto . . . . .	84

# LISTA DE ALGORITMOS

---

---

Algoritmo 1 – Determinação da distância de falta proposto por Bahmanyar e Jamali (2017)	40
Algoritmo 2 – Cálculo da distância estimada em função da entrada . . . . .	40
Algoritmo 3 – Algoritmo geral de EESEP WLS . . . . .	52



# LISTA DE TABELAS

---

---

Tabela 1 – Conjunto de medidas utilizados para a execução do Estimador de Estado baseado em Correntes (EEC) em situação de falta . . . . .	70
Tabela 2 – Faltas aplicadas a 25 % de cada ramo . . . . .	72
Tabela 3 – Faltas aplicadas a 50 % de cada ramo . . . . .	73
Tabela 4 – Faltas aplicadas a 75 % de cada ramo . . . . .	73
Tabela 5 – Faltas aplicadas a 99 % de cada ramo . . . . .	74
Tabela 6 – Número de acertos variando o tipo, resistência e fração da linha de falta para o Grupo 1 de medidas . . . . .	74
Tabela 7 – Soma dos resíduos normalizados dos ramos candidatos para duas faltas AT aplicadas a 25 % da linha com 5 $\Omega$ . . . . .	75
Tabela 8 – Número de acertos variando a tipo, resistência e fração da linha de falta para o Grupo 2 de medidas . . . . .	76
Tabela 9 – Número de acertos variando a tipo, resistência e fração da linha de falta para o Grupo 4 de medidas . . . . .	84
Tabela 10 – Comportamento do EEC para falta AT, 25 % e 5 $\Omega$ no ramo 78 para medidas do tipo Phasor Measurement Unit (PMU) de tensão . . . . .	85
Tabela 11 – Comportamento do EEC para falta AT, 25 % e 5 $\Omega$ no ramo 78 para medidas do tipo módulo de tensão . . . . .	86
Tabela 12 – Comportamento do EEC para falta AT, 25 % e 5 $\Omega$ no ramo 78 para medidas do tipo PMU de corrente . . . . .	86
Tabela 13 – Comportamento do EEC para falta AT, 25 % e 5 $\Omega$ no ramo 78 para medidas do tipo módulo de corrente . . . . .	86
Tabela 14 – Erro do método de impedância para faltas aplicadas a 25 % das linhas, AT com 5 $\Omega$ . . . . .	87
Tabela 15 – Erro do método de impedância para faltas aplicadas a 50 % das linhas, AB com 25 $\Omega$ . . . . .	87
Tabela 16 – Erro do método de impedância para faltas aplicadas a 75 % das linhas, ABT com 50 $\Omega$ . . . . .	87
Tabela 17 – Erro do método de impedância para faltas aplicadas a 99 % das linhas, ABCT com 5 $\Omega$ . . . . .	87
Tabela 18 – Falta no ramo 87 para diferentes níveis de geração distribuída para aplicada a 25 % das linhas, do tipo AT com 5 $\Omega$ . . . . .	88
Tabela 19 – Taxa de acertos com inserção de ruídos nas medidas PMUs . . . . .	89

Tabela 20 – Ramos candidatos e a frequência de aparição nas simulações realizadas . . .	89
Tabela 21 – Ordem de acerto por número de ramos candidatos para ruídos nas medidas PMUs . . . . .	94
Tabela 22 – Número de ramos selecionados e a taxa de acerto para diferentes limiares considerando imprecisão nas medidas PMUs . . . . .	95
Tabela 23 – Taxa de acertos com inserção de ruídos nas medidas PMUs e nos dados de carga . . . . .	96
Tabela 24 – Ordem de acerto por número de ramos candidatos para ruídos nas medidas PMUs e nos dados de carga . . . . .	97
Tabela 25 – Número de ramos selecionados e a taxa de acerto para diferentes limiares considerando imprecisão nas medidas PMUs e nas informações pré-falta das cargas . . . . .	97
Tabela 26 – Dados das cargas nas barras do sistema de 135 barras . . . . .	108
Tabela 27 – Dados de linhas do sistema de 135 barras . . . . .	109

# LISTA DE SIGLAS

---

---

<b>ANEEL</b>	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
<b>COM</b>	<i>Component Object Model</i>
<b>EEC</b>	<i>Estimador de Estado baseado em Correntes</i>
<b>EESEP</b>	<i>Estimação de Estado em Sistema Elétrico de Potência</i>
<b>EG</b>	<i>Erro Grosseiro</i>
<b>EMS</b>	<i>Energy Management Systems</i>
<b>f.d.p.</b>	<i>função densidade de probabilidade</i>
<b>GD</b>	<i>Geração Distribuída</i>
<b>GPS</b>	<i>Global Positioning System</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<b>LMS</b>	<i>Least Median of Squares</i>
<b>OpenDSS</b>	<i>Open Distribution System Simulator</i>
<b>PMU</b>	<i>Phasor Measurement Unit</i>
<b>PSCAD</b>	<i>Power Systems Computer Aided Design</i>
<b>QEE</b>	<i>Qualidade da Energia Elétrica</i>
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<b>SD</b>	<i>Sistema de Distribuição</i>
<b>SEP</b>	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
<b>ST</b>	<i>Sistema de Transmissão</i>
<b>VDI</b>	<i>varredura direta-inversa</i>
<b>WLAV</b>	<i>Weighted Least Absolute Value</i>
<b>WLS</b>	<i>Weighted Least Squares</i>



# SUMÁRIO

---

---

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>21</b>
1.1	Estrutura do documento	23
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>25</b>
2.1	Características básicas do Sistema de Distribuição	25
2.2	Modelagem das faltas no Sistema de Distribuição	26
2.3	Técnicas para localização de faltas em Sistema de Distribuição	27
2.3.1	Métodos de localização de faltas baseados em impedância	28
2.3.2	Métodos baseados em medidas esparsas e uso da Estimação de Estado em Sistema Elétrico de Potência (EESEP)	32
2.4	Considerações finais	35
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	<b>37</b>
3.1	Método de impedância proposto para localização de faltas	37
3.1.1	Busca local da falta	38
3.1.1.1	Proposta para convergência da busca local	42
3.1.2	Busca global da falta	44
3.1.3	Inserção de geradores distribuídos no problema	46
3.1.4	O problema da múltipla localização	46
3.2	Aplicação da Estimação de Estado na localização de faltas	47
3.2.1	Estimação de Estado em Sistema de Distribuição	54
3.2.1.1	Medida de Fluxo de Potência	55
3.2.1.2	Medida de Injeção de Potência	56
3.2.1.3	Medida de Magnitude da Tensão	57
3.2.1.4	Medida de Magnitude da Corrente nos Ramos	58
3.2.1.5	Medida de Tensão Fasorial	59
3.2.1.6	Medida de Corrente Fasorial	59
3.3	Redução da Múltipla Localização com base na Estimação de Estado	60
3.4	Considerações finais	65
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>67</b>
4.1	Análise de desempenho do algoritmo	69
4.2	Simulação base	70
4.2.1	Método de impedância para localização de faltas	72

4.2.2	Influência do conjunto de medidas no processo de redução de múltiplas localizações . . . . .	73
4.2.3	Influência do tipo de medidas no processo de redução de múltiplas localizações . . . . .	85
4.2.4	Influência da GD na localização das faltas . . . . .	86
4.3	Análise de sensibilidade do algoritmo . . . . .	88
4.3.1	Influência da imprecisão dos medidores PMUs . . . . .	88
4.3.2	Influência da imprecisão nos dados de carga . . . . .	95
4.4	Considerações finais . . . . .	96
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>99</b>
5.1	Artigos desenvolvidos durante a pesquisa . . . . .	100
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>101</b>
	<b>APÊNDICE A DADOS DO SISTEMA TESTE UTILIZADO . . . . .</b>	<b>107</b>

---

# INTRODUÇÃO

---

Os problemas relacionados aos defeitos em Sistemas de Distribuição (SDs) são uma realidade em que as concessionárias estão constantemente buscando mitigar, dentre os quais se destaca a interrupção no fornecimento de energia elétrica. Diversas causas podem ser citadas como falhas de equipamentos, eventos naturais (descargas atmosféricas e enchentes, por exemplo) ou podem ser planejadas, como em situações de manutenção programada. Ainda, em média, mais de 80% das interrupções no fornecimento para os consumidores finais ocorrem devido às faltas no SDs (JAMALI; BAHMANYAR, 2016). Tal fator pode afetar diretamente os aspectos econômicos tanto das distribuidoras como dos consumidores conectados, o que leva a pesquisas nas áreas correlatas.

No contexto da Qualidade da Energia Elétrica (QEE), no Brasil, esta é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual categoriza os procedimentos relacionados à qualidade do produto, que está associado com a conformidade na amplitude e na forma de onda da tensão, e a qualidade do serviço, que se refere à continuidade do fornecimento de energia elétrica. Este último possui índices que devem ser atendidos pelas distribuidoras que, caso contrário, são penalizadas e devem compensar os consumidores atingidos. A quantificação e a avaliação desses indicadores estão divididas em atendimentos emergenciais, duração e a frequência das interrupções (ANEEL, 2017). Sabendo disso, o SD deve operar de maneira que garanta o menor número e tempo de interrupções, bem como atinja o menor número de consumidores.

Um dos eventos relacionados com a confiabilidade do SD é a falta de energia, que a sua principal causa está relacionada com curtos-circuitos na rede. Na filosofia de operação e manutenção tradicional, na ocorrência de uma falta, aciona o sistema de proteção. Este, geralmente acarreta na atuação de um fusível, de um religador ou disjuntor da subestação. Contudo, após isolar a área com o defeito, deve-se identificar o local para que seja efetuada a manutenção corretiva. Essa localização, frequentemente é dependente de contatos telefônicos de

consumidores e a inspeção visual da equipe de manutenção nas áreas candidatas. Dessa forma, tal relação pode elevar a duração da interrupção a um patamar indesejado, ou seja, desviar dos índices de continuidade de fornecimento de energia.

Com isso, diversas técnicas de localização de falta são desenvolvidas, em que o objetivo é a identificação do defeito de maneira mais precisa possível. Um dos métodos aplicado amplamente no Sistema de Transmissão (ST), se baseia no cálculo de uma impedância aparente a partir da medição em um dos terminais da linha e dos seus parâmetros que reflete em uma distância partindo do desenvolvimento analítico do problema. Contudo, quando aplicado no SD, caso haja apenas medidas na subestação (situação mais convencional), pode-se encontrar problemas no método, como a aparição de várias soluções, denominada como múltiplas estimações do ponto de falta. Outras ferramentas são encontradas na literatura, como técnicas baseadas em ondas viajantes; em componentes de alta frequência; baseada em medidas esparsas; e metodologias que utilizam inteligência artificial (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOLOWSKI, 2010).

Ainda, com o desenvolvimento do SD, motivado pelo uso da capacidade máxima das linhas e a preocupação em manter a operação segura, as redes, paulatinamente, passam a necessitar de monitoramento em tempo-real. Além disso, com a inserção cada vez maior da GD, o SD começa a se comportar de maneira mais dinâmica, com a bidirecionalidade do fluxo de potência e a intermitência das gerações nas cargas (HUANG; LU; LO, 2015). Outro fator relevante é a integração da filosofia de *Smart Grids* em SD na qual uma das concepções aceitas está na capacidade de comunicação e controle automático da rede (DUGAN *et al.*, 2010).

Para auxiliar na tomada de decisão dos SDs a Estimação de Estado em Sistema Elétrico de Potência (EESSEP) passou a ser utilizada como ferramenta para determinar o estado da rede com as informações disponíveis, como medidores instalados no sistema, dados históricos e previsões de cargas. Infraestruturas como *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), que são sistemas de monitoramento, usualmente disponibilizam medidas de tensão, corrente e fluxo de potência na subestação. Junto a isso, a utilização de medidores mais avançados como PMUs, que realizam medições sincronizadas por *Global Positioning System* (GPS) a uma taxa típica de 30 medidas/s, oferecem a possibilidade de se obter informações da rede, bem como a sua dinâmica (HUANG *et al.*, 2012).

Nesse sentido, aliado à necessidade da rápida restauração, após a atuação do sistema de proteção devido à ocorrência de falta, esta pesquisa tem o propósito de apresentar a etapa complementar do processo, a localização do defeito. Para isso, junto com a metodologia baseada no cálculo de impedância, o algoritmo de EESSEP adaptado para o SD foi utilizado para essa finalidade. O intuito é utilizar uma quantidade limitada de medidores espalhados pela rede e mitigar o problema de múltipla estimativa obtida da etapa anterior. Para avaliar o algoritmo desenvolvido, foi submetido a variações de resistência de falta, bem como do tipo, testes em diferentes sistemas e a incertezas nas informações das cargas de modo a verificar o desempenho da metodologia.

Para a implementação do algoritmo proposto optou-se por utilizar a linguagem C++. Ainda, foi realizada a comunicação com o *Software Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) por meio da interface COM, disponibilizada pelo programa. A ferramenta foi utilizada para simular as faltas no sistema e disponibilizar as informações de entrada para o algoritmo de localização de faltas.

## 1.1 Estrutura do documento

O documento está organizado em quatro capítulos além da parte introdutória e estão sumarizados a seguir:

- Capítulo 2: Nesse capítulo são apresentadas as características de uma rede de distribuição tradicional, seguindo com a modelagem das faltas que geralmente são empregadas. Por fim, uma revisão da literatura em relação às técnicas de localização de faltas é realizada. São discutidas desde os métodos convencionais, como baseado em impedância, e os que utilizam o conceito de *Smart Grid*.
- Capítulo 3: O capítulo apresenta a metodologia proposta, abordando o problema da múltipla estimação das técnicas tradicionais de localização de falta utilizando impedância aparente vista da subestação, a integração do algoritmo de estimação de estado para reduzir tal fator e, posteriormente, a localização do defeito.
- Capítulo 4: Esse capítulo tem o objetivo de apresentar os estudos da metodologia proposta e verificar o desempenho frente às características que as faltas podem assumir. Ainda, são realizados testes de sensibilidade em que diversos cenários são criados.
- Capítulo 5: Por fim, nesse capítulo são relatadas as principais conclusões, as contribuições e trabalhos futuros no tema abordado.



---

## REFERENCIAL TEÓRICO

---

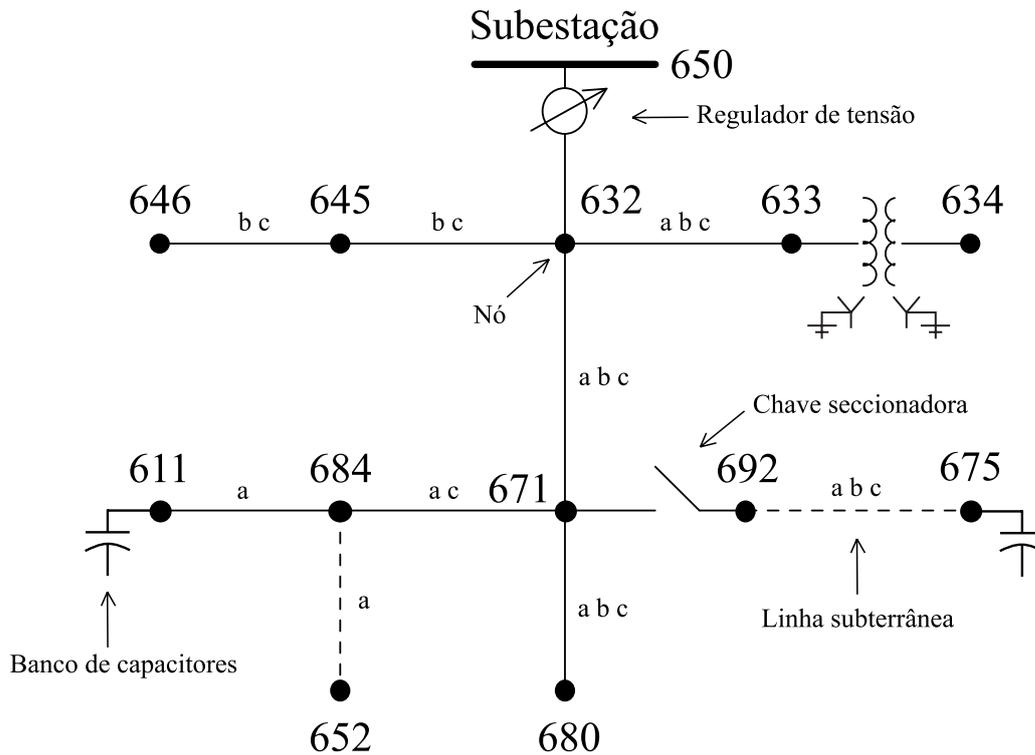
Antes de apresentar os métodos utilizados na literatura para localização de falta, o capítulo se inicia relatando as principais características de um SD, seguida da modelagem de faltas que geralmente são utilizadas nos trabalhos encontrados. Ademais, são mostrados algumas contribuições nessa área, utilizando, principalmente, metodologias que fazem o uso de medidas esparsas e na frequência fundamental, além das técnicas que se baseiam no cálculo de impedância vista da subestação.

### 2.1 Características básicas do Sistema de Distribuição

De acordo com Kersting (2012), o SD radial convencional possui apenas um caminho de fluxo de potência, originando da subestação e terminando nas cargas (consumidores), podendo ainda, haver mais de um alimentador (subestações). Os principais componentes são apresentados a seguir e ilustrados na Figura 1:

- fornecimento trifásico no alimentador principal;
- presença de ramos laterais trifásicos, bifásicos e monofásicos;
- reguladores de tensão;
- transformadores entre linhas;
- banco de capacitores;
- transformador de distribuição;
- cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas;
- geralmente, a linha possui relação alta de  $r/x$ .

Figura 1 – Sistema de Distribuição radial



Fonte: Adaptada de Kersting (2001).

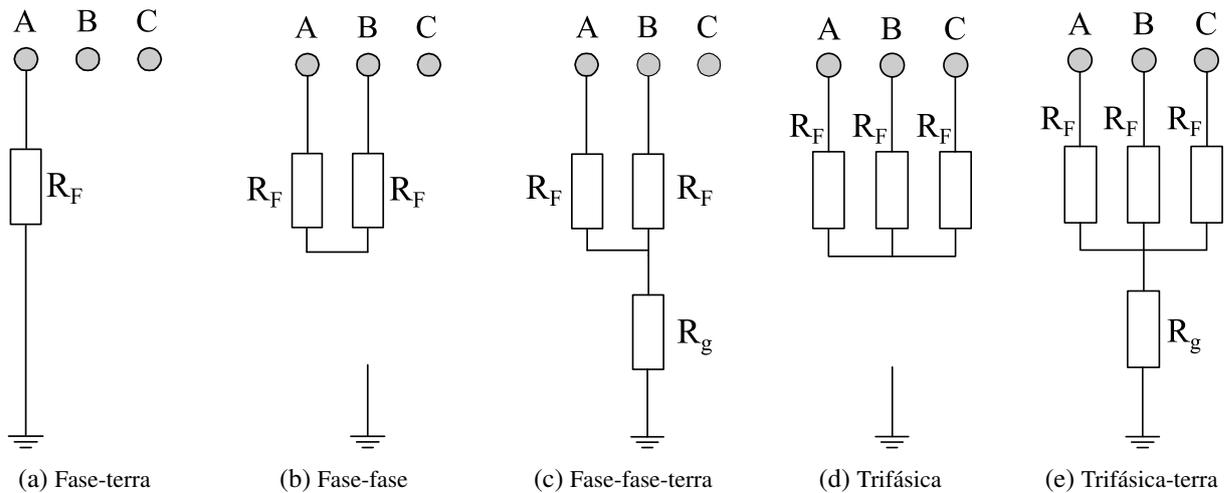
O SD possui características desbalanceadas, uma vez que as cargas conectadas ao longo da rede podem ser monofásicas ou bifásicas. Outro aspecto relacionado é a assimetria das linhas, pois os condutores não são transpostos, como ocorre nas linhas de transmissão. Além disso, geralmente, a rede opera apenas com medidas na subestação. Devido a esses perfis do SD as técnicas de resolução de fluxo de potência e estudos de curtos-circuitos usualmente aplicadas no ST devem ser adaptados para essa realidade.

## 2.2 Modelagem das faltas no Sistema de Distribuição

Uma informação usual do algoritmo de localização de faltas é o tipo de falta, ou seja, quantas fases estão envolvidas no evento, podendo ser classificados como fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra, trifásica e trifásica-terra. Geralmente, o modelo linear das faltas é a mais empregada pelos métodos, pois considera-se apenas faltas de baixa impedância. (SAHA; IZYKOWSKI; ROSOŁOWSKI, 2010). A Figura 2 mostra tal representação.

Ademais, na maioria dos casos, considera-se que no modelo linear e as resistências de falta, representadas por  $R_F$ , assumem valores iguais quando há o envolvimento de duas ou mais fases. Já a resistência que conecta para a terra, em situações de falta que há o envolvimento de duas ou mais fase e a terra, é representada por  $R_g$ . Em relação aos valores, tipicamente, a resistência entre as fases são pequenas, não ultrapassando valores de  $0,5 \Omega$  (SAHA; IZYKOWSKI;

Figura 2 – Modelo linear dos tipos de faltas



Fonte: Adaptada de Saha, Izykowski e Rosolowski (2010).

ROSOLOWSKI, 2010). Por outro lado, para as resistências envolvendo a terra, nos trabalhos relacionados, normalmente, adotam-se valores entre 0 e 50  $\Omega$ .

## 2.3 Técnicas para localização de faltas em Sistema de Distribuição

Na ocorrência de falhas no SD, o sistema de proteção atua para isolar a área afetada. Com isso, é necessário a identificação e localização do defeito, manutenção e a restauração do sistema, de modo a garantir que os índices de qualidade de serviço estejam dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL.

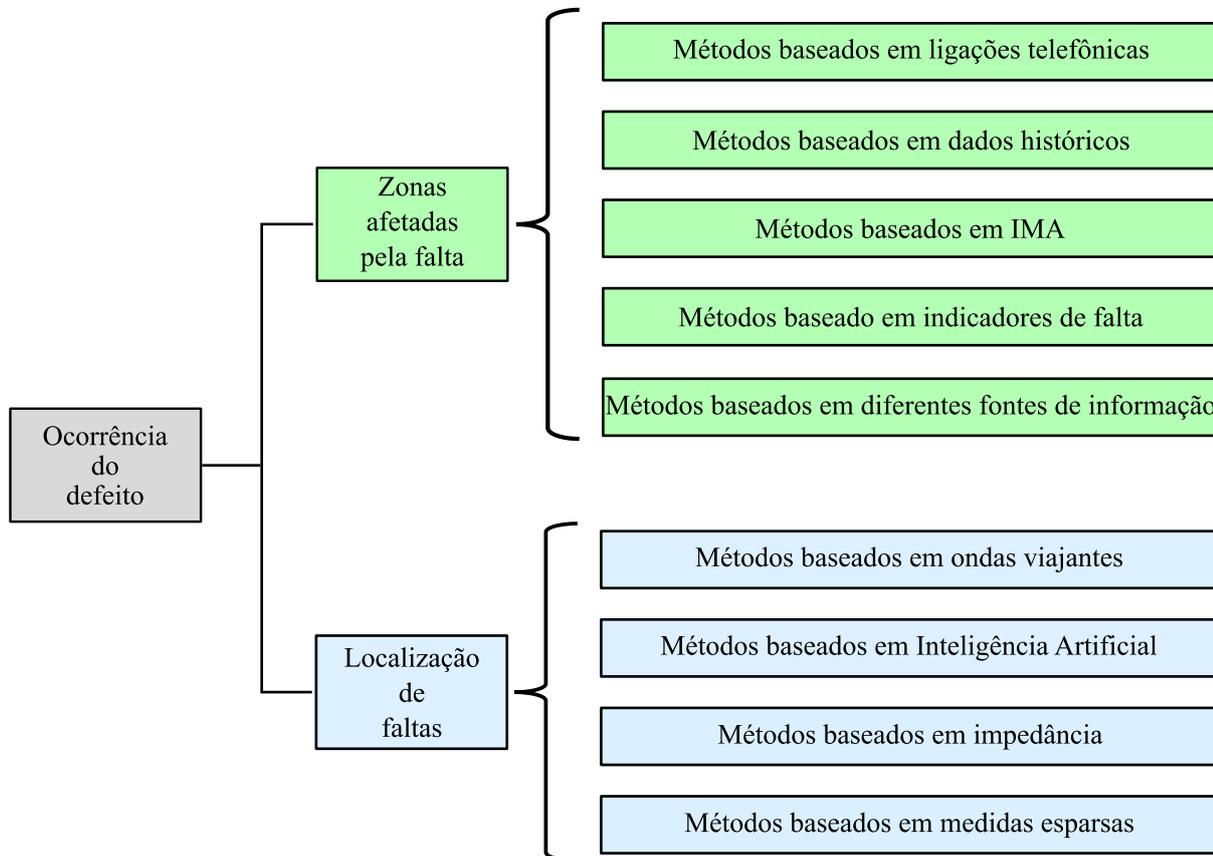
Diante disso, para mitigar o tempo de restabelecimento, são encontrados na literatura diversas técnicas que auxiliam na localização da falta, as quais podem ser divididas em dois grupos: métodos que identificam as zonas sem o abastecimento de energia e os métodos de localização exata da falta, que são evidenciados na Figura 3. Nesta subseção serão apresentados alguns trabalhos encontrados na literatura relacionada de acordo com essa classificação.

Vale ressaltar que, de maneira geral, as informações de entrada para os métodos listados na Figura 3 podem ter natureza elétrica, como sinais de indicadores de falta, informações do sistema SCADA e dados de medidores inteligentes, bem como dados da rede, como a topologia, parâmetros de linha e perfil das cargas. Além disso, podem ter outras origens como ligações de consumidores afetados, dados históricos de eventos de falta, informações da previsão de tempo e imagens de satélites. (BAHMANYAR *et al.*, 2017).

Dentro deste contexto, esta pesquisa se enquadra na localização de faltas, dentro dos métodos baseados em medidas esparsas e utilizando técnicas de estimação de estado junto com a

categoria do cálculo de impedâncias. Por esse motivo, será dado o enfoque nos trabalhos que englobam essas categorias.

Figura 3 – Classificação dos métodos de localização de falta



Fonte: Adaptada de Bahmanyar *et al.* (2017).

### 2.3.1 Métodos de localização de faltas baseados em impedância

Tradicionalmente, o método da impedância é utilizado no ST para encontrar a falta em uma linha. Para tanto, utilizam-se medidas de tensão e corrente na frequência fundamental em uma das extremidades e, com isso, é possível determinar a distância até o ponto do defeito com os parâmetros da linha, pois é possível calcular a impedância até o local de falta. Para mitigar os efeitos das cargas é considerada a corrente pré-falta nos cálculos, já a resistência de falta, por ser uma variável desconhecida, é simplificada da equação utilizando apenas a parcela imaginária das grandezas elétricas. Em casos de assimetria em linhas de transmissão, as impedâncias mútuas são inseridas de acordo com o tipo de falta (TAKAGI *et al.*, 1982).

O uso dessa técnica em SD deve ser ajustado, pois as características radiais e a presença de ramos laterais faz com que o cálculo da reatância, por meio das medições de tensão e corrente apenas na subestação, resultem em problemas de múltipla localização.

Em Girgis, Fallon e Lubkeman (1993) foi proposta uma metodologia baseada no cálculo

de impedância aparente a partir de um ponto de medição que obtém as tensões e correntes durante a falta. A distância do ponto de defeito é estimada por meio de um algoritmo recursivo utilizando componentes de sequência. Ainda, a impedância aparente é calculada de maneira distinta para cada tipo de falta e, devido à incerteza da resistência de falta, uma corrente de compensação é considerada. Para a avaliação dos resultados foram consideradas as características de um SD como a assimetria das linhas, presença de ramos laterais e as distribuições das cargas, além de utilizar um sistema rural.

Zhu, Lubkeman e Girgis (1997) desenvolveram um método analítico, em componentes de fase, e utilizaram um algoritmo iterativo para determinar a distância da falta. Para inicializar o processo, as informações pré-falta foram inseridas como parâmetro. Foram considerados ainda as incertezas relacionadas aos modelos do sistema, das medidas e grandezas estimadas. Para contornar tal problema, após a determinação do local da falta, foi considerada uma região ao redor que, para a determinação, foi baseado em modelagem probabilística das incertezas com linearização das equações utilizadas para o cálculo da distância da falta. Além disso, para solucionar o problema da múltipla localização, uma abordagem heurística foi desenvolvida para encontrar o local do curto-circuito baseado na atuação do sistema de proteção e do comportamento das cargas antes e depois do evento.

A abordagem feita em Lee *et al.* (2004) para a localização de todos os ramos candidatos foi similar ao relatado no trabalho de Zhu, Lubkeman e Girgis (1997), apresentando o desenvolvimento em componentes de fase e utilizando correntes pré-falta das cargas para inicializar o algoritmo. No entanto, para solucionar o problema da múltipla localização, foi desenvolvida uma metodologia baseada na forma de onda dos dispositivos de proteção como os religadores. Quando há coordenação no sistema de proteção, com um religador e um fusível, por exemplo, é possível identificar, se a falta está a jusante ou a montante do fusível baseado na quantidade de atuação rápida e lenta do religador. Caso necessário, a tomada de decisão pode ser auxiliada pela comparação das cargas interrompidas com as cargas ainda ligada no sistema. Foi constatado que quando as cargas são modeladas como impedância constante e tais parâmetros são considerados conhecidos, os erros associados à localização da falta variaram entre 0,6 % e 0,85 %, tendo um aumento à medida que a resistência de falta se eleva. Foi avaliado ainda a variação das informações das cargas, introduzindo um erro de 30 %, no entanto, o erro de localização não ultrapassou 2,7 %. Os resultados para outras modelagens das cargas também se mostraram com um bom desempenho. Vale ressaltar que a formulação desenvolvida permite apenas a localização de faltas monofásicas.

Em Salim *et al.* (2009) foi apresentada a formulação para outros tipos de falta, como as fase-fase, fase-fase-terra e as faltas trifásicas, utilizando a mesma abordagem de Lee *et al.* (2004). Sendo assim, a identificação do tipo de falta é necessária para que a correta equação seja usada no cálculo da distância de falta. As características particulares do SD como desbalanço entre as fases, por conta da presença de ramos monofásicos e bifásicos, variação do perfil da

carga e a presença de assimetria as linhas foram consideradas. Já em relação à presença de ramos laterais, o método realiza equivalentes do sistema para cada caminho que o fluxo de potência pode percorrer, determinando, assim, o número de possibilidades. Ainda, foi proposto uma metodologia para atualizar o perfil de carga, modeladas como impedância constante, devido à mudança no comportamento ao longo do dia. O algoritmo para localização de falta soluciona de maneira iterativa e determina a distância a partir da subestação para todas as possibilidades de caminhos que foram encontradas.

A contribuição do trabalho de Filomena *et al.* (2009) foi inserir a característica *shunt* das linhas em SD no problema de localização de faltas, além de desenvolver um algoritmo iterativo para estimar tal parâmetro obedecendo a restrição do modelo  $\pi$ . A razão para tal característica ser considerada no problema foi o uso de sistemas não aterrados, de modo que a componente capacitiva apareça de maneira significativa nas linhas, devido às características dos cabos. A abordagem apresentada, no entanto, foi apenas para faltas fase-terra e trifásicas, tendo uma formulação para cada tipo, assim como ocorreu nos trabalhos de Salim *et al.* (2009).

Uma formulação analítica para a localização de faltas é apresentada em Choi *et al.* (2004) baseada em lema da inversão de matrizes (identidade de Woodbury), chegando em uma função de segundo grau para a encontrar a distância de falta em uma dada linha. Nesta abordagem, os resultados são mostrados para diferentes resistências de falta, no entanto, apenas para faltas fase-terra e trifásica. Como extensão desse trabalho, em Choi *et al.* (2007), a formulação para faltas fase-fase foi desenvolvida. Ainda, no trabalho foi avaliado as incertezas das cargas, o qual se mostrou robusto para as variações das informações das cargas.

No trabalho de Salim, Salim e Bretas (2011) foi apresentada uma abordagem analítica do problema de localização de faltas a partir de modificações da formulação apresentada em Choi *et al.* (2004). Para tanto, foi considerando, como um diferencial, a capacitância das linhas. As mesmas condições de falta foram aplicadas nos dois trabalhos e, quando o elemento *shunt* da linha foi considerado, houve melhorias nos resultados.

Já no trabalho de Dashti *et al.* (2018) é proposto um método baseado em impedância considerando a rede de distribuição com quatro fios. O modelo  $\pi$  da linha foi utilizado para cada seção do sistema. Partindo da análise das leis de Kirchhoff chega-se a funções do segundo grau para determinar a distância até o defeito, tais equações são alteradas de acordo com o número de fases atingidas e o envolvimento da terra e, além disso, depende apenas da tensão e corrente da subestação. O algoritmo se inicializa detectando o tipo da falta utilizando informações do relé instalado no início do alimentador. Em seguida uma carga equivalente é localizada no final de cada seção, além de determinar a corrente e tensão no início desses ramos. Considera-se que as correntes das cargas no instante pré e durante a falta são iguais. Posteriormente, calcula-se a corrente de falta subtraindo tal grandeza do alimentador pelas correntes dos ramos laterais. O cálculo da distância é realizado utilizando as funções do segundo grau. Caso haja solução, o algoritmo para, se não, determina-se o ponto de falta e atualiza-se a corrente de falta.

Em Dashti, Ghasemi e Daisy (2018) é apresentada uma metodologia baseada em impedância, porém, considera-se presença de geração fotovoltaica. O desenvolvimento das equações é feito de maneira analítica e chega-se a uma função de segundo grau, considerando as tensões registradas nos geradores distribuídos. A função depende apenas das tensões e correntes das fontes, logo, para o propósito, a dinâmica do modelo dos geradores fotovoltaicos são negligenciados. O modelo  $\pi$  é usado para as linhas. O algoritmo foi avaliado em um sistema real e as faltas foram aplicadas alterando o tipo e a sua resistência. Os resultados foram satisfatórios não superando 2% de erro na distância estimada.

Em Bahmanyar e Jamali (2017) é apresentada uma formulação única, independentemente do tipo de falta, para calcular a distância a ser estimada. Nesta abordagem, um algoritmo iterativo é desenvolvido e, diferente dos trabalhos anteriormente apresentado, a informação pré falta não é inserida. Uma distância é inicializada e, após o processamento dos dados, uma distância de saída é obtida e o algoritmo é realimentada com essa informação. O algoritmo é executado até atingir uma convergência entre a distância de saída e entrada. Além disso, a inserção de geradores distribuídos foi considerada, com medições nas barras conectadas.

A partir da revisão bibliográfica realizada foram selecionados trabalhos que apresentaram semelhanças, que são apontadas a seguir, nas abordagens da localização de faltas por meio da impedância aparente:

- Quanto ao tipo de solução adotada: Equações baseada em fluxo de potência;
- Quanto ao tratamento das grandezas: Foram utilizados componentes na frequência fundamental;
- Quanto ao sistema de medição: apenas na barra da subestação, exceto nas abordagens em que GDs são consideradas.

Por outro lado, existem características distintas nos trabalhos mencionados que são apontadas a seguir:

- Os modelos das cargas, em alguns trabalhos são adotadas impedância constante e, em outros, são determinadas em função da tensão aplicada;
- São considerados modelos simplificados ou  $\pi$  das linhas;
- Quanto aos algoritmos:

Analíticos, em que são apresentadas equações polinomiais para a determinação da distância de falta;

Iterativos, nas quais as equações para determinar a distância de falta depende do tipo da falta;

Iterativo, porém, utilizando apenas uma equação para todos os tipos de falta.

- Utilização de informações pré-falta das cargas ou não.

### **2.3.2 Métodos baseados em medidas esparsas e uso da Estimação de Estado em Sistema Elétrico de Potência (EESEP)**

Apesar de existirem inúmeros trabalhos relacionados com localização de faltas utilizando medidas esparsas, nessa subseção, o enfoque foi dado em trabalhos que utilizam algoritmos de Estimação de Estado Estático. Metodologias aplicadas em ST podem ser encontrados na literatura, como os trabalhos de Öner e Göl (2016), Cruz, Almeida e Júnior (2016) e Ghaedi e Golshan (2021). Técnicas utilizando estimadores dinâmicos também são verificados como em Liu *et al.* (2017).

Jamali e Bahmanyar (2016) propuseram um método que possui como informações de entrada: tipo de falta; dados do sistema como parâmetro e comprimento das linhas, topologia da rede e local das cargas; demanda estimada das cargas baseadas em previsões (pseudo-medidas); tensões sincronizadas de medidores presentes ao longo do SD, além da subestação; outras informações de medidores não sincronizadas são inseridas na metodologia para aumentar a precisão na identificação de zonas de falta. Após a detecção da falta, o algoritmo executa, inicialmente, o processamento de Erros Grosseiros (EGs) e as medidas portadoras de tais erros são eliminadas, por meio da técnica do máximo resíduo normalizado. Posteriormente, é identificada a zona com a falta através de informações advindas de indicadores de falta, religadores e seccionadores, por exemplo. Em seguida, realiza-se uma classificação (*ranking*) dos nós, com a maior possibilidade de defeito, baseado em um índice calculado a partir da inversa da soma dos resíduos normalizados quando aplicada uma falta hipotética em todas as barras do sistema de maneira iterativa. Por fim, a partir da tensão e corrente estimadas da barra com maior suspeita, e com os parâmetros da linha, é calculada a distância até o ponto de falta. Foram testados para diversos tipos e resistências de falta, variações nas pseudo-medidas e a inclusão de medidas com EGs.

No trabalho de Jamali, Bahmanyar e Bompard (2017) é utilizado algoritmo de EESEP para a rede de distribuição. São considerados como dados de entrada a topologia do SD, pseudo-medidas das cargas e medidas de tensão fasorial em algumas barras. Outra suposição adotada é que as faltas são aplicadas apenas nas barras e, além disso, as cargas são modeladas como impedância constante. Em relação ao algoritmo, o estimador de estado é executado de maneira recursiva alterando o peso das pseudo-medidas para valores pequenos, de modo que no momento em que o nó do defeito é verificado haja uma influência no resultado. Nessa situação, a interferência dessa barra é retirada e, com isso, verifica-se que os erros normalizados são menores em relação a outras situações. O algoritmo finaliza após os pesos das pseudo-medidas de todas as barras serem alteradas. Foram realizadas análises em relação à variação na precisão nos dados da carga e das medidas, efeito da localização e quantidades de medidores conectados e nas variações do tipo e resistência de falta. O algoritmo não necessita identificar o tipo de falta e foram obtidos resultados similares para resistências de falta variando de 0 a 50  $\Omega$ , por outro lado, há uma sensibilidade maior em relação às imprecisões nas informações de entrada.

Já Pignati *et al.* (2017) utilizam a EESEP linearizado. Isso é possível, pois utilizam-se apenas tensões advindas de PMU o que deixa o problema linear. O trabalho assume que os parâmetros das linhas e a topologia da rede e a covariância dos resíduos das medidas são conhecidos, todas as barras possuem PMUs e não há presença de EGs nas medidas. O algoritmo se inicia com a detecção da falta por meio da análise da soma dos resíduos normalizados após a execução do EESEP. A característica do resíduo normalizado, para essa situação, é se elevar em relação à operação normal do SD. Para identificar a linha da falta uma barra virtual é alocada no meio dos ramos, posteriormente, executa-se o estimador e a situação em que apresentar a menor soma do resíduo normalizado é o ramo sob falta. Na análise de performance do algoritmo foi introduzido pequenos ruídos nas medidas, variaram-se as resistências de falta em três valores (1, 100 e 1000  $\Omega$ ) e o seu tipo, sistema operando com o neutro aterrado e não aterrado e a presença de geradores distribuídos. De modo geral, a proposta é robusta em relação aos ruídos e a presença de geradores distribuídos não influencia nos resultados.

Usman e Faruque (2018), por sua vez, desenvolveram uma metodologia utilizando EESEP e dispõem de medidas PMU limitadas, porém, ao invés de utilizar as informações pré-falta das cargas para garantir a observabilidade do sistema, desconsideram-se as influências das cargas, assumindo que as correntes de faltas são muito maiores. Além disso, há presença de geração fotovoltaica modelada como fonte de corrente constante. O algoritmo se inicia após a detecção da falta e assume-se que a corrente de falta é a soma de todas as contribuições possíveis, no caso, a subestação e os geradores distribuídos. A EESEP é executado, de maneira iterativa, assumindo uma falta hipotética nas barras. Para identificar o local da falta é avaliada a norma euclidiana do resíduo das medidas, em que o menor valor indica a melhor estimação, conseqüentemente, o local da falta. Para avaliar o algoritmo foi realizado testes em simuladores de tempo-real digital. Os autores mostraram resultados precisos, porém, foram aplicadas apenas faltas francas e não apresentaram uma análise do método em relação à variação da resistência de falta.

O trabalho de Zhang, Wang e Khodayar (2020) utilizou uma abordagem de grafos e EEC para a localização da falta. O SD é dividido em vários conjuntos que são representados em forma de grafos que compreendem os nós e os ramos entre dois medidores PMUs. A ideia apresentada no trabalho é identificar o grupo em que a falta ocorreu por meio da métrica dos resíduos das medidas ponderadas, ou seja, o grupo do ramo que apresentou a maior métrica é selecionada para realizar a busca da falta. Após a seleção do subgrafo, a identificação da linha com o defeito é identificada. De maneira similar ao passo anterior, a mesma métrica é utilizada para a localização da falta, no entanto, a busca é realizada em uma parte do sistema. Diversos testes foram realizados como a avaliação do impacto da impedância de falta e mostrou uma queda na precisão da localização em função do aumento dessa resistência, chegando a um acerto de 88 % quando uma resistência de 1000  $\Omega$  foi considerada. Em relação aos erros nas medidas, mesmo com erro de 50 % nas pseudo-medidas das cargas o método foi capaz de identificar 94,42 % dos casos. Foi avaliado ainda erros paramétricos das linhas e o algoritmo continuou

com alta precisão.

Em Gholami *et al.* (2020) foi utilizado o estimador de estado linear, tendo as tensões como variável de estado e na forma retangular. Para o sistema de medição, foi considerado o uso de PMUs. Já em relação a topologia, foi adotado tanto a característica radial quanto a malhada com inserção de GDs. As cargas foram modeladas como ZIP e impedância constante e as suas potências são atualizadas a cada iteração do processo de estimação de estado, partindo do estado pré-falta. Para a localização de falta, inicialmente, o SD é dividido em zonas de acordo com a topologia e aspectos geográficos. Em seguida, o algoritmo de EESEP é executado, considerando uma falta hipotética nas barras que fazem fronteira com as zonas. Para encontrar a zona em que a falta se localiza, foi adotado a soma dos resíduos das medidas como um indicador. O menor índice encontrado significa que a falta está próxima daquela zona. Essa abordagem da identificação da área é realizada para diminuir o processamento computacional, uma vez que não há necessidade de simular uma falta hipotética para cada barra, como ocorreu em outros trabalhos. Para topologia malhada, diferente da radial, a queda de tensão se comporta de maneira diferente, sendo assim, os autores definiram como parâmetro de identificação a soma dos resíduos apenas das medidas relacionadas com as barras em que as faltas hipotéticas foram alocadas. Após encontrar a zona, identifica-se a barra com o defeito. Para tanto, o mesmo índice é calculado para todas as barras pertencentes à zona selecionada. Por fim, para localizar o ramo da falta, o estimador para a localização de faltas é executado para uma determinada distância, a partir da barra escolhida, para todas as linhas conectadas ao nó e, menor índice, determina o local da falta. Para a avaliação do método foi considerado ruídos nas medidas, diferentes tipos e resistência de falta. Embora o método se mostrar com alta precisão, foi observado que há uma queda na performance quando a topologia é radial e as faltas ocorrem em pontos distantes da subestação. Além disso, foi constatado que o tempo de execução foi otimizada com a abordagem apresentada.

Conforme visto nos trabalhos apresentados a EESEP, além de determinar o estado do sistema, pode ser uma ferramenta adaptada para auxiliar a localização de faltas. Devido ao uso cada vez maior de medidores para aprimorar o monitoramento do SD é necessário processar todas as informações e os estimadores de estado podem ser uma opção. Dentre as técnicas abordadas, o uso de processamento de erros, por meio da análise dos resíduos das medidas, é comum para a localização da falta. Por outro lado, as informações de carga que são inseridas no algoritmo podem variar, e podem ser divididas em três abordagens: negligenciar a influência das cargas, considerando que o impacto da falta é muito maior; utilizar as informações pré-falta; atualizar a carga de acordo com a falta hipotética aplicada nos ramos. O uso de diferentes estimadores pode ser verificado, dentre os quais destacam-se os que usam a tensão ou corrente como variáveis de estado, tanto na forma retangular quanto na polar, além do uso de estimadores lineares.

## 2.4 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados alguns trabalhos que propõem soluções para a localização de faltas em SD utilizando método de impedância e o uso de estimação de estado estático. As desvantagens de cada método abordado foram apresentadas e, nesta pesquisa, uma solução foi proposta para minimizar alguns problemas identificados. Quando o método de impedância é adotado, devido à natureza radial do sistema, várias soluções são apresentadas. Já quando são usados métodos baseados no algoritmo de EESEP, a busca da falta é realizada por meio de simulações sucessivas, supondo que o defeito esteja em pontos do sistema, geralmente nas barras. Dependendo da extensão do sistema, tal abordagem pode necessitar de um processamento computacional dos dados muito elevado. Diante disso, uma combinação desses dois métodos é explorada para que a múltipla estimação seja solucionada com o uso do estimador que será executado em alguns pontos específicos da rede.



---

## METODOLOGIA PROPOSTA

---

Neste capítulo será apresentada uma proposta de metodologia para localização de faltas. O capítulo é dividido em três seções: a primeira abordará a técnica de localização de faltas de forma analítica, a partir das medidas de tensão e corrente na subestação; na segunda será apresentado o algoritmo de EESEP e as adaptações necessárias para a utilização em SDs; e, por fim, a terceira seção mostrará a integração das duas técnicas, apresentando as modificações no EEC para adicionar as situações hipotéticas dos possíveis locais das faltas na formulação matemática e, assim, indicar o local mais provável.

### 3.1 Método de impedância proposto para localização de faltas

O método da impedância em SD se baseia na leitura da tensão e corrente complexa, durante a ocorrência do defeito, na subestação do alimentador principal, a partir do qual se obtém uma impedância aparente vista da subestação. Desta maneira, é possível estimar o local da falta convertendo a impedância calculada em distância. Para realizar tal cálculo são necessárias algumas informações como a topologia e os parâmetros de impedância das linhas. Na aquisição desses dados, o configurador de rede ou o banco de dados dos parâmetros das linhas podem estar divergentes com a situação atual da rede, porém, nesta pesquisa foi considerado que tais variáveis foram adquiridas sem erros.

Para explicar o método de impedância, o algoritmo foi dividido em duas etapas, conforme os itens:

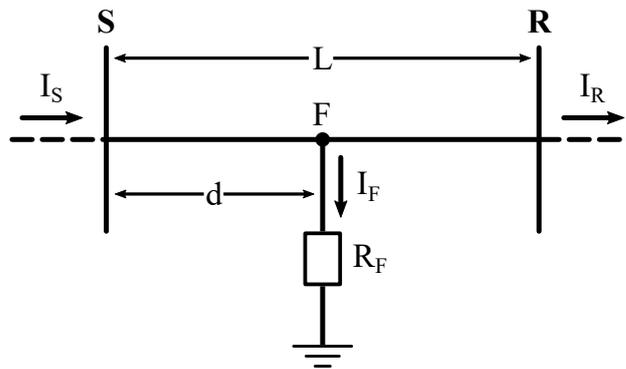
1. Busca local da falta: Nesta etapa é realizada a busca da falta em um ramo específica do SD, a partir das tensões e corrente a montante da linha analisada;
2. Busca global da falta: Refere-se a fase em que todos os ramos da rede que são candidatos à ocorrência da falta são selecionados. A partir da subestação, percorre-se os ramos em

direção a uma das extremidades do sistema e verifica se alguma seção é um potencial local do defeito.

### 3.1.1 Busca local da falta

Na ocorrência de uma falta genérica no ponto  $F$  de uma linha de comprimento  $L$  e com origem na barra  $S$  e a extremidade oposta em  $R$ , mostrada na Figura 4, o vetor das tensões de falta pode ser expressado, em termos de componentes de fase, pela Equação 3.1. A partir da tensão e corrente na barra  $S$  e dos parâmetros da linha, pretende-se calcular a contribuição das cargas a jusante de  $F$ , a distância e a corrente de falta. Ainda, vale ressaltar que a tensão e a corrente em  $S$  são determinadas na etapa da busca global, descrita na subseção 3.1.2.

Figura 4 – Falta genérica entre as barras  $S$  e  $R$



Fonte: Elaborada pelo autor.

A zona do SD a montante da barra  $S$  contempla a fonte, ou seja, onde se localiza a subestação e, além disso, as eventuais cargas conectadas. A resultante das contribuições desses elementos é simbolizada por  $\mathbf{I}_S$ , cuja uma parcela dessa corrente flui para o ponto de curto-circuito e a outra para as cargas conectadas a jusante de  $R$ . A soma de suas correntes são representadas por  $\mathbf{I}_R$ .

$$\underbrace{\begin{bmatrix} V_{F_a} \\ V_{F_b} \\ V_{F_c} \end{bmatrix}}_{\mathbf{V}_F} = \underbrace{\begin{bmatrix} V_{S_a} \\ V_{S_b} \\ V_{S_c} \end{bmatrix}}_{\mathbf{V}_S} - d \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix}}_{\mathbf{Z}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} I_{S_a} \\ I_{S_b} \\ I_{S_c} \end{bmatrix}}_{\mathbf{I}_S} \quad (3.1)$$

em que,  $\mathbf{V}_S$  é o vetor da tensão na barra  $S$ ,  $d$  é a distância da falta,  $\mathbf{Z}$  a matriz de impedância da linha por unidade de comprimento e  $\mathbf{I}_S$  é a corrente a montante do ponto de falta. Além dessa relação matemática, pode-se escrever a potência trifásica no ponto de falta conforme apresentada

na Equação 3.2.

$$S_F = P_F + jQ_F = \mathbf{V}_F^T \cdot \mathbf{I}_F^* = \sum_{i=a,b,c} [V_{F_i}^r \cdot I_{F_i}^r + V_{F_i}^x \cdot I_{F_i}^x + j(V_{F_i}^x \cdot I_{F_i}^r - V_{F_i}^r \cdot I_{F_i}^x)] \quad (3.2)$$

nas quais  $P_F$  e  $Q_F$  são, respectivamente, as potências ativas e reativas no ponto da falta e  $\mathbf{V}_F$  e  $\mathbf{I}_F$  são as tensões e correntes de falta.

Considerando o modelo linear da falta, no ponto da falta tem apenas característica resistiva, ou seja, a parcela referente à potência reativa é nula (BAHMANYAR; JAMALI, 2017), como descrita na Equação 3.3.

$$Q_F = \text{Imag}(\mathbf{V}_F^T \cdot \mathbf{I}_F^*) = \sum_{i=a,b,c} (V_{F_i}^x \cdot I_{F_i}^r - V_{F_i}^r \cdot I_{F_i}^x) = 0 \quad (3.3)$$

A Equação 3.1 pode ser reescrita separando a parte real e imaginária e a representação por fase é apresentada na Equação 3.4, em que  $i$  corresponde a uma fase do sistema.

$$\begin{cases} V_{F_i}^r = V_{S_i}^r - d \cdot \sum_{j=a,b,c} (R_{ij} \cdot I_{S_j}^r - X_{ij} \cdot I_{S_j}^x) \\ V_{F_i}^x = V_{S_i}^x - d \cdot \sum_{j=a,b,c} (X_{ij} \cdot I_{S_j}^r + R_{ij} \cdot I_{S_j}^x) \end{cases} \quad (3.4)$$

Substituindo as componentes reais e imaginárias apresentadas na Equação 3.4 nos termos da Equação 3.3 chega-se na Equação 3.5.

$$\sum_{i=a,b,c} \left\{ \left[ V_{S_i}^x - d \cdot \sum_{j=a,b,c} (X_{ij} \cdot I_{S_j}^r + R_{ij} \cdot I_{S_j}^x) \right] \cdot I_{F_i}^r - \left[ \left( V_{S_i}^r - d \cdot \sum_{j=a,b,c} (R_{ij} \cdot I_{S_j}^r - X_{ij} \cdot I_{S_j}^x) \right) \cdot I_{F_i}^x \right] \right\} = 0 \quad (3.5)$$

Ao aplicar a lei distributiva da multiplicação nos termos relacionados às correntes de falta, a propriedade do somatório para distribuir em cada termo do polinômio, para o somatório externo, e colocando a distância em evidência é possível isolar tal variável, como apresentado na Equação 3.6.

$$d = \frac{\sum_{k=a,b,c} (V_{S_k}^r \cdot I_{F_k}^x - V_{S_k}^x \cdot I_{F_k}^r)}{\sum_{i=a,b,c} \sum_{j=a,b,c} \left[ (R_{ij} \cdot I_{S_j}^r - X_{ij} \cdot I_{S_j}^x) \cdot I_{F_i}^x - (X_{ij} \cdot I_{S_j}^r + R_{ij} \cdot I_{S_j}^x) \cdot I_{F_i}^r \right]} \quad (3.6)$$

em que  $k$ ,  $i$  e  $j$  representam as três fases do sistema,  $R$  e  $X$  são as resistências e a reatância da linha, por unidade de comprimento e  $r$  e  $x$  são as componentes real e imaginária dos fasores. Outra relação necessária é a corrente de falta  $\mathbf{I}_F$  que pode ser calculada pela diferença entre as correntes  $\mathbf{I}_S$  e  $\mathbf{I}_R$ .

Dado que a distância, a corrente de falta e a corrente a jusante do ponto de falta  $I_R$  são variáveis não conhecidas, em Bahmanyar e Jamali (2017) foi proposto um algoritmo iterativo evidenciado no Algoritmo 1. Assume-se, inicialmente, que a falta se encontra no começo da linha, com isso, determina-se a tensão de falta, para posteriormente obter a corrente a jusante do curto-circuito e, enfim, obter uma distância pela Equação 3.6. Ao calcular  $d_{out}$ , esse valor é substituído como  $d_{in}$  voltando a etapa inicial. Esse processo é realizado até a distância convergir em um valor, ou seja, caso não haja uma variação significativa entre  $d_{in}$  e  $d_{out}$  o algoritmo é encerrado. No entanto, tal abordagem pode levar a um número significativo de iterações e em alguns casos não atinge a devida convergência.

---

**Algoritmo 1:** Determinação da distância de falta proposto por Bahmanyar e Jamali (2017)

---

**Entrada:**  $V_S, I_S, Z, L$

**Saída:**  $d_{out}$

$d_{in} \leftarrow 0$  // Inicializar a distância de entrada

**repita**

    Calcular a tensão no ponto de falta por meio da Equação 3.1 com  $d = d_{in}$

    Determinar  $I_R$  por meio da execução do fluxo de potência a jusante do ponto  $F$

    Calcular a corrente de falta  $I_F = I_S - I_R$

    Estimar a distância de falta  $d_{out}$  pela Equação 3.6

    Atribuir a distância encontrada como o valor inicial da próxima iteração  $d_{in} = d_{out}$

**até** Até convergir em um valor;

**retorna**  $d_{out}$

---

Tendo em vista a possibilidade da ocorrência de oscilações na convergência do Algoritmo 1, foi analisado o comportamento da diferença entre a distância de entrada e a pós processada para aprimorar a atualização de  $d$ . Para isso, foi elaborado o Algoritmo 2 em que um determinado número de pontos ao longo da linha é selecionado e inserido como  $d_{in}$ . A ideia foi correlacionar essa variável para diferentes características de falta, como a distância, resistência e o tipo de falta para, assim, propor uma solução adequada de convergência.

---

**Algoritmo 2:** Cálculo da distância estimada em função da entrada

---

**Entrada:**  $V_S, I_S, Z, L$

**Saída:**  $d_{out}$

$d_{in} \leftarrow 0$  // Inicializar a distância de entrada

**repita**

    Calcular a tensão no ponto de falta por meio da Equação 3.1 com  $d = d_{in}$

    Determinar  $I_R$  por meio da execução do fluxo de potência a jusante do ponto  $F$

    Calcular a corrente de falta  $I_F = I_S - I_R$

    Estimar a distância de falta  $d_{out}$  pela Equação 3.6

    Armazenar a diferença  $\Delta d = d_{out} - d_{in}$

    Incrementar distância de entrada  $d_{in} = d_{in} + 0,01 \cdot L$

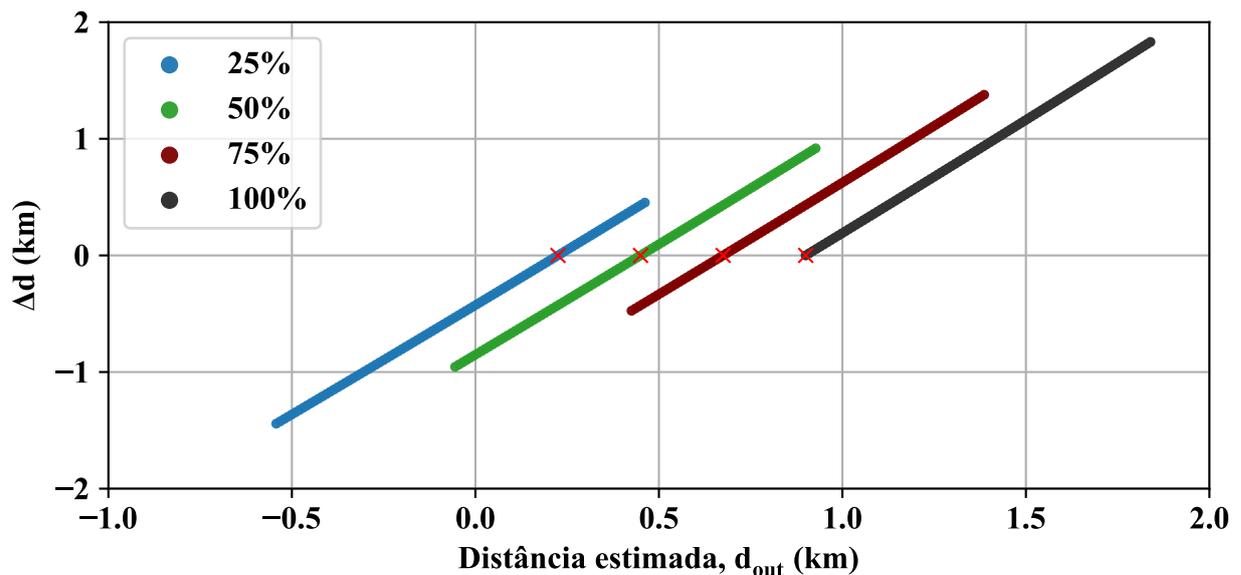
**até** 100 iterações;

**retorna** Vetor que contém  $\Delta d$

---

As análises foram realizadas em uma linha trifásica com 900 m de comprimento e com a tensão de 1 p.u. na barra a montante. Ao aplicar o curto-circuito, foram calculadas as diferenças  $\Delta d$  para 100 pontos de inicialização da distância  $d_{in}$  variando em 1% do comprimento da linha até o final da seção. Criou-se, então, cenários em que se alteraram a distância, a resistência e o tipo de falta. A Figura 5 destaca quatro situações de falta trifásica, no entanto, variando a distância em que o curto-circuito foi aplicado (a 25%, 50%, 75% e 100% da linha em relação a barra a montante). Nas quatro situações apresentadas, o exato local da falta é atingido quando a diferença entre a distância de entrada e saída é nula (destacado pela marcação em "x" no gráfico). Outra característica que pode ser observado é que os coeficientes de Pearson das retas possuem valores superiores a 0,99, o que indica uma forte correlação entre  $d_{out}$  e  $\Delta d$ . Dessa forma, pode-se explorar tal característica, localizando o correto local de falta por meio de uma regressão linear. É possível identificar ainda que a inclinação das retas não se altera de maneira significativa ao variar a distância de falta.

Figura 5 – Comportamento da diferença das distâncias de entrada e saída em função da distância estimada ao variar o local do curto-circuito em 25 % (0,225 km), 50 % (0,450 km), 75 % (0,675 km) e 99% (891 km)



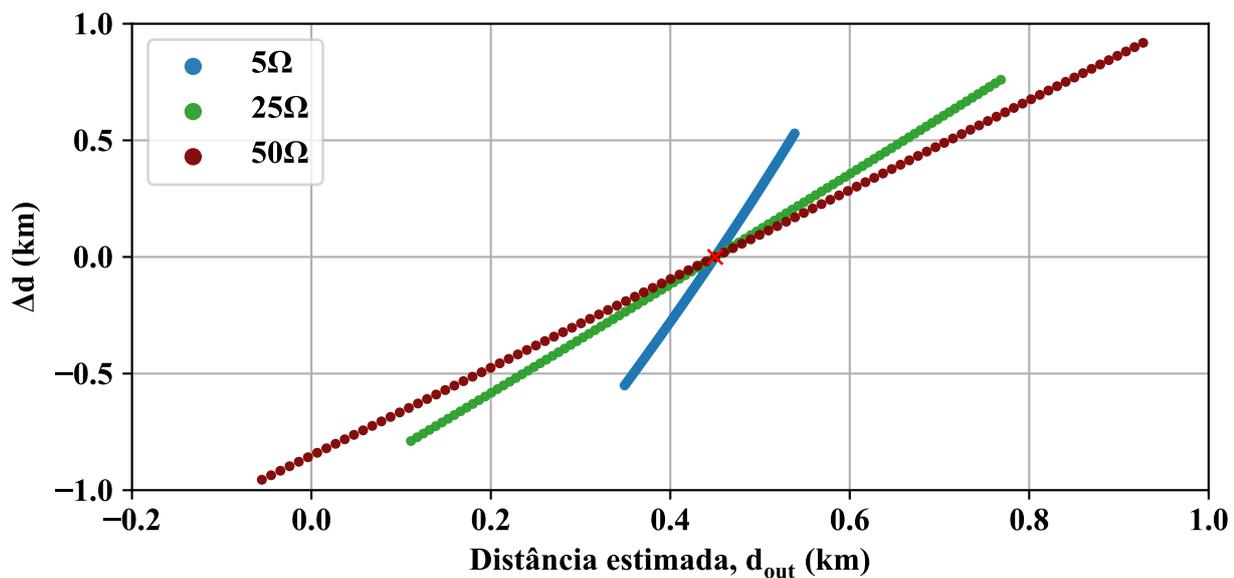
Fonte: Elaborada pelo autor.

Por outro lado, a Figura 6 mostra o comportamento para a falta trifásica aplicada a 50 % da linha, porém, alterando a resistência de falta em 5  $\Omega$ , 25  $\Omega$  e 50  $\Omega$ . Assim como no caso anterior, o coeficiente de relação possui valor superior a 0,99, entretanto, a inclinação das retas diminui à medida que a resistência de falta aumenta. Nas três situações o menor valor de  $\Delta d$  indicaram o local da falta (indicado em destaque pela marcação em vermelho). Além disso, pode-se notar que a distribuição dos pontos ao longo do eixo horizontal é maior à medida que a resistência aumenta.

Por fim, a Figura 7 apresenta o comportamento da distância quando aplicada uma falta a 50 % da seção e 50  $\Omega$ , alterando o tipo de falta para AT, AB, ABT e ABCT. O coeficiente de

Pearson se comportou de maneira similar aos casos anteriores, atingindo valores superiores a 0,99. A variação do tipo de falta alterou a inclinação das retas, embora tal mudança tenha sido em menor escala. Em todos os casos apresentados, a mudança na característica da falta, a forte correlação entre a distância de entrada e saída se manteve, bem como a maneira em que o local do curto-circuito é encontrado, ou seja, para o menor valor de desvio entre a informação de entrada e saída. Dessa maneira, foi proposto um algoritmo baseado em projeção de retas até que haja uma convergência entre os valores de entrada e saída.

Figura 6 – Comportamento da diferença das distâncias de entrada e saída em função da distância estimada ao variar a resistência de falta



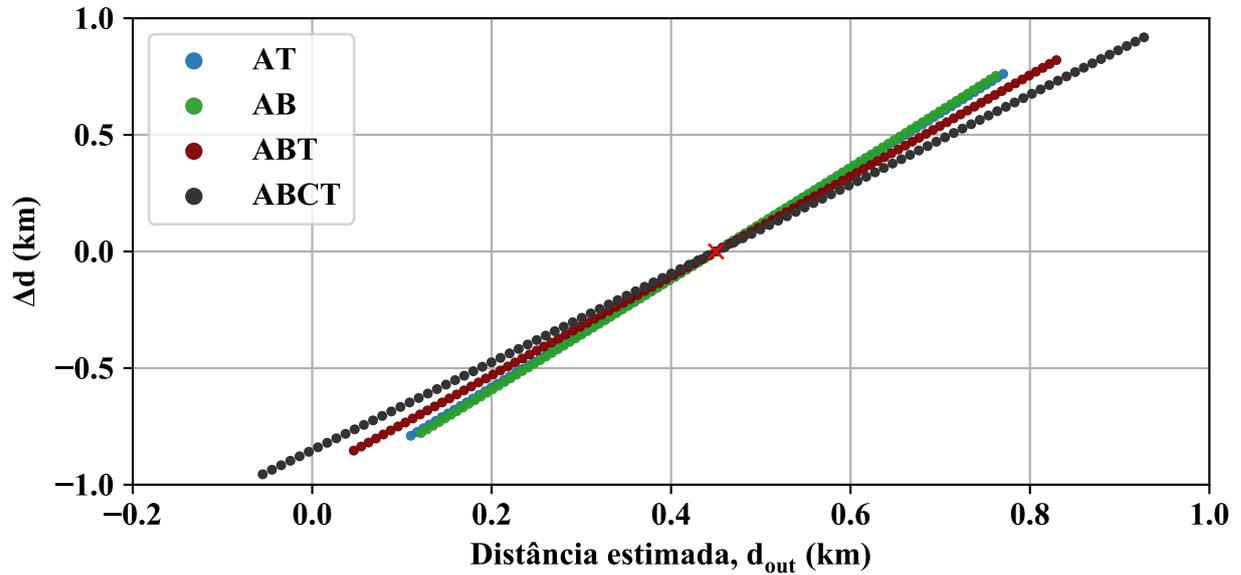
Fonte: Elaborada pelo autor.

### 3.1.1.1 Proposta para convergência da busca local

Baseada na característica das distâncias estimadas e visando minimizar o tempo de processamento, foi proposto um algoritmo iterativo para encontrar o correto local do curto-circuito como ilustra o fluxograma da Figura 8.

A partir de duas informações de entrada e, conseqüentemente, duas distâncias de saída, é possível traçar uma reta e encontrar a raiz da função e, com isso, aproximar do local da falta. Isso pode ser observado no gráfico em destaque da Figura 8 em que ao inicializar uma distância de entrada  $d_{in1}$ , o ponto indicado por  $P(\Delta d_1, d_{out1})$  é obtido. Da mesma maneira para uma entrada  $d_{in2}$ , em que outra coordenada é calculada e representada por  $P(\Delta d_2, d_{out2})$ . Tais valores foram calculados por meio dos cinco primeiros procedimentos internos ao laço de repetição do Algoritmo 2. Sendo assim, dois pontos de inicialização foram escolhidos, um correspondendo ao início da seção (ou seja,  $d_{in2} = 0$ ) e outro o comprimento total da linha ( $d_{in1} = L$ ). Após encontrar as duas saídas, o zero da função é calculado a partir da equação da reta e, então, é determinado um novo ponto indicado por  $P(d_{in3}, 0)$ . Em seguida,  $d_{in3}$  é inserida como entrada do algoritmo

Figura 7 – Comportamento da diferença das distâncias de entrada e saída em função da distância estimada ao variar o tipo de falta



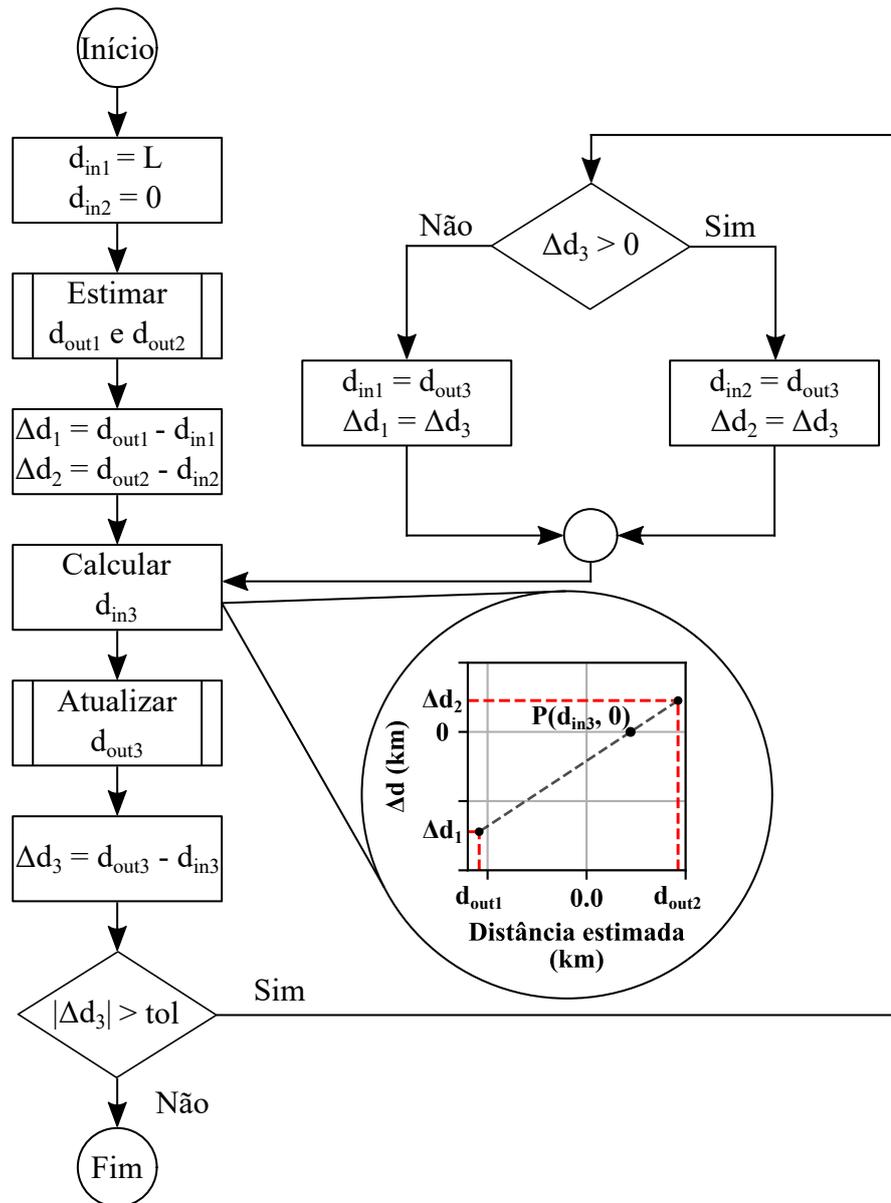
Fonte: Elaborada pelo autor.

para o cálculo da distância de saída obtendo, assim,  $d_{out3}$ . Posteriormente, avalia-se  $\Delta d_3$  gerado, caso tal valor for positivo, uma nova reta é traçada com o ponto abaixo do eixo  $x$  ( $P(d_{in1}, \Delta d_1)$ ), caso contrário o ponto ( $P(d_{in2}, \Delta d_2)$ ) é escolhido para formar a reta. Logo após, atualiza-se  $\Delta d_3$  e verifica se o módulo dessa diferença é inferior a uma tolerância, se não satisfizer a condição, retorna-se no passo da avaliação de  $\Delta d_3$ . Já em caso afirmativo, o algoritmo encerra e retorna a  $d_{out3}$  indicando a distância estimada.

O algoritmo descrito é baseado em projetar uma sequência de retas a partir de dois pontos e um exemplo ilustrativo da convergência do método é mostrado na Figura 9. A Figura 9a apresenta as duas primeiras iterações iniciando com a reta destacada em preto. Ao traçar a reta com os pontos iniciais e estimar a distância com o  $d_{in3}$ , a variação  $\Delta d_3$  obteve um valor superior a zero. Dessa forma, o ponto dado pelo índice 2 passou a assumir os valores de 3 e a projeção de uma nova reta foi realizada, indicada em vermelho. Já a Figura 9b destaca a segunda e a terceira iteração. Ao traçar a reta, encontrar o zero da função e estimar a distância com o valor calculado,  $\Delta d_3$  foi avaliado novamente e assumiu um valor menor que zero. Com isso, os valores de 3 foram substituídos em 1 e, finalmente, ao traçar a reta com os valores atualizados, a convergência foi atingida. Vale mencionar que para fins didáticos, as inclinações das retas foram extrapoladas para que as substituições realizadas ao longo das iterações ficassem evidenciadas.

Essa estratégia foi utilizada para evitar a execução de 100 iterações para aplicar uma regressão linear e encontrar o local da falta. Além disso, tal abordagem não se limita a apenas dois pontos e não determina um número máximo de iterações que, geralmente, não é superior a cinco.

Figura 8 – Fluxograma para a busca local da falta

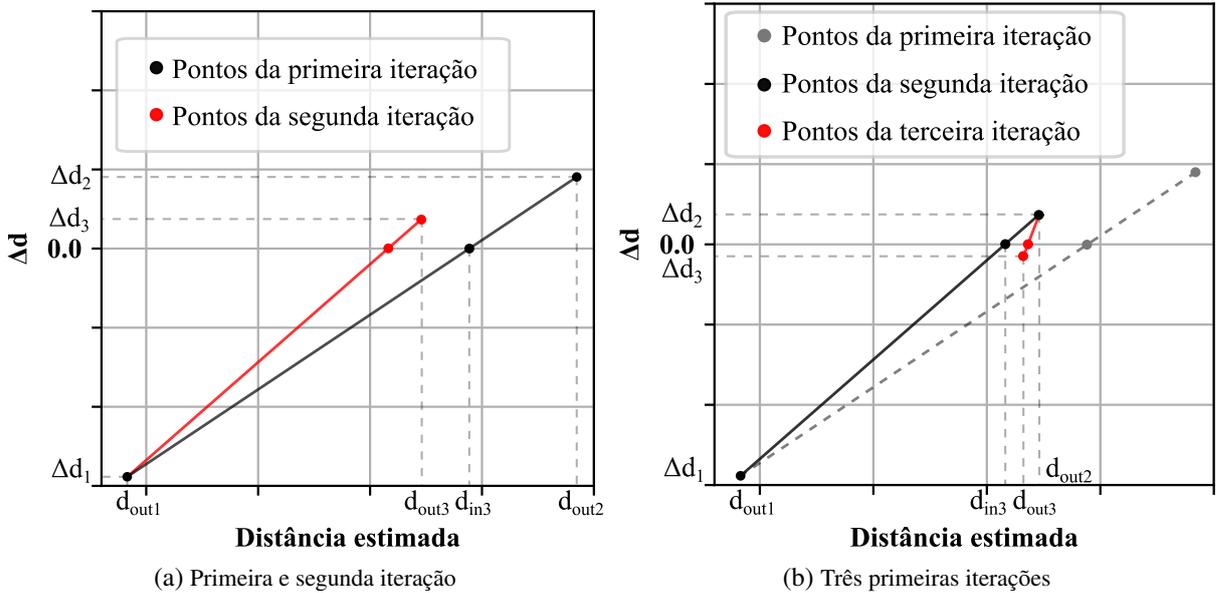


Fonte: Elaborada pelo autor.

### 3.1.2 Busca global da falta

Embora o algoritmo descrito anteriormente descreva a busca da falta em uma seção, o método realiza uma busca por todo o alimentador. Para tanto, todas as extremidades são identificadas, e realiza-se uma varredura a partir da subestação, onde são disponibilizadas as informações de tensão e corrente, em direção às extremidades. Para cada terminal do sistema a busca é executada iniciando com a seleção da primeira linha, em que a tensão  $V_S$  e a corrente  $I_S$  são conhecidas. Em seguida, o algoritmo da Figura 8 é chamado e avalia se, na primeira iteração, a distância  $d_{out1}$  é inferior ao comprimento da seção, em caso afirmativo o algoritmo é executado até atingir a convergência armazenando a distância estimada e a corrente de falta ( $I_F$ ) calculada. Caso contrário, a próxima seção é selecionada, e é realizada a mesma verificação. No entanto,

Figura 9 – Exemplo ilustrativo de convergência da busca local



Fonte: Elaborada pelo autor.

é necessária a atualização da tensão, ou seja, calcular essa grandeza na barra imediatamente a jusante e, para isto, utiliza-se a equação da queda de tensão. Além disso, caso haja alguma carga conectada, a sua contribuição é removida em função da tensão aplicada, como mostra a Equação 3.7, em que  $S$  é a potência aparente, por fase, atualizada,  $n$  assume 0, 1, 2 indicando o modelo da carga (respectivamente potência, corrente e impedância constantes),  $V_k$  é a tensão aplicada na carga,  $V_{min}$  é o limiar da tensão no qual a carga muda de característica,  $S_0$  e  $V_0$  são os valores nominais de potência e tensão. Essa estratégia é efetuada para garantir a convergência do fluxo de potência, principalmente em situações em que a tensão é baixa e a carga é tratada como potência constante ou corrente constante. Tal abordagem é adotada em *softwares* como OpenDSS e *Power Systems Computer Aided Design* (PSCAD). Ainda, quando houver ramos laterais, a corrente que flui por esse caminho é calculada por meio do fluxo de potência varredura direta-inversa (VDI) e, com isso, remove-se da corrente do ramo principal a influência das cargas conectadas nessa seção.

$$S = \begin{cases} S_0 \cdot \left(\frac{V_k}{V_0}\right)^n & \text{se } V_k \geq V_{min} \\ S_0 \cdot \left(\frac{V_{min}}{V_0}\right)^n \cdot \left(\frac{V_k}{V_{min}}\right)^2 & \text{se } V_k < V_{min} \end{cases} \quad (3.7)$$

O critério de parada para a seleção de uma nova extremidade é quando o algoritmo da Figura 8 é executado até atingir a convergência ou quando o terminal em análise é atingido. Ao término da execução da busca, os possíveis ramos, as distâncias e as correntes  $\mathbf{I}_F$  são obtidos e armazenados.

### 3.1.3 Inserção de geradores distribuídos no problema

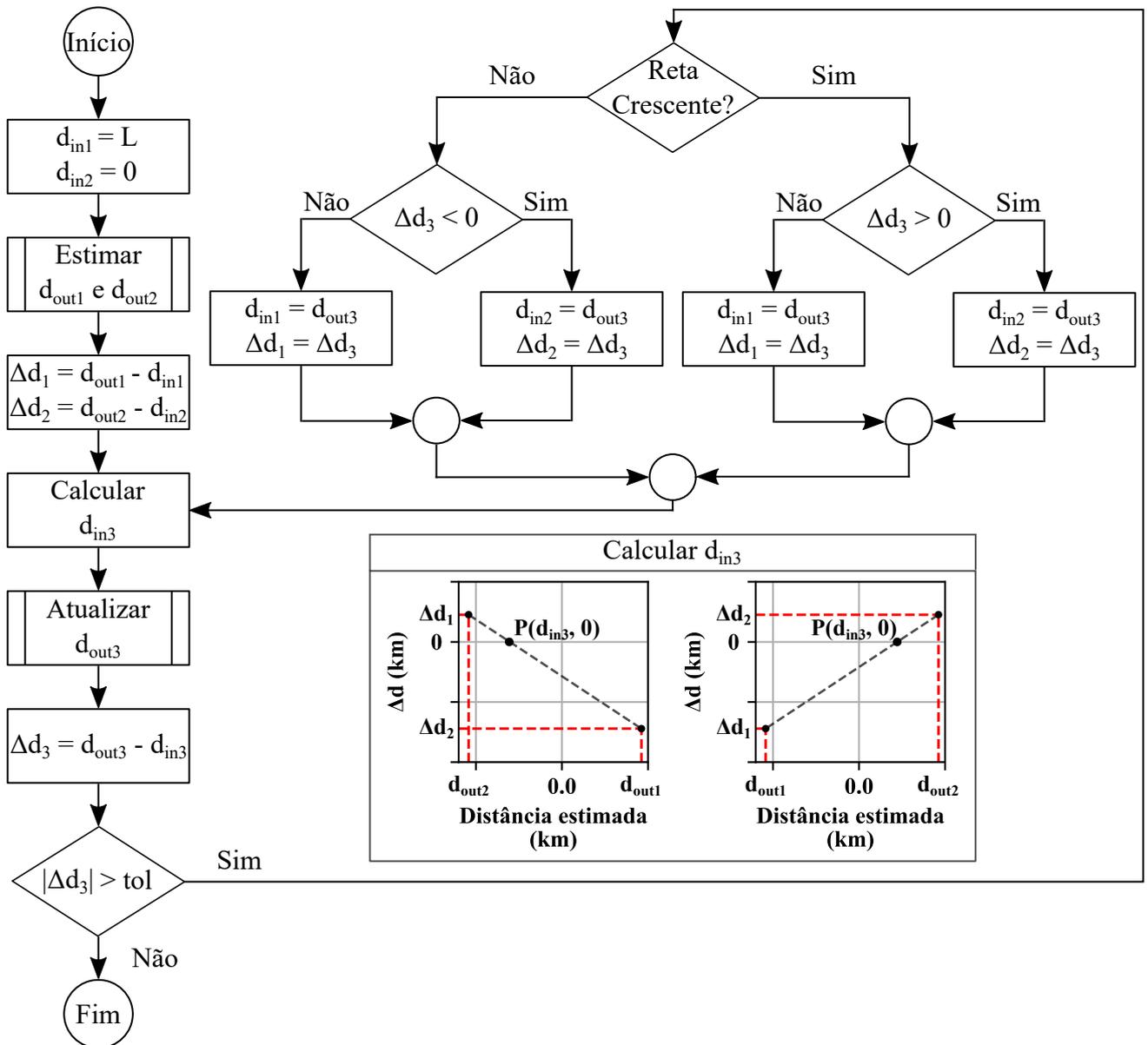
A presença da GD na rede de distribuição altera o comportamento tradicional do SD, uma vez que fluxo de potência passa a seguir o sentido não convencional, ou seja, das cargas para a fonte. Esse comportamento interfere na característica linear da diferença entre a distância de entrada e saída mostradas nas Figuras 5, 6 e 7. Em locais em que o curto-circuito é aplicado e a contribuição do gerador distribuído a jusante da falta é maior que a contribuição das demais fontes a montante, o coeficiente de correlação entre a  $d_{out}$  e  $\Delta d$  passa a ser inferior a  $-0,99$ , ou seja, a medida que a distância de saída aumenta, a diferença entre as distâncias de saída e entrada diminui. A Figura 10 mostra a adaptação realizada no fluxograma da Figura 8 em que insere uma verificação da inclinação da reta a partir dos dois pontos iniciais. Caso seja positivo, não há alteração na sequência do algoritmo já descrito, se não, a atribuição dos pontos 1 e 2 se inverte, ou seja, caso  $\Delta d_3$  for positivo, o ponto 3 substitui o ponto 1 ao contrário da situação sem a presença de GDs em que o ponto 2 seria escolhido.

O modelo do gerador distribuído utilizado para esta análise é baseado em máquinas síncronas, com estratégia de controle tipo potência constante e foi considerado que há um sistema de supervisão para que a contribuição, no momento da falta, sejam disponíveis. Essa máquina foi utilizada, pois a contribuição da corrente é maior e, conseqüentemente, a influência na localização da falta também é maior, se comparado aos geradores baseados em inversores, como a tecnologia fotovoltaica, os quais têm a sua contribuição limitada pela potência do conversor, além do controle estabelecido em situações de sobrecarga, em que se consideram, usualmente 2 p.u. da potência nominal. Além disso, esses geradores, na condição de curto-circuito, podem apresentar um comportamento não linear e, conseqüentemente, mudaria a representação do modelo de Thevenin, normalmente utilizado na situação pré-falta (OROZCO-HENAO *et al.*, 2014). Ainda, estudos realizados por Ebrahimi *et al.* (2012) e Das, Santoso e Maitra (2014) mostraram que a influência na precisão da localização de falta é significativamente maior na presença de geradores síncronos.

### 3.1.4 O problema da múltipla localização

Uma das desvantagens do método de impedância é a ocorrência de múltiplas localizações devido à característica radial e à presença de ramos laterais, normalmente adotada na topologia dos SDs. O número pontos estimados depende da quantidade de ramos laterais existentes no sistema, bem como a característica do curto-circuito, ou seja, o tipo e a resistência de falta ocorrido no sistema. Isso se deve ao processo de localização da falta estimar todos os possíveis locais a partir do cálculo de uma impedância aparente na subestação e indicar, assim, todos os pontos com a mesma impedância, de maneira que apareça mais de uma solução. De maneira ilustrativa, a Figura 9 mostra uma falta genérica e a atuação do localizador de faltas baseado em impedância em que se traça uma circunferência com o centro localizado no ponto de medição, ou seja, na barra da subestação, identificando, assim, todos os pontos do sistema que apresentam

Figura 10 – Processo de convergência do método de impedância proposto na presença de GDs



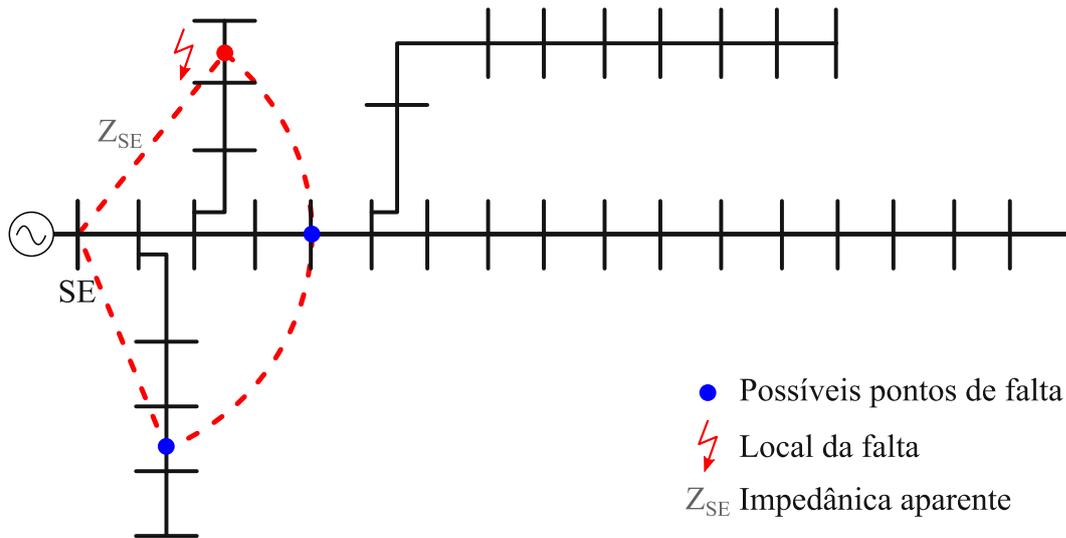
Fonte: Elaborada pelo autor.

a mesma impedância. Visando solucionar tal problema, é proposto utilizar um algoritmo baseado em EESEP para selecionar dentre as opções, o correto local da falta.

### 3.2 Aplicação da Estimação de Estado na localização de faltas

Um dos aspectos que influencia na precisão de métodos que se baseiam na leitura de medidores e necessitam de informações das cargas, como o método de localização de falta baseado em impedâncias, é a qualidade desses dados. Se as informações de entrada desses métodos

Figura 11 – Representação da múltipla estimação do método baseado em impedância



Fonte: Elaborada pelo autor.

estiverem com erros, caso não houver o correto tratamento, as soluções encontradas podem divergir dos resultados esperados. Nesse contexto, a utilização da EESEP é uma abordagem possível por tratar as medidas que possuem erros associados.

A EESEP, amplamente utilizada no ST, é uma ferramenta para determinar as variáveis de estado do sistema (geralmente, utilizam-se as tensões complexas nas barras), em tempo real, a partir de um conjunto redundante de medidas (proposto, inicialmente por Schweppe e Wildes (1970) agindo como um filtro) e, com isso, auxiliar na determinação, de maneira confiável, o estado operacional do sistema. Estes estados são divididos em estado normal, de emergência e restaurativo. O Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode mudar entre esses três estados em função de atender, ou não, algumas restrições, como a restrição de carga e de operação. A restrição de carga está associada a condição do sistema em atender a demanda requerida pelos consumidores. Já a restrição de operação está ligada com a capacidade dos equipamentos de suportar as condições do sistema, por exemplo, a máxima potência que uma linha pode transferir, bem como obedecer aos limites de carregamento e tensões. Caso essas duas restrições forem atendidas, é dito que o sistema está operando em estado normal. Na ocorrência de um distúrbio, como curtos-circuitos, o SEP pode passar para o estado emergencial, quando a restrição de operação deixa de ser atendida ou para o estado restaurativo, quando a carga deixa de ser atendida. Há ainda a restrição de segurança, em que na ocorrência de uma contingência previsto, o sistema permanece no estado normal (LIACCO, 1974).

Com o desenvolvimento do sistema de comunicação, a ampliação dos sistemas SCADA, o uso da ferramenta de EESEP auxiliou na implantação de gerenciamento do sistema por meio do *Energy Management Systems* (EMS), tendo aplicações como funções de análise de contingências, fluxo de potência ótimo e previsão de cargas. Para essas aplicações é necessário obter o estado do sistema, entretanto, as informações advindas do controle supervisão nem sempre fornecem

os dados isentos de erros. Essas falhas podem ser oriundas a partir de erros nas medições, falhas telemétricas ou ruídos na comunicação (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Dado um sistema de medição, pode-se dividir as medidas em alguns grupos de acordo com Clanents, Krutnpholz e Davis (1983): medidas lógicas, em que se caracterizam por assumirem valores binários indicando chaves abertas ou fechadas; virtual, que são medidas que não são adquiridas pelo sistema de medição, pois sabe-se que no local não há cargas conectadas, com isso, a injeção de potências ativa e reativa são nulas (AMERONGEN, 1991); medidas analógicas, que são obtidas pelo sistema de medição em tempo real, como por exemplo magnitude de tensão, fluxo e injeção de potências; pseudo-medidas que são informações estimadas do comportamento das cargas, que são oriundas de dados históricos ou previsão de cargas. Essas informações são usualmente utilizadas quando não há medidas o suficiente para determinar o estado da rede.

De maneira geral, o EESEP é utilizado e, convencionalmente, pode ser dividido em quatro etapas (MONTICELLI, 1999):

1. Processamento da topologia: nesta etapa o configurador de rede determina a topologia do sistema, bem como os tipos e as localizações dos medidores presentes e configura de acordo com o modelo barra-ramo. Isso é realizada a partir da aquisição das informações armazenadas no banco de dados estáticos e na verificação dos *status* das chaves;
2. Análise de observabilidade: consiste em verificar se com as medidas disponíveis no SEP é possível calcular as variáveis de estado (geralmente são as tensões complexas nodais). Caso seja possível, o sistema é classificado como observável, se não, pode-se definir ilhas observáveis ou, por meio das pseudo-medidas (dados históricos), restaurar a observabilidade do sistema como um todo;
3. Estimação do Estado: a partir das informações fornecidas pela etapa 1 (parâmetros, topologia e a configuração das medidas da rede) e da etapa 2, o EESEP determina o estado mais preciso do sistema no instante em análise;
4. Processamento de erros grosseiros em medidas analógicas: no processo de aquisição das informações, as medidas estão sujeitas aos EGs. Dessa forma, caso uma medida seja corrompida com EG, o estado encontrado na etapa anterior não corresponderia ao mais preciso. Diante disso, quando é identificada tal medida, é possível eliminá-la ou retirar a sua influência e, posteriormente, voltar na etapa 3 para encontrar o estado que mais se aproxima do real.

Na situação em que haja redundância local de medidas, o problema se torna sobredeterminado, ou seja, o número de equações é maior que o número de variáveis a ser determinado. Nesta situação, o sistema é dito observável e todas as variáveis de estado podem ser estimadas. Caso contrário, isto é, falta de medidas, o problema se transforma em sistema subdeterminado.

Com isso, é necessário restaurar a observabilidade ou formar ilhas observáveis. Diversas técnicas foram desenvolvidas para verificar se o SEP é observável que foram classificadas em observabilidade algébrica, numérica e topológica (KRUMPHOLZ; CLEMENTS; DAVIS, 1980). A partir de um sistema observável, pode-se caracterizar o problema, podendo ser solucionado com o método dos mínimos quadrados ponderados, ou do inglês, Weighted Least Squares (WLS) (MONTICELLI, 1999).

Vale mencionar que outras soluções podem ser encontradas na literatura como os estimadores não quadrático, Weighted Least Absolute Value (WLAV) e Least Median of Squares (LMS) em que a função objetivo a ser minimizada se baseiam em outras medidas de tendência estatística como a mediana ou em valores absolutos (MONTICELLI, 1999). No entanto, neste trabalho foi adotado o método WLS, pois essa técnica é a que possui a maior influência, na determinação do estado do sistema, às medidas com maiores erros em relação aos outros, mais robustos, e essa sensibilidade foi explorada na determinação da localização de faltas.

Para formular o problema de WLS, inicialmente é definido o modelo de medição adotado. Considera-se então o vetor de medidas  $\mathbf{z}$  dado pela Equação 3.8.

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (3.8)$$

em que,

- $\mathbf{h} = [h_1, h_2, \dots, h_m]^T$  corresponde às funções que relacionam as medidas com as variáveis de estado, sendo  $m$  o número de medidas;
- $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$  é o vetor de estado do sistema, com dimensão  $n$  correspondendo ao número de variáveis;
- $\mathbf{e} = [e_1, e_2, \dots, e_m]^T$  é o vetor contendo os erros das medidas.

No SEP a dimensão do vetor de estado é dada pela soma do número de barras ( $N$ ), representando a magnitude de tensão, e  $N - 1$ , para ângulos de fase da tensão nodal, uma vez que uma barra é escolhida como referência angular do sistema, sendo assim, o número de elementos no vetor  $\mathbf{x}$  é  $n = 2N - 1$ . Em relação ao vetor de erros das medidas, algumas hipóteses são adotadas. Geralmente, assume-se que os erros têm o comportamento dentro da distribuição normal, ou seja, é possível descreve-los por uma função densidade de probabilidade (f.d.p.) gaussiana. Além disso, a esperança dos erros é nula, isto é,  $E(e_i) = 0$  para  $1 \leq i \leq m$  e os erros são independentes, conseqüentemente, a matriz de covariância é composta por elementos apenas na diagonal principal ( $cov(e) = \mathbf{R} = diag(\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2)$ ), em que  $\sigma_i^2$  é a variância da medida  $i$ . O inverso do desvio padrão  $\frac{1}{\sigma}$  é utilizado como pesos para representar as precisões das medidas (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

O método WLS minimiza a soma dos quadrados da diferença entre o valor da medida e o estimado dado uma ponderação para cada valor. A função objetivo que minimizada é mostrada na Equação 3.9.

$$J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{1}{R_{ii}} \cdot [z_i - h_i(\mathbf{x})]^2 \quad (3.9)$$

A representação na forma matricial é dada pela Equação 3.10.

$$J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (3.10)$$

Para a minimizar a função  $J(\mathbf{x})$  é necessário atender a condição de otimalidade de primeira ordem, ou seja:

$$g(\mathbf{x}) = \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = -\mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = 0 \quad (3.11)$$

A matriz  $\mathbf{H}$  é a Jacobiana da função  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  obtida pela Equação 3.12.

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \quad (3.12)$$

A função  $g(\mathbf{x})$ , não-linear, é expandido em série de Taylor em torno de  $\mathbf{x}_k$ :

$$g(\mathbf{x}) = \sum_{i=0}^{\infty} \frac{g^{(i)}(\mathbf{x}_k)}{i!} \cdot (\mathbf{x} - \mathbf{x}_k)^i \quad (3.13)$$

em que,  $g^{(i)}(\mathbf{x})$  corresponde à  $i$ -ésima derivada da função  $g(\mathbf{x})$  em torno de  $\mathbf{x}$  e  $i!$  é o fatorial de  $i$ . Para encontrar a solução do vetor de estado, comumente é utilizado o método iterativo de Gauss-Newton e desprezando os termos superiores à ordem 1 da série, chega-se, então na Equação 3.14.

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k - [\mathbf{G}(\mathbf{x})]^{-1} \cdot g(\mathbf{x}_k) \quad (3.14)$$

O termo  $k$  representa o índice da iteração e  $\mathbf{x}_k$  é o vetor da solução na iteração correspondente. Já  $\mathbf{G}(\mathbf{x})$  é denominada matriz de ganho que é a Jacobiana de  $g(\mathbf{x})$  ou a Hessiana da função objetivo  $J(\mathbf{x})$ .

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_k) = \frac{\partial g(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k} = \frac{\partial^2 J(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k^2} = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}_k) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}_k) \quad (3.15)$$

$$g(\mathbf{x}_k) = -\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_k) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_k)] \quad (3.16)$$

Finalmente, a Equação 3.14 pode ser reescrita como:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_k) \cdot \Delta \mathbf{x}_k = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}_k) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{z}_k \quad (3.17)$$

em que,

$$\Delta \mathbf{x}_k = \mathbf{x}_{k+1} - \mathbf{x}_k \quad (3.18)$$

$$\Delta \mathbf{z}_k = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_k) \quad (3.19)$$

O processo iterativo do algoritmo de EESEP inicia com *flat start* como ocorre nas resoluções de fluxo de potência, ou seja, as tensões são adotadas como 1 p.u. e os ângulos como zero. O processo continua até atingir uma determinada tolerância ( $\varepsilon$ ) (ABUR; EXPÓSITO, 2004). O Algoritmo 3 mostra o processo iterativo do método de solução.

---

**Algoritmo 3:** Algoritmo geral de EESEP WLS

---

**Entrada:** Topologia e parâmetros da rede, configuração dos medidores

**Saída:** Estado da rede

```

k ← 0 // Inicializar o contador de iteração
x ← x0 // Inicializar variável de estado (flat start)
repita
    Δzk ← z - h(xk) // Calcular o resíduo das medidas
    H(xk) ← ∂h(xk)/∂xk // Calcular a matriz Jacobiana
    G(xk) ← HT(xk) · R-1 · H(xk) // Calcular a matriz de Ganho
    G(xk) · Δxk = HT(xk) · R-1 · Δzk // Calcular a atualização do estado
    xk+1 ← xk + Δxk // Atualizar o vetor de estado
    k ← k + 1 // Incrementar contador
até max|Δxk| ≤ ε;
retorna x

```

---

Uma das etapas do EESEP é a detecção, identificação e possível eliminação de EGs em medidas. Na prática, os erros podem ser oriundos de diversas naturezas, como na imprecisão de medidores e problemas no canal de comunicação. Com certa redundância de medidas, o EESEP é capaz de filtrar os erros pequenos, ou seja, medidas corrompidas apenas com ruídos dentro de um intervalo de desvio padrão aceitável, dado no modelo de medição. Contudo, em casos de erros que ultrapassem esses limites, o estimador não pode determinar, com precisão, o estado de operação do sistema. Com isso, é necessário eliminar medidas portadoras de EGs (CROW, 2010). Erros topológicos ou paramétricos podem surgir como erros em medidas, porém esse trabalho não abordará sobre tais aspectos.

Existem diversas técnicas para o tratamento de EGs e dependem do método utilizado para a estimação de estado. Uma das formas mais utilizadas no método baseado em WLS é, a partir da análise de sensibilidade dos resíduos das medidas, utilizar a técnica do máximo resíduo normalizado (ABUR; EXPÓSITO, 2004). Algumas propriedades dos resíduos das medidas

são apresentadas a seguir. Para isso, considera-se o modelo de medição linearizado dado pela Equação 3.20.

$$\Delta \mathbf{z} = \mathbf{H} \cdot \Delta \mathbf{x} + \mathbf{e} \quad (3.20)$$

onde  $E(\mathbf{e}) = 0$  e  $cov(\mathbf{e}) = \mathbf{R}$ . O vetor de estado é dado por:

$$\Delta \hat{\mathbf{x}} = \mathbf{G}^{-1} \cdot \mathbf{H}^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{z} \quad (3.21)$$

em que,

$$\Delta \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{H} \cdot \Delta \hat{\mathbf{x}} = \mathbf{H} \cdot \mathbf{G}^{-1} \cdot \mathbf{H}^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{z} = \mathbf{K} \cdot \Delta \mathbf{z} \quad (3.22)$$

A matriz  $\mathbf{K}$  representa como uma medida está em relação à redundância local. Um valor elevado na diagonal principal em relação aos demais valores da linha implica que o valor estimado da variável correspondente é determinado basicamente por aquela. A matriz segue as seguintes características (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

$$\mathbf{K} \cdot \mathbf{H} = \mathbf{H} \quad (3.23)$$

$$\mathbf{I} - \mathbf{K} \cdot \mathbf{H} = 0 \quad (3.24)$$

em que  $\mathbf{I}$  é uma matriz identidade. Sabendo que o resíduo das medidas é dada pela diferença entre o valor medido e o calculado, pode-se escrever como:

$$\mathbf{r} = \Delta \mathbf{z} - \Delta \hat{\mathbf{z}} = (\mathbf{I} - \mathbf{K}) \cdot \Delta \mathbf{z} = (\mathbf{I} - \mathbf{K}) \cdot (\mathbf{H} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{e}) = (\mathbf{I} - \mathbf{K}) \cdot \mathbf{e} = \mathbf{S} \cdot \mathbf{e} \quad (3.25)$$

A matriz  $\mathbf{S}$  apresenta a sensibilidade dos resíduos em relação aos erros das medidas. Essa matriz possui característica não simétrica exceto quando a covariância dos erros são todas iguais e, além disso, tem a seguinte relação:

$$\mathbf{S} \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{S}^T = \mathbf{S} \cdot \mathbf{R} \quad (3.26)$$

A covariância dos resíduos das medidas pode ser escrita como:

$$\Omega = cov(\mathbf{r}) = cov(\mathbf{S} \cdot \mathbf{e}) = \mathbf{S} \cdot cov(\mathbf{e}) \cdot \mathbf{S}^T = \mathbf{S} \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{S}^T = \mathbf{S} \cdot \mathbf{R} \quad (3.27)$$

Logo,

$$\mathbf{r} \sim N(0, \Omega) \quad (3.28)$$

A matriz de covariância dos resíduos possui característica simétrica. Além disso, os valores dos elementos fora da diagonal principal representam a correlação entre as medidas (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Como descrito anteriormente, a detecção e identificação de EGs será realizada por meio do teste do máximo resíduo normalizado. Este se caracteriza em comparar os resíduos normalizados das medidas e, caso ultrapasse um limite de desvio padrão, usualmente três ( $\lambda = 3$ ), tal medida é, muito provavelmente, a que possui EG. O cálculo do resíduo normalizado é dado pela Equação 3.29.

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (3.29)$$

Após a identificação da medida portadora de EG o processo segue com a eliminação ou a remoção da influência da medida com problema, como é proposto em Monticelli e Garcia (1983) e Merrill e Schweppe (1971).

### 3.2.1 Estimação de Estado em Sistema de Distribuição

Tradicionalmente, os SDs dispõem apenas de medidas, em tempo real, de tensão e potência na subestação (BARAN; KELLEY, 1994). Apesar disso, com o desenvolvimento do SD e a inserção do conceito de *Smart Grids*, principalmente devido ao acesso cada vez maior dos consumidores como fontes de geração, a rede passa a necessitar de monitoramento para garantir a operação segura da rede. Todavia, em relação ao ST, ainda há um número limitado de medidores no SD. Esses fatores, juntamente com as características supracitadas das redes convencionais, contribuem para o desenvolvimento de métodos de estimação de estado adaptados para essas situações.

Uma das alternativas para suprir a falta de informação é a utilização de pseudo-medidas que são informações baseadas em dados históricos ou previsão das cargas. Ainda, o desbalanço entre as fases, faz com que seja necessária a modelagem trifásica do SD.

Nesse contexto, surgem os EECs, proposto inicialmente por Baran e Kelley (1995) que utiliza as correntes nos ramos como variável de estado. O método pode ser computacionalmente mais eficiente e insensível aos parâmetros da linha em relação ao método baseado nas tensões como variável de estado. Isso ocorre quando for possível desacoplar as fases, pois na formulação do EEC estas são processadas independentemente, devido à conversão de medidas de potências como correntes equivalentes, de maneira que se obtêm três subproblemas separados, uma para cada fase (BARAN; KELLEY, 1995). No entanto, há situações em que o desacoplamento não pode ser realizado por causa das conexões de transformadores existentes (NETO, 2017).

Diante disso, pode-se escrever a variável de estado, na representação retangular, que é

apresentada na Equação 3.30.

$$I_{ij,\varphi} = I_{ij,\varphi}^r + jI_{ij,\varphi}^x \quad (3.30)$$

em que,

- $I_{ij}$  corresponde às correntes nos ramos que fluem da barra  $i$  para  $j$ ;
- $\varphi = a, b, c$  são as fases do sistema.

O vetor de estado, então, passa a ser representado como mostra a Equação 3.31, além da tensão complexa na subestação.

$$\mathbf{x}_\varphi = \begin{bmatrix} I_{ij,\varphi}^r & I_{ij,\varphi}^x \end{bmatrix}^T \quad (3.31)$$

Em relação à inicialização das variáveis, ao contrário de como ocorre quando a tensão é escolhida como variável de estado, em que geralmente é iniciada com valores de 1 p.u. com ângulo nulo para todas as barras, não há um valor fixo para as correntes. Dessa forma, é realizada uma iteração do método de VDI para iniciar o algoritmo do EEC.

As equações que relacionam as medidas ( $\mathbf{z}$ ) com a variável de estado ( $\mathbf{x}$ ), isto é, a função  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  foram baseadas no modelo em que o SD é representado na forma barra-ramo, é formulado e reportados em Baran e Kelley (1995) e sumarizado nas próximas subseções.

### 3.2.1.1 Medida de Fluxo de Potência

As medidas analógicas, bem como eventuais pseudo-medidas de fluxo de potência são tratadas como corrente equivalente. Ainda, supõe-se que essas medidas são realizadas aos pares, ou seja, para cada medidas de potência ativa exista a correspondente reativa. Dada uma medida, em uma dada fase,  $z_{fluxo} = P_{km} + jQ_{km}$  que representa a medição do ramo com origem na barra  $k$  e destino em  $m$ , pode-se representar como corrente equivalente em função da tensão, em cada iteração do Algoritmo 3, como mostra a Equação 3.32.

$$z_{eq} = I_{km(eq)}^r + jI_{km(eq)}^x = \left( \frac{z_{fluxo}}{V} \right)^* = \left( \frac{P_{km} + jQ_{km}}{V} \right)^* \quad (3.32)$$

Como o tratamento das medidas é realizado na forma retangular, pode-se expressar a Equação 3.32 em parte real e imaginário.

$$z_{eq} = \frac{P_{km}V^r + Q_{km}V^x}{(V^r)^2 + (V^x)^2} + j \frac{P_{km}V^x + Q_{km}V^r}{(V^r)^2 + (V^x)^2} \quad (3.33)$$

Pode-se, então, descrever a função  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , divididos em componente real e imaginário, mostrada nas Equações 3.34a e 3.34b.

$$h_{fluxo,\varphi}^r(x_\varphi) = I_{km,\varphi}^r \quad (3.34a)$$

$$h_{fluxo,\varphi}^x(x_\varphi) = I_{km,\varphi}^x \quad (3.34b)$$

Ao derivar cada termo da função em termos da variável de estado, obtém a Jacobiana de uma determinada medida em relação à variável  $ij$ , ou seja, de um ramo que vai da barra  $i$  para a barra  $j$ .

$$\mathbf{H}_{fluxo,\varphi} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_{fluxo,\varphi}^r}{\partial x_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{fluxo,\varphi}^r}{\partial x_{ij,\varphi}^x} \\ \frac{\partial h_{fluxo,\varphi}^x}{\partial x_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{fluxo,\varphi}^x}{\partial x_{ij,\varphi}^x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{km,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial I_{km,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \\ \frac{\partial I_{km,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial I_{km,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

em que,

$$\frac{\partial I_{km,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = \frac{\partial I_{km,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \begin{cases} 1 & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.36a)$$

$$\frac{\partial I_{km,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \frac{\partial I_{km,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = 0 \quad (3.36b)$$

### 3.2.1.2 Medida de Injeção de Potência

Analogamente, as medidas de injeção de potência também são convertidas em correntes equivalentes de acordo com Equação 3.33, entretanto, o modelo matemático que descreve a função  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  é obtido por meio da 1ª Lei de Kirchhoff (NETO; ASADA, 2016). Considerando uma medida conectada em uma barra  $m$  ( $z_{inj} = P_m + Q_m$ ), a função que relaciona a medida com a variável de estado é dada conforme a Equação 3.37.

$$h_{inj,\varphi}^r(x_\varphi) = \sum I_{km,\varphi}^r - \sum I_{mk,\varphi}^r \quad (3.37a)$$

$$h_{inj,\varphi}^x(x_\varphi) = \sum I_{km,\varphi}^x - \sum I_{mk,\varphi}^x \quad (3.37b)$$

em que  $k$  representa as barras que pertence ao conjunto das barras que estão ligadas em  $m$ . A função jacobiana  $\mathbf{H}$  passa a ser representada pela Equação 3.38.

$$\mathbf{H}_{inj,\varphi} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_{inj,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{inj,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \\ \frac{\partial h_{inj,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{inj,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

Os elementos da diagonal principal podem assumir valores de acordo com a Equação 3.39a, sendo que caso a medida esteja conectada na barra  $i$  do ramo  $ij$ , a derivada em relação

a esse ramo assume  $-1$  e caso a conexão seja no terminal  $j$ , esse valor passa a ser  $1$ . Para outros ramos os valores são nulos, bem como a diagonal secundária, representada pela Equação 3.39b.

$$\frac{\partial h_{inj,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = \frac{\partial h_{inj,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \begin{cases} 1 & \text{se } m = j \\ -1 & \text{se } m = i \\ 0 & \text{demais casos} \end{cases} \quad (3.39a)$$

$$\frac{\partial h_{inj,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \frac{\partial h_{inj,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = 0 \quad (3.39b)$$

### 3.2.1.3 Medida de Magnitude da Tensão

Embora em Baran e Kelley (1995) as medidas de tensão não sejam consideradas no processo de estimação, Teng (2002) incorporou tais medidas no processo, entretanto, transformando-as em medida equivalente de tensão na forma complexa. Em Baran, Jung e McDermott (2009) foi proposto tratar a medida em termos de módulo da tensão, no entanto, tal abordagem fez com que a característica de desacoplamento entre as fases fosse deixada de ser atendidas, o que perdeu a característica vantajosa do método. Dessa maneira, este trabalho adotou as mesmas abordagens apresentadas em Neto (2017) em que se manteve o tratamento das medidas em forma de módulo, mantendo a característica desacoplada na resolução do problema. Tal estratégia visa desconsiderar as derivadas das componentes mútuas na matriz Jacobiana, entretanto, há uma simplificação no modelo e a matriz deixa de ser constante. Uma forma de tratar essa matriz é atualiza-la apenas nas primeiras iterações do algoritmo e deixa-la constante até atingir a convergência. Essa estratégia foi utilizada também em Neto (2017)

Dada uma medida de tensão na barra  $b$  ( $z_V = \mathbf{V}_b$ ), esta grandeza pode ser descrita em função dos parâmetros das linhas e das correntes nos ramos como apresentada na Equação 3.40, ou seja, a tensão na barra da medida é uma sucessão de quedas de tensão a partir do início do alimentador.

$$\mathbf{V}_b = \mathbf{V}_{sub} - \sum_{km \in \Omega_b} \mathbf{I}_{km} \mathbf{Z}_{km} \quad (3.40)$$

em que  $\mathbf{V}_{sub}$  é a tensão na barra da subestação,  $\Omega_b$  é o conjunto de todos os ramos  $km$  que ligam a barra da subestação até a medida localizada na barra  $b$  e  $\mathbf{Z}_{km}$  é a impedância do ramo  $km$  que pode ser decomposta em parte real ( $\mathbf{R}_{km}$ ) e imaginária ( $\mathbf{X}_{km}$ ). Após alguns desenvolvimentos matemáticos, a função  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , pode ser representada pela Equação 3.41.

$$h_{V,\varphi}(x) = \left\{ V_{sub,\varphi}^r - \sum_{km \in \Omega_b} \left[ \sum_{\gamma=a,b,c} \left( R_{km}^{\varphi\gamma} I_{km,\gamma}^r - X_{km}^{\varphi\gamma} I_{km,\gamma}^x \right) \right] \right\} \cos \delta_{V_\varphi} \\ + \left\{ V_{sub,\varphi}^x - \sum_{km \in \Omega_b} \left[ \sum_{\gamma=a,b,c} \left( X_{km}^{\varphi\gamma} I_{km,\gamma}^r + R_{km}^{\varphi\gamma} I_{km,\gamma}^x \right) \right] \right\} \sin \delta_{V_\varphi} \quad (3.41)$$

no qual  $\delta_{V_\varphi}$  representa o ângulo da tensão na barra da medida a cada iteração no processo do EEC. Nota-se que nesse caso há o acoplamento entre as fases e, conseqüentemente, a jacobiana também possui essa característica. Entretanto, em SD as impedâncias próprias são consideravelmente maiores que as mútuas (TENG, 2002). Dessa forma, para manter a característica desacoplada do problema, foi realizada uma simplificação aproximando as derivadas parciais que envolvem duas fases diferentes. Portanto, a função  $\mathbf{H}_{V,\varphi}$  passa a ter apenas dois elementos como apresentada na Equação 3.42.

$$\mathbf{H}_{V,\varphi} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_{V_k,\varphi}}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{V_k,\varphi}}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

em que,

$$\frac{\partial h_{V_b,\varphi}}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = \begin{cases} -R_{km}^{\varphi\varphi} \cos\delta_{V_b,\varphi} - X_{km}^{\varphi\varphi} \sin\delta_{V_b,\varphi} & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.43a)$$

$$\frac{\partial h_{V_b,\varphi}}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \begin{cases} X_{km}^{\varphi\varphi} \cos\delta_{V_b,\varphi} - R_{km}^{\varphi\varphi} \sin\delta_{V_b,\varphi} & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.43b)$$

#### 3.2.1.4 Medida de Magnitude da Corrente nos Ramos

As medidas de módulo de corrente representadas, em cada fase, por  $z_I = I_{km}$ , é a corrente que flui da barra  $k$  para  $m$ . A função que representa a relação entre a variável de estado e a medida é dada pela Equação 3.44, em que basta calcular o módulo da corrente.

$$h_{I,\varphi}(x_\varphi) = |I_{km,\varphi}^r + jI_{km,\varphi}^x| = \sqrt{I_{km,\varphi}^r{}^2 + I_{km,\varphi}^x{}^2} \quad (3.44)$$

Assim como apresentadas para as medidas de módulo de tensão, a matriz Jacobiana possui apenas duas posições, representadas pelas derivadas parciais da parte real e imaginária do vetor de estados, como mostrada pela Equação 3.45.

$$\mathbf{H}_{I,\varphi} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_{I_{km,\varphi}}}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{I_{km,\varphi}}}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

nas quais,

$$\frac{\partial h_{I_{km,\varphi}}}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = \begin{cases} \frac{I_{km,\varphi}^r}{\sqrt{I_{km,\varphi}^r{}^2 + I_{km,\varphi}^x{}^2}} = \cos\delta_{I_{km,\varphi}} & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.46a)$$

$$\frac{\partial h_{I_{km,\varphi}}}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \begin{cases} \frac{I_{km,\varphi}^x}{\sqrt{I_{km,\varphi}^r{}^2 + I_{km,\varphi}^x{}^2}} = \sin\delta_{I_{km,\varphi}} & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.46b)$$

### 3.2.1.5 Medida de Tensão Fasorial

As medidas fasoriais, provenientes das PMUs, são medidas sincronizadas que fornecem o módulo e o ângulo da grandeza medida. Outra característica dessas medidas é o fato de a aquisição dos dados ser elevada em comparação com os sistemas tradicionais como o SCADA. Entretanto, o tratamento das medidas é realizado de forma similar às medidas já apresentadas. Por se tratar de sistemas mais confiáveis, são atribuídos pesos maiores para essas medidas. Dada uma medida de tensão fasorial na barra  $b$   $z_{VPMU} = V_b^r + jV_b^x$ , a função  $h(x)$ , pode ser desenvolvida de maneira semelhante ao do módulo de tensão, partindo da Equação 3.38, no entanto, pode-se separar as componentes reais e imaginário, as Equações 3.47a e 3.47b mostra tais relações.

$$h_{V_{PMU},\varphi}^r(x) = V_{sub,\varphi}^r - \sum_{km \in \Omega_b} \left[ \sum_{\gamma=a,b,c} \left( R_{km}^{\varphi\gamma} I_{km,\gamma}^r - X_{km}^{\varphi\gamma} I_{km,\gamma}^x \right) \right] \quad (3.47a)$$

$$h_{V_{PMU},\varphi}^x(x) = V_{sub,\varphi}^x - \sum_{km \in \Omega_b} \left[ \sum_{\gamma=a,b,c} \left( X_{km}^{\varphi\gamma} I_{km,\gamma}^r + R_{km}^{\varphi\gamma} I_{km,\gamma}^x \right) \right] \quad (3.47b)$$

Já a matriz Jacobiana, adotando as condições realizadas com as medidas de magnitude de tensão, é dada pela Equação 3.48.

$$\mathbf{H}_{V_{PMU},\varphi} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_{V_{PMU},\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{V_{PMU},\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \\ \frac{\partial h_{V_{PMU},\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{V_{PMU},\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

em que,

$$\frac{\partial h_{V_b,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = \begin{cases} -R_{km}^{\varphi\varphi} & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.49a)$$

$$\frac{\partial h_{V_b,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \begin{cases} X_{km}^{\varphi\varphi} & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.49b)$$

$$\frac{\partial h_{V_b,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = \begin{cases} -X_{km}^{\varphi\varphi} & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.49c)$$

$$\frac{\partial h_{V_b,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \begin{cases} -R_{km}^{\varphi\varphi} & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.49d)$$

### 3.2.1.6 Medida de Corrente Fasorial

Por fim, as medidas fasoriais de corrente  $z_{IPMU} = I_{km}^r + jI_{km}^x$ , representando uma medida no ramo  $km$ , possui uma relação direta com a variável de estado, dado pela Equação 3.50.

$$h_{I_{PMU},\varphi}^r(x_\varphi) = I_{km,\varphi}^r \quad (3.50a)$$

$$h_{I_{PMU},\varphi}^x(x_\varphi) = I_{km,\varphi}^x \quad (3.50b)$$

Da mesma forma que ocorreu com as medidas de fluxo de potência após a conversão pela medida equivalente, a medida fasorial de corrente assume os mesmos valores na matriz jacobiana.

$$\mathbf{H}_{I_{PMU},\varphi} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_{I_{PMU},\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{I_{PMU},\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \\ \frac{\partial h_{I_{PMU},\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^r} & \frac{\partial h_{I_{PMU},\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^x} \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

em que,

$$\frac{\partial I_{km,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = \frac{\partial I_{km,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \begin{cases} 1 & \text{se } km = ij \\ 0 & \text{se } km \neq ij \end{cases} \quad (3.52a)$$

$$\frac{\partial I_{km,\varphi}^r}{\partial I_{ij,\varphi}^x} = \frac{\partial I_{km,\varphi}^x}{\partial I_{ij,\varphi}^r} = 0 \quad (3.52b)$$

### 3.3 Redução da Múltipla Localização com base na Estimção de Estado

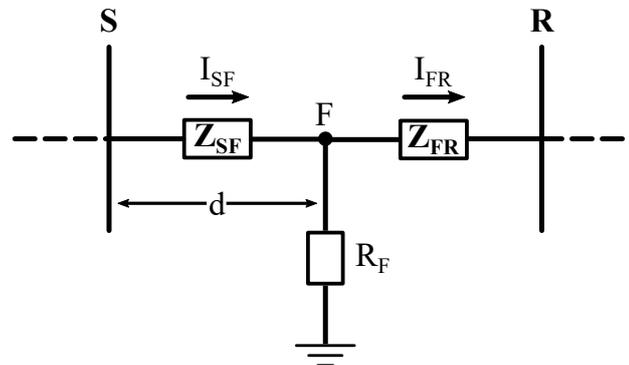
Devido ao aumento da complexidade na operação dos SDs e a necessidade de torná-los observáveis, o monitoramento, em tempo real, está sendo empregado, principalmente devido à inserção da GD. Além disso, o uso cada vez maior de equipamentos de medidas com alta taxa de aquisição como os PMUs, em aplicações para determinar o estado do sistema, e o custo cada vez mais acessível, tem contribuído para a instalação desses medidores (PIGNATI *et al.*, 2017). Dentro desse contexto, tornar-se possível o uso da infraestrutura de medição e comunicação instalada para outras aplicações como a localização de faltas.

Mediante ao que foi apresentado, uma proposta de adaptação no algoritmo do EEC para identificar o correto local da falta, na ocorrência de múltiplas localizações proveniente do método de impedância é apresentada nessa subseção. Tendo todos os possíveis pontos e as correntes de falta armazenados, o vetor de estado do EEC é expandido alocando a corrente de falta em uma barra virtual criada em uma das localizações possíveis. Portanto, a dimensão do vetor de estado passa a ser  $2N_r + 2$ , em que  $N_r$  corresponde ao número de ramos no sistema, como mostra a Equação 3.53, além da tensão complexa na barra da subestação.

$$\mathbf{x}_\varphi = \left[ I_{ij,\varphi}^r \quad I_{ij,\varphi}^x, \quad I_{FR,\varphi}^r \quad I_{FR,\varphi}^x \right]^T \quad (3.53)$$

Dado um ramo  $SR$  com uma suposta falta em  $F$ , como mostra a Figura 12, a seção é dividida em dois, uma correspondendo da barra  $S$  até o ponto  $F$  e a outra do ponto  $F$  até a barra  $R$ , esta é adicionado no vetor de estado e as informações de parâmetro da linha, localizadas na base de dados, são atualizadas.

Figura 12 – Fluxograma das principais etapas da metodologia



Fonte: Elaborada pelo autor.

Além disso, uma vez que o método de impedância é dependente das informações das cargas na situação pré-falta, mostrada na subseção 3.1.2, partiu-se do pressuposto que há uma infraestrutura de medição que forneça o último estado da rede antes da ocorrência da falta. Tendo essa premissa, de que as informações pré-falta das cargas são disponibilizadas, esses dados foram inseridos no processo de estimação de estado. Entretanto, o comportamento das cargas se altera e, as suas contribuições devem ser consideradas, nas situações de curto-circuito, dependendo do local, tipo e da resistência de falta. Dessa maneira, antes de inserir no EEC, foi realizada uma atualização nas potências das cargas, de acordo com o suposto local da falta, obedecendo a Equação 3.5, em que a potência é alterada de em função da tensão aplicada. Para a atualização de todas as cargas do sistema executa-se o fluxo de potência VDI, com a topologia do sistema atualizada, ou seja, na presença da barra virtual criada.

Em sistemas convencionais de medidas SCADA os dados são adquiridos a uma taxa insuficiente para obter a dinâmica do sistema. Em caso de ocorrência de faltas, por exemplo, o sistema de controle deve realizar as tomadas de decisão em tempos limitados, o que representa um desafio para os operadores. Além disso, com a integração da GD pode levar a mudanças repentinas e imprevisíveis na rede. Dessa maneira, para garantir a confiabilidade do SD é necessário observar a dinâmica do sistema, ou seja, determinar o estado do sistema a uma taxa maior. Nesse contexto, os medidores PMUs têm sido cada vez mais implementados em sistemas de energia, uma vez que as medidas são sincronizadas pelo GPS, a taxa de aquisição dos dados e a precisão são maiores que as medidas convencionais (HUANG *et al.*, 2012).

Devido à aquisição dos dados ocorrerem em tempos diferentes para cada tipo de medida, durante a falta, são obtidas as informações das medidas que fornecem dados a uma taxa significativamente alta, como as PMUs. No entanto, apenas a leitura desses medidores não garante

a observabilidade do sistema, justificando a necessidade de utilizar dados pré-falta que são processados e inseridos no EEC adaptado para localização das faltas.

Ao terminar essas etapas, o EEC é executado e após a convergência, a soma dos resíduos normalizados das medidas PMUs é armazenada. Se considerar que faltas são cargas temporárias conectadas no ponto do defeito, após executar o algoritmo do EEC tais anormalidades aparecerão nas medidas dentro da análise do processamento de EG (JAMALI, 2017). Como as informações pré-falta das cargas são atualizadas de acordo com o ponto hipotético da falta, os resíduos normalizados dessas medidas não foram contemplados na soma.

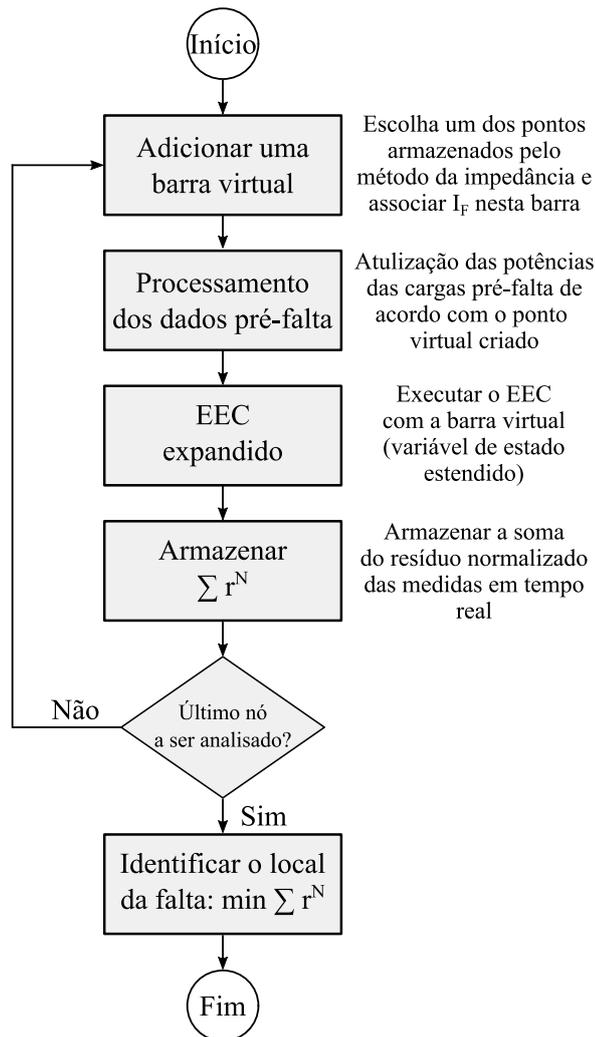
Após executar o EEC para todos os pontos possíveis, as somas dos resíduos normalizado é ordenada de maneira crescente. Com um número suficiente de PMUs instaladas ao longo do SD, a menor soma dos resíduos normalizados indica o correto local da falta. Ainda, em condições ideais, ou seja, caso as medidas não possuam erros de medidas, a solução do EEC indicará o estado operacional da rede no momento da falta. Entretanto, caso haja ruídos nas medidas, o EEC não indicará o estado da rede, a menos que haja uma redundância local das medidas. Apesar disso, como a intenção é utilizar um número limitado de medidores PMUs, é possível realizar esse tipo de análise, pois o impacto do resíduo normalizado nessas medidas é diferente para cada local hipotético da falta. Diante disso, a condição em que a menor soma de resíduos é encontrada, aponta a solução do EEC que tem a maior tendência em atingir a situação real, ou seja, a inclusão da corrente de falta ( $I_F$ ) no ponto mais próximo do evento, causa menor influência nos resíduos. Ao passo que em outros pontos hipotéticos das faltas, há uma tendência de elevar os valores dos resíduos ou, divergir da solução mais próxima do valor correto. A Figura 13 mostra um fluxograma que sumariza as etapas da localização da falta em caso de múltiplas localizações.

Vale mencionar ainda que a corrente de falta ( $I_F$ ) inserida na barra virtual foi tratada como medida de injeção de corrente, que pode ser conduzida da mesma maneira que nas medidas de injeção de potência, entretanto, sem a necessidade de realizar a conversão em medida equivalente de corrente.

Para demonstrar o comportamento da soma dos resíduos normalizados em situação de múltiplas localizações, foi aplicada uma falta na barra 25 do sistema *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) 33 barras de Baran e Wu (1989). Para tanto, foi considerado um curto-circuito trifásico com  $5 \Omega$  de resistência e ainda, foram alocados medidores PMUs em todas as barras da rede e para esta avaliação, não foram inseridos erros nas medidas. A Figura 15 mostra a topologia da rede, bem como o local da falta, destacado em vermelho, e os demais pontos candidatos à falta, que estão indicados em azul.

Neste caso, quatro locais foram indicados pelo método da impedância, compreendidos entre as barras 6 – 7, 21 – 22, 24 – 25 e 27 – 28. Ao inserir as informações no EEC adaptado para a localização da falta, para cada ponto, como mostrado nos procedimentos apresentados na Figura 13, as somas dos resíduos normalizados foram armazenadas e identificadas na Figura 15. Como esperado, pode-se notar que a menor soma foi apresentado no ponto identificado pelo

Figura 13 – Fluxograma das etapas a serem executadas em caso de múltiplas localizações

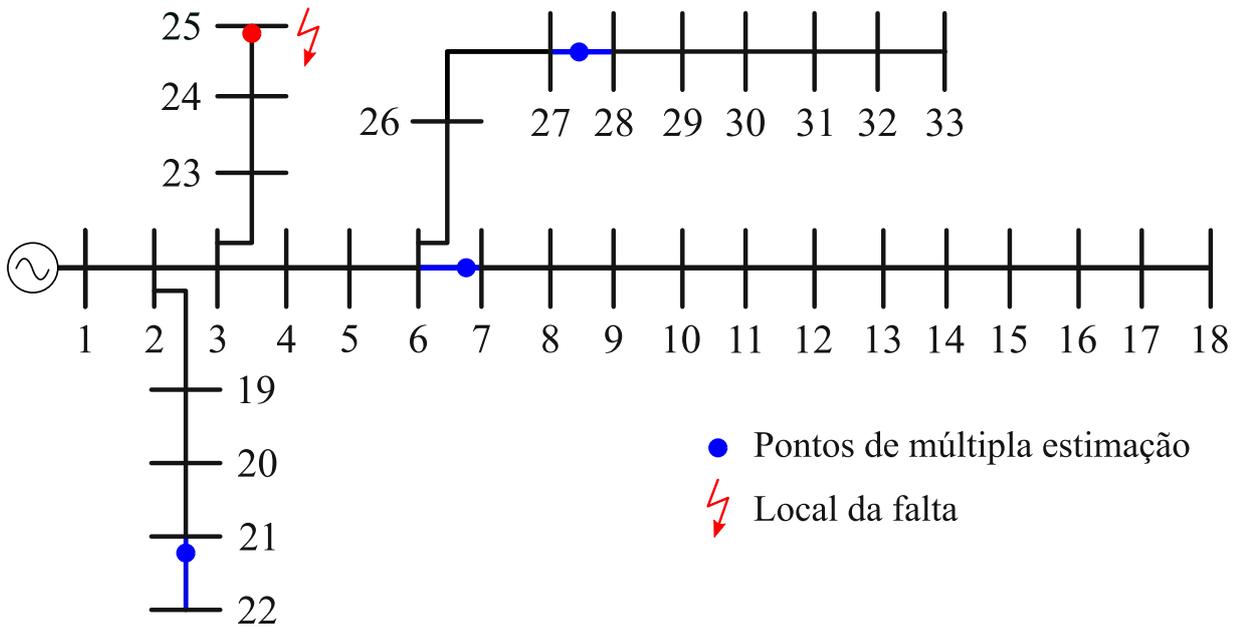


Fonte: Elaborada pelo autor.

ramo 24 – 25, tendo um valor de  $1,3 \cdot 10^{-5}$ . Para os demais ramos foram encontrados valores entre 10,04 e 16,57.

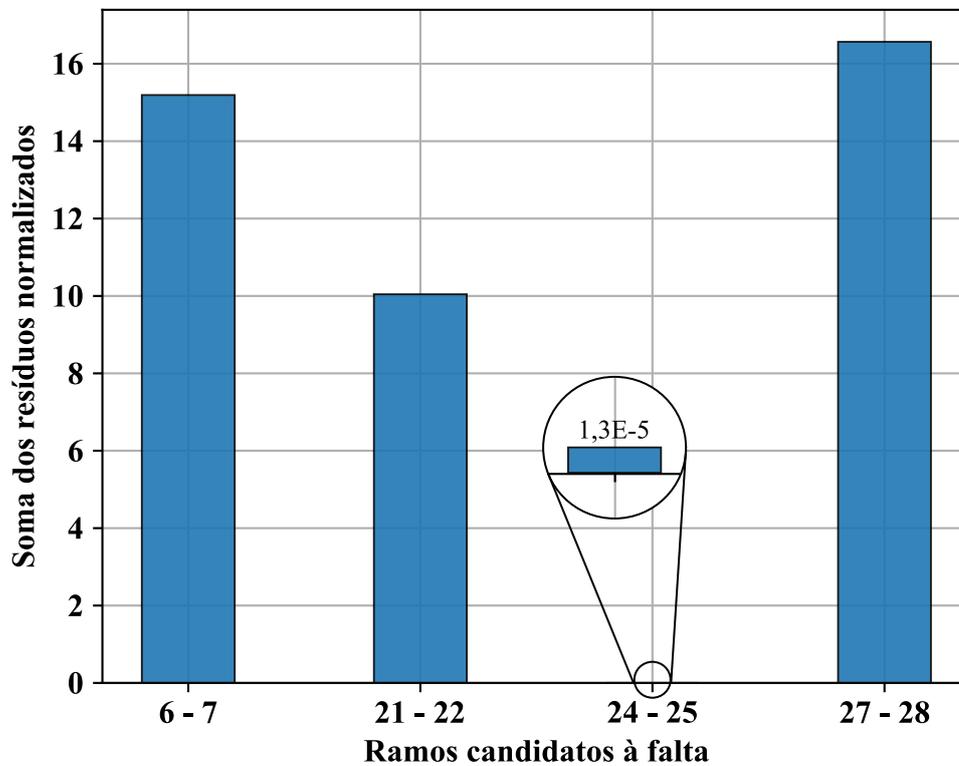
Como não foram considerados erros nas medidas em tempo real, na execução do EEC no correto local da falta, os resíduos normalizados tenderam ao valor nulo. Nos demais casos, embora as medidas não sejam caracterizadas como portadoras de EGs, ou seja, não ultrapassar o valor de 3, é possível identificar uma alteração nos valores medidos e calculados pelas funções  $h$  apresentados na subseção 3.2.1. Dessa forma, a influência nos resíduos em cada ponto hipotético da falta se comporta de maneira diferente, pois os valores calculados são distintos para cada situação, e assim, é possível identificar a linha sob falta.

Figura 14 – Exemplo de falta com múltiplas localizações no sistema de 33 barras



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 15 – Exemplo da soma dos resíduos normalizados em uma falta com múltiplas localizações no sistema de 33 barras



Fonte: Elaborada pelo autor.

## 3.4 Considerações finais

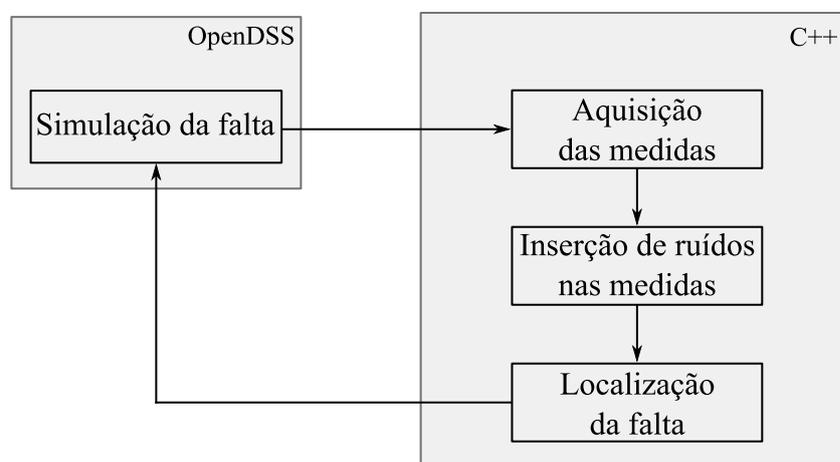
Neste capítulo foi apresentada uma metodologia para localização de faltas em SDs. A principal contribuição foi na proposição de uma abordagem na convergência do método de impedância e, além disso, uma adaptação no EEC para reduzir a múltipla localização por meio da avaliação da soma dos resíduos normalizados. No próximo capítulo são apresentados os resultados analisando a influência do sistema de medição, dos erros introduzidos nas medidas PMU, bem como a penetração de geradores distribuídos.



## RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados de maneira a avaliar a robustez da metodologia proposta. Para tanto, foi utilizado o *software* OpenDSS para realizar as simulações de falta e disponibilizar as informações necessárias para executar o localizador de faltas, como as medidas pré e pos falta. Este *software* é amplamente usado em estudos em SDs para realizar simulações estáticas e séries temporais. Ainda, permite implementar outras funções conforme a necessidade do usuário. Para isso, foi realizada uma integração desse *software* com a linguagem C++ via *Component Object Model* (COM) o que permitiu a comunicação entre as duas plataformas e, com isso, as demais etapas do processo fosse implementado nessa linguagem. A Figura 16 mostra como é o fluxo de informações entre essas duas interfaces, em que após a simulação realizada no OpenDSS os valores de referências são corrompidos com ruídos antes de serem inseridos como entradas no algoritmo de localização de faltas. Após a execução do localizador de faltas é possível configurar um novo cenário, realimentando a simulação do OpenDSS de maneira iterativa.

Figura 16 – Fluxograma do processo de comunicação entre o *software* OpenDSS e C++



Fonte: Elaborada pelo autor.

Como mencionado na seção 3.2, os erros inseridos nos dados adquiridos do OpenDSS possuem uma distribuição e variância conhecidas. As variâncias são associadas à precisão dos medidores e, geralmente, assume-se que são fixas de acordo com o tipo de medida ou proporcional ao seu valor (ALMEIDA; OCHOA, 2017). Para a abordagem da pesquisa foi adotada a segunda opção e a variância é determinada de acordo com a Equação 4.1.

$$\sigma_i^2 = \left( \frac{z_i^{verd} \cdot pr_i}{3} \right)^2 \quad (4.1)$$

em que  $z_i^{verd}$  e  $pr_i$  representam, respectivamente, o valor verdadeiro e a precisão da medida  $i$ . O último parâmetro foi alterado ao longo dos estudos para verificar o comportamento do EEC adaptado. Além disso, a estratégia para lidar com as medidas virtuais foi associar valores pequenos nos pesos, entretanto, dentro do limite para garantir a convergência do EEC. Dessa forma, adotou-se uma variância de  $10^{-6}$  nessas medidas. Enfim, para obter as medidas equivalentes, são inseridos ruídos nos valores de referência de acordo com a Equação 4.2 .

$$z_i^{med} = z_i^{verd} + b\sigma_i \quad (4.2)$$

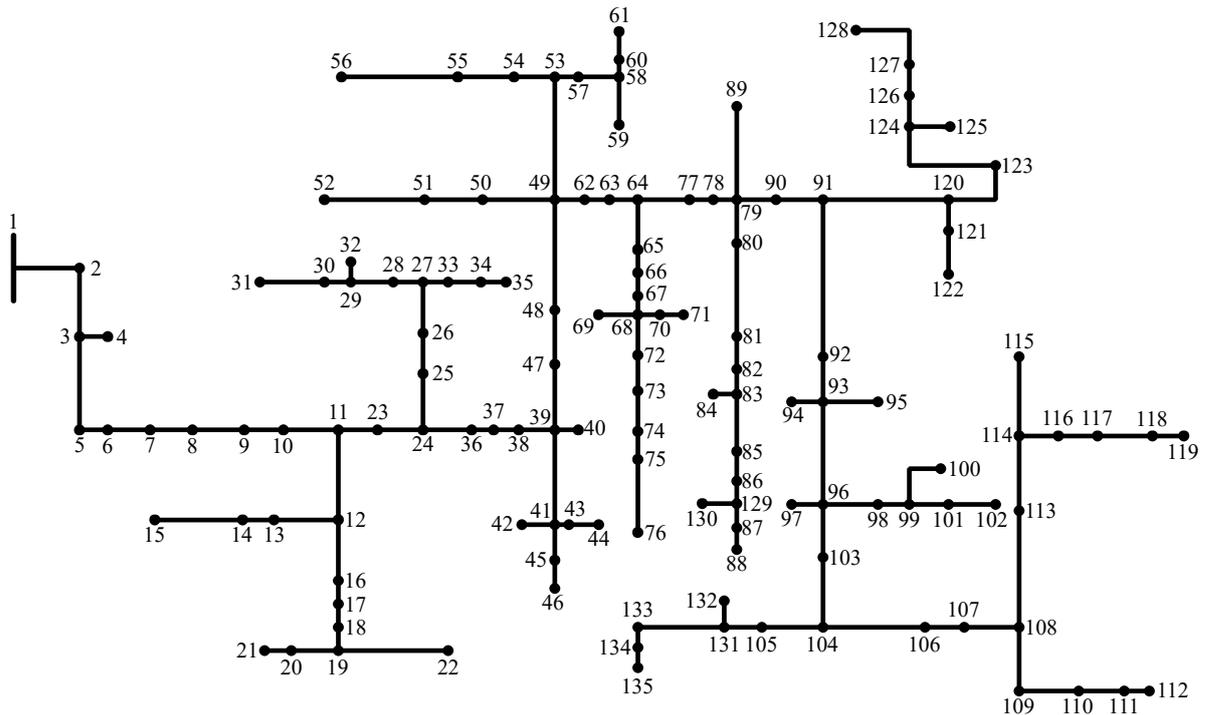
em que  $z_i^{med}$  é a medida  $i$  que é inserida no EEC e  $b$  é um valor aleatório obedecendo a distribuição normal com média nula e desvio padrão unitário.

Vale mencionar que nos algoritmos de EEC, fluxo de potência VDI e no OpenDSS foram adotadas uma tolerância de  $10^{-6}$  como critério de convergência, e para o método da impedância esse valor foi adotado como  $10^{-4}$ , ou seja, um desvio de 0,1  $m$ .

Para a análise do algoritmo implementado, foram efetuados testes em um sistema real de 135 barras, como mostra a Figura 17. Este sistema possui uma carga total de aproximadamente 6,5 MW e 2,77 MVar, o comprimento médio dos ramos é de 70 m com trechos de no máximo de 900 m e no mínimo de 5 m e, além disso, a tensão de operação é de 13,8 kV. A rede possui 34 barras de injeção nula de potência, 100 nós de carga e a barra da subestação, totalizando  $(34 + 100 + 1) \times 3 \times 2 = 810$  variáveis de estado (considerando as três fases e as partes real e imaginária). Ainda, para cada gerador distribuído trifásico conectado na rede são acrescentadas 6 variáveis de estado. Outras informações sobre o sistema utilizado podem ser encontradas no Apêndice A e em Electric Power Systems Planning Laboratory - LaPSEE (2019).

Já nos estudos com a presença da GD, foram alocados geradores síncronos nas barras 119, 88 e 122, de maneira arbitrária, com potência nominal de 900 kW e 295,815 kVar, 1 MW e 328,684 kVar, 300 kW e 98,605 kVar respectivamente, operando no modo potência constante. Foi realizada uma análise em relação a penetração da GD por meio da adição desses geradores um de cada vez na ordem apresentada. Todos os geradores possuem a tensão nominal de 4,16 kV e conectam à rede por meio de um transformador com potência nominal de 1500 kVA, com reatância percentual de 6 % e resistência de 0,7 % nos enrolamentos.

Figura 17 – Sistema de 135 barras utilizado nas simulações



Fonte: Elaborada pelo autor.

## 4.1 Análise de desempenho do algoritmo

As simulações de faltas foram realizadas em todas as barras variando, em conjunto, a característica do evento de acordo com a sua classificação, porém, foi aplicada uma falta de cada tipo, sendo estas, monofásica (AT), fase-fase (AB), fase-fase-terra (ABT) e trifásica (ABCT). Vale ressaltar que, para cada grupo de simulação, variou-se a resistência de falta em 5, 25 e 50  $\Omega$  e foram aplicadas em frações das linhas, correspondendo a 25 %, 50 %, 75 % e 99 % da barra a montante. As variações mencionadas acima totalizam 6.432 curtos-circuitos aplicados na rede de 135 barras mostrada na Figura 17. Além dessas mudanças, foram alterados o conjunto de medidas disponibilizadas ao longo da rede, o tipo de medida utilizado, bem como a quantidade de geradores distribuídos conectados na rede.

Os conjuntos de medidas utilizadas para o EEC são mostrados na Tabela 1, em que foram variadas em número e no posicionamento dos medidores. As posições das medidas foram dispostas de maneira arbitrária, sem realizar estudos para a alocação otimizada, entretanto, foram baseadas em trabalhos encontrados na literatura. Além dessas medidas, foi considerado que os geradores distribuídos são supervisionados, ou seja, as potências injetadas são conhecidas e inseridas no algoritmo.

Como critério de avaliação da estimação da barra da falta foi, inicialmente, apresentada a precisão do método de impedância e, posteriormente, a etapa da classificação dos ramos candidatos. Além disso, para avaliar a robustez do método, foram realizadas 100 simulações

Tabela 1 – Conjunto de medidas utilizados para a execução do EEC em situação de falta

Conjunto de medidas em tempo real	Tipo	Barra/Ramo
Grupo 1	V	1, 20, 51, 87, 118, 127
	I	1-2
Grupo 2	V	1, 20, 30, 45, 51, 57, 70, 87, 94, 101, 118, 127, 134
	I	1-2
Grupo 3	V	1, 20, 30, 43, 45, 51, 61, 71, 75, 87, 94, 101, 118, 127, 134
	I	1-2
Grupo 4	V	1, 21, 31, 44, 46, 52, 61, 71, 76, 88, 94, 102, 119, 128, 135
	I	1-2

Fonte: Dados da pesquisa.

para cada linha, variando os ruídos nas medidas em tempo real. No entanto, as informações da subestação foram mantidas sem alteração no valor de referência.

## 4.2 Simulação base

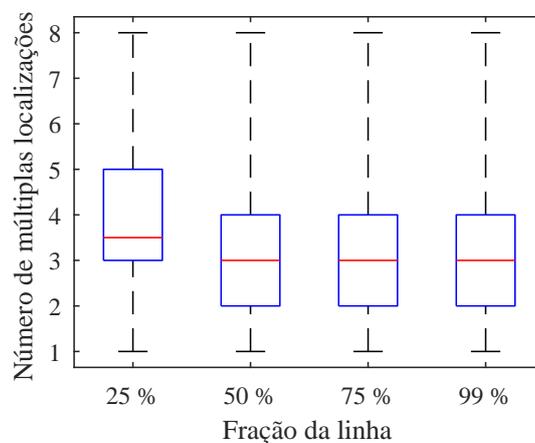
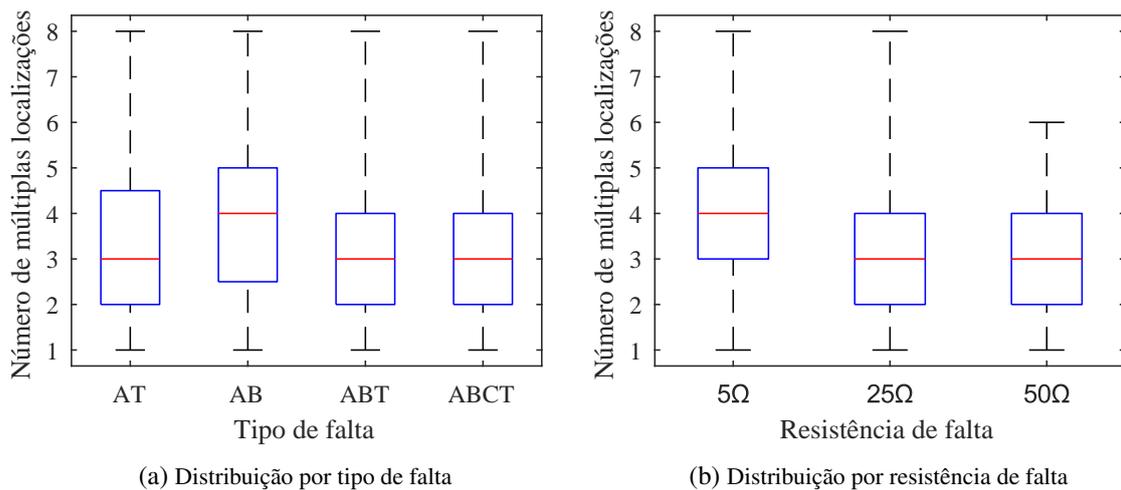
As simulações base são aquelas em que se considera uma condição ideal, ou seja, as informações de entrada no algoritmo de localização não possuem erros associados. A princípio, a intenção é avaliar o desempenho do método sob a influência do tipo, resistência e do local do curto-circuito, dado um conjunto de medição. Ainda, será verificada a influência da penetração de geradores distribuídos nessa condição.

Antes de realizar a análise da precisão do algoritmo de localização de falta, alguns resultados quantitativos do número de possíveis locais da ocorrência do curto-circuito da primeira etapa serão apresentados. Para isso, as situações de falta foram agrupadas em três conjuntos: um grupo formado pelos casos que apresentam o mesmo tipo de falta; outro, formado pela mesma resistência de falta; e por último, constituído pelas faltas que são aplicadas na mesma fração da linha, verificando, assim, a influência de cada variável na múltipla localização.

A Figura 18 mostra o boxplot desses conjuntos, em que a Figura 18a apresenta o comportamento da distribuição para a variação do tipo de falta e são executados 1608 cenários por coluna (totalizando 6432 casos). Em 90,49 % dos casos para a falta AT e AB tiveram múltiplas localizações, já para as faltas ABT e ABCT obtiveram respectivamente 93,36 % e 89,86 %. O primeiro quartil foi de duas possibilidades, exceto para a o conjunto de faltas fase-fase, em que esse valor foi de 2,5. Já a mediana, atingiu três múltiplas localizações para as faltas AT, ABT e ABCT, por outro lado, para a falta AB foi de quatro. Em relação ao terceiro quartil, pode-se observar que há uma variação entre quatro e cinco possibilidades. Por fim, nos quatro tipos de falta o limite superior atingiu oito locais.

Olhando da perspectiva da resistência, mostrado na Figura 18b, a tendência observada foi do maior número de múltiplas localizações ocorrerem para a menor resistência de falta, em que o primeiro, segundo e o terceiro quartis foram respectivamente três, quatro e cinco. No entanto, para as demais resistências tais valores foram de dois, três e quatro possibilidades. Tal como ocorreu na situação anterior, o limite superior não ultrapassou de oito locais. Para essa condição, foi observado que em 90,90 %, 90,44 % e 89,55 % dos casos possuíam pelo menos duas possibilidades para as faltas com 5  $\Omega$ , 25  $\Omega$  e 50  $\Omega$ , respectivamente. Já em relação à distância de falta, dada pela Figura 18c os quartis e as medianas se comportaram igualmente nas três maiores frações, obtendo dois, três e quatro para o primeiro, segundo e terceiro quartis, respectivamente. Para a distância de 25 % esses valores foram de 3, 3,5 e 5. Os picos se mostraram idêntico à Figura 18a e as múltiplas localizações variaram de 89,24 % a 91,04 % dentro das quatro situações.

Figura 18 – *Boxplot* das múltiplas localizações oriundas do método de impedância



Fonte: Elaborada pelo autor.

### 4.2.1 Método de impedância para localização de faltas

A primeira etapa da localização da falta consiste em determinar todos os pontos candidatos. Nesta subseção será apresentada a precisão desta fase desconsiderando as múltiplas estimações, ou seja, verificar o erro, dado pelo módulo da diferença entre as distâncias reais e as estimadas, no ramo da ocorrência do defeito. Para isso, dada uma situação de tipo, resistência e local de falta, a média ( $\mu$ ), o desvio padrão ( $\sigma$ ), os máximos e os mínimos erros das 134 faltas aplicadas no sistema foram calculados. Na Tabela 2 é apresentado o comportamento para as faltas aplicadas a 25 % de cada linha. É possível notar que as médias se elevam à medida que a resistência de falta aumenta para todos tipos de falta analisada. O maior valor de erro encontrado foi no ramo 60-61 (com comprimento de 40 m), que atingiu 1,9826 cm de erro para a falta AT com 50  $\Omega$  e, ainda, houve o maior desvio padrão.

Tabela 2 – Faltas aplicadas a 25 % de cada ramo

Erro (cm)	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$
	<b>AT</b>			<b>AB</b>		
$\mu$	0,0407	0,3641	0,5835	0,0248	0,1889	0,6878
$\sigma$	0,0577	0,1976	0,5564	0,0115	0,0935	0,3760
Máximo	0,3690	0,7831	1,9826	0,0516	0,4310	1,5211
Mínimo	0,0010	0,0508	0,0008	0,0217	0,0090	0,0002
	<b>ABT</b>			<b>ABCT</b>		
$\mu$	0,0273	0,0885	0,7472	0,0219	0,0942	0,6295
$\sigma$	0,0197	0,0845	0,4366	0,0229	0,0832	0,4195
Máximo	0,1089	0,3362	1,9055	0,1061	0,2968	1,8790
Mínimo	0,0002	0,0000	0,0677	0,0002	0,0008	0,0134

Fonte: Dados da pesquisa.

Na Tabela 3 são apresentados os resultados para as faltas aplicadas a 50 % das linhas. No geral, o mesmo comportamento da Tabela 2 foi observado. Bem como na situação anterior, o maior erro encontrado foi no ramo 60-61 para falta AT com 50  $\Omega$ , no entanto, o erro foi de 1,9754 cm.

A Tabela 4 e a Tabela 5 mostram os resultados para as faltas aplicadas a 75 % e a 99 % das linhas. Ambas as situações apresentaram a mesma característica das médias em relação aos casos anteriores. O maior erro encontrado foi respectivamente nos ramos 60-61, com erro de 1,9691 cm e no ramo 51-52 (com comprimento de 100 m), que atingiu 1,9938 cm para faltas AT com 50  $\Omega$ . Ainda, para todos os casos, embora os maiores erros foram para as faltas fase-terra, em média, os maiores erros são para as faltas ABT.

Depreende-se pela análise que nos casos em que sabe-se o comportamento das cargas na situação pré-falta e as medidas na subestação não possuir ruídos nos valores adquiridos pelo sistema de medição, os erros estão na ordem de centímetros, o que mostra um bom desempenho desta etapa da metodologia. Das três variáveis analisadas (tipo, resistência e local da falta), o

Tabela 3 – Faltas aplicadas a 50 % de cada ramo

Erro (cm)	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$
	<b>AT</b>			<b>AB</b>		
$\mu$	0,0445	0,3650	0,5864	0,0244	0,1900	0,6864
$\sigma$	0,0651	0,1981	0,5553	0,0112	0,0928	0,3748
Máximo	0,3705	0,7814	1,9754	0,0510	0,4299	1,5196
Mínimo	0,0003	0,0624	0,0020	0,0026	0,0197	0,0101
	<b>ABT</b>			<b>ABCT</b>		
$\mu$	0,0262	0,0893	0,7499	0,0239	0,0947	0,6376
$\sigma$	0,0187	0,0841	0,4333	0,0382	0,0830	0,4156
Máximo	0,0673	0,3347	1,9025	0,3840	0,2964	1,8772
Mínimo	0,0001	0,0007	0,0719	0,0000	0,0017	0,0179

Fonte: Dados da pesquisa.

Tabela 4 – Faltas aplicadas a 75 % de cada ramo

Erro (cm)	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$
	<b>AT</b>			<b>AB</b>		
$\mu$	0,0465	0,3622	0,5933	0,0246	0,1875	0,6856
$\sigma$	0,0691	0,2007	0,5595	0,0110	0,0931	0,3767
Máximo	0,3720	0,7798	1,9691	0,0453	0,4289	1,5181
Mínimo	0,0003	0,0005	0,0020	0,0037	0,0182	0,0025
	<b>ABT</b>			<b>ABCT</b>		
$\mu$	0,0263	0,0877	0,7429	0,0247	0,0950	0,6338
$\sigma$	0,0194	0,0828	0,4365	0,0553	0,0844	0,4142
Máximo	0,0828	0,3334	1,9001	0,6134	0,2962	1,8759
Mínimo	0,0000	0,0001	0,0266	0,0000	0,0012	0,0066

Fonte: Dados da pesquisa.

maior impacto foi em relação à resistência de falta, embora não alterasse significativamente a precisão, do ponto de vista da prática.

#### 4.2.2 *Influência do conjunto de medidas no processo de redução de múltiplas localizações*

Após a execução da segunda etapa da localização de falta, há a classificação dos ramos candidatos de acordo com o resíduo normalizado advindo do EEC. Entretanto, a correta escolha está associada com a distribuição das medidas ao longo do SD, uma vez que o método faz o uso das informações dessas medidas. Da perspectiva quantitativa, é possível afirmar que quanto maior o número de medidores utilizado, maior são os acertos, no entanto, é importante observar como esses medidores são dispostos, para garantir que encontre corretamente as faltas em todo o sistema. Com isso, essa subseção mostrará uma análise dos conjuntos mencionados na Tabela 1, aumentando, de forma progressiva, o número de medidores.

Tabela 5 – Faltas aplicadas a 99 % de cada ramo

Erro (cm)	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$
	<b>AT</b>			<b>AB</b>		
$\mu$	0,0485	0,3678	0,5877	0,0250	0,1885	0,6860
$\sigma$	0,0712	0,2011	0,5565	0,0116	0,0972	0,3783
Máximo	0,3735	0,7843	1,9938	0,0506	0,4901	1,5144
Mínimo	0,0011	0,0361	0,0039	0,0030	0,0170	0,0048
	<b>ABT</b>			<b>ABCT</b>		
	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$
$\mu$	0,0262	0,0877	0,7518	0,0231	0,0943	0,6340
$\sigma$	0,0185	0,0830	0,4364	0,0327	0,0848	0,4198
Máximo	0,0671	0,3399	1,8923	0,3087	0,3062	1,8696
Mínimo	0,0000	0,0007	0,0587	0,0000	0,0013	0,0005

Fonte: Dados da pesquisa.

A abordagem inicial está relacionada com o Grupo 1, em que faz uso de cinco medidas. A Tabela 6 apresenta o número de acertos para as variações de tipo, resistência e fração da ocorrência da falta. Para cada situação, os curtos-circuitos são aplicados em todos os ramos, totalizando 134 pontos. A precisão da redução de múltiplas estimações variou de 82,84 % a 90,03 %. Ainda, não há uma influência aparente nas variações realizadas tendo uma média de 86,15 % de acerto.

Tabela 6 – Número de acertos variando o tipo, resistência e fração da linha de falta para o Grupo 1 de medidas

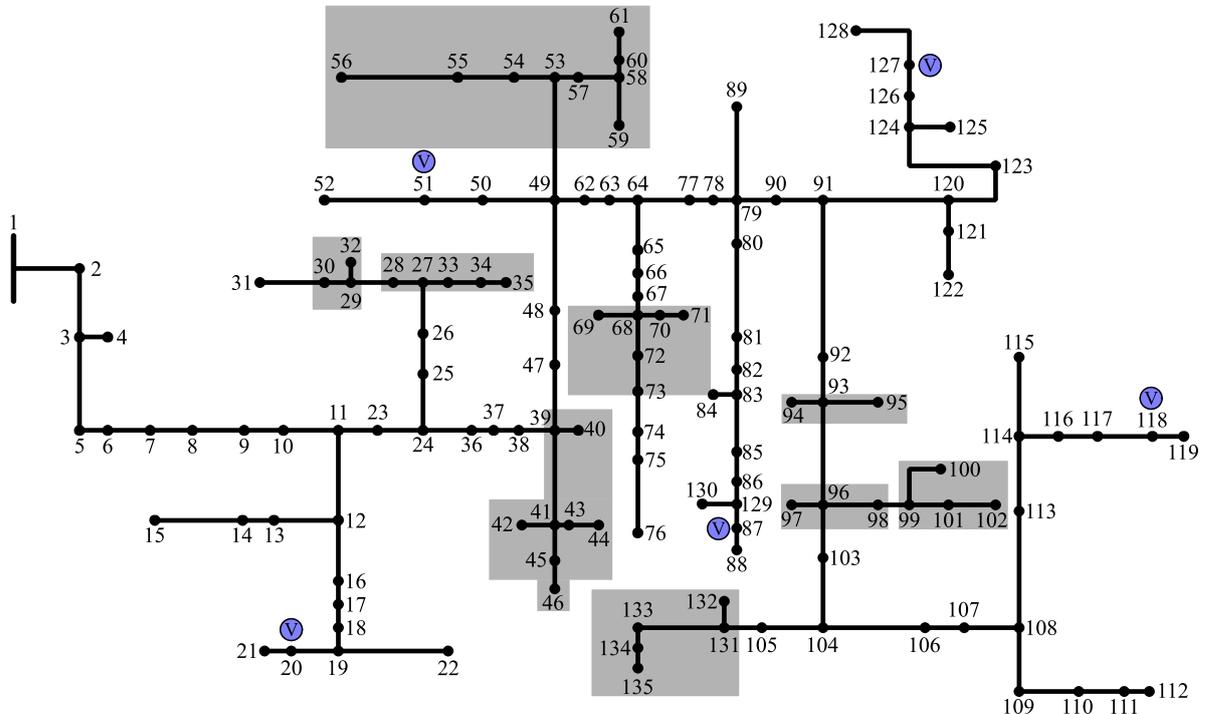
	AT			AB			ABT			ABCT		
	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$
25 %	115	111	114	113	111	114	112	113	115	115	113	112
50 %	116	118	112	115	114	112	114	116	115	116	118	116
75 %	114	118	119	118	114	113	118	119	119	115	117	115
99 %	113	117	118	117	117	115	118	121	118	115	117	121

Fonte: Dados da pesquisa.

Ao analisar as falhas em que o localizador obteve, é possível verificar algumas regiões de instabilidade na escolha do ramo com o defeito. A Figura 19 mostra a configuração do sistema de medição e as zonas mencionadas são destacadas. Ainda, ao verificar as somas dos resíduos normalizados, para alguns ramos candidatos, os valores são iguais e próximos de zero, sendo assim, como não há um critério de desempate, tendo em vista que a escolha do ramo está associada com a forma em que é realizada a busca do menor valor da  $\sum r^N$ , bem como da ordem em que os ramos candidatos são armazenados e manipuladas na memória do *hardware* utilizado. Por questões didáticas, dois exemplos são mostrados na Tabela 7 para uma falta AT, a 25 % da linha com 25  $\Omega$ . Na primeira falta há dois possíveis ramos com o mesmo valor de resíduo normalizado, entretanto, esses ramos são adjacentes e possuem comprimento de 100 m, para o ramo 39 (entre as barras 39 – 40) e 60 m para o 40 (39 – 41). O mesmo comportamento é observado quando se analisa a falta para a seção 40. Já para a ocorrência de defeito no ramo 68

(68 – 69), três ramos dentre as oito possíveis possuíram os menores valores, no entanto, assim como na situação anterior, esses ramos são adjacentes. Essa característica foi observada para as regiões mencionadas da Figura 19 para todos os tipos, locais e resistências de falta.

Figura 19 – Região de não detecção correta da falta para o Grupo 1 de medidas



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 7 – Soma dos resíduos normalizados dos ramos candidatos para duas faltas AT aplicadas a 25 % da linha com 5  $\Omega$

Ramo da falta	Ramos candidatos	$\sum r^N$
39 (39 - 41)	20 (20 – 21)	0,674
	29 (29 – 30)	0,301
	39 (39 – 40)	2e-6
	40 (39 – 41)	2e-6
	46 (39 – 47)	0,026
68 (68 - 69)	51 (51 – 52)	0,185
	54 (54 – 55)	0,129
	58 (58 – 59)	0,129
	59 (58 – 60)	0,129
	68 (68 – 69)	2e-6
	69 (68 – 70)	2e-6
	71 (68 – 72)	2e-6
	78 (78 – 79)	0,141

A soma dos resíduos normalizados para a falta AT, 25 % da linha e com 5  $\Omega$  é mostrada no gráfico da Figura 20. As faltas aplicadas são representadas no eixo horizontal enquanto os possíveis locais são destacados no eixo vertical. A escala de cores de cada ponto corresponde às

somas dos resíduos normalizados e quanto mais escuro, menores são os valores desse parâmetro. É possível notar que a diagonal do gráfico além de ser preenchido, possuem baixos valores representada pela cor preta. Percebe-se ainda que devido a natureza do sistema, em alguns casos a múltipla localização está distribuída em vários ramos laterais. Por fim, há uma tendência dos resíduos normalizados apresentar a mesma ordem de grandeza para os pontos eletricamente próximos, isso pode ser visto também pela Tabela 7, em que para uma falta no ramo 68, esses valores foram próximos aos ramos 54, 58 e 59, bem como para os ramos 69 e 71, além do 68. Para este caso, os resíduos obtiveram o mesmo valor, pois nessas regiões não houveram diferenças significativas entre os valores calculado (da função  $h$ ) e das medidas ( $z$ ), por conta do sistema de medição utilizado.

Na tentativa de identificar as faltas, foram adicionadas medidas nas barras 30, 45, 57, 70, 94, 101 e 134 localizadas dentro das zonas da Figura 21, compondo assim, o Grupo 2 de medidas. A Tabela 8 mostra o número de acertos para tal conjunto, com a adição dos medidores nas regiões mencionadas. O algoritmo passou a apresentar uma precisão maior, variando entre 94,03 % e 99,25 %. No entanto, houveram três áreas compreendidos entre os ramos 41 a 43, 58 a 60, 68 e 71 em que ainda o algoritmo não selecionou o ramo correto. O perfil do resíduo normalizado é mostrado na Figura 22 para quatro situações, variando a resistência e a distância de falta para o tipo AT. Nota-se, de maneira geral, que dentre as possibilidades de falta, o algoritmo reduziu número de candidatos para dois. Houveram ainda cinco casos que tiveram apenas uma possibilidade e estão associados às faltas no ramo 71 para 50 % da linha com 25  $\Omega$  e 75 % com 50  $\Omega$  e para os ramos 41, 58 e 75 quando a falta é aplicada a 99 % da linha com uma resistência de falta de 5  $\Omega$ . Para a circunstância da Figura 22d essa situação se repetiu para os ramos 41, 58 e 71. Em relação aos ramos das múltiplas localizações, analisando para os dois candidatos mais prováveis da ocorrência da falta, houve mudança apenas no ramo 58, variando entre 58, 59 e 60, dependendo da resistência e da fração da linha. Nos demais casos, as mesmas seções foram selecionadas para diferentes características da falta. Para as outras combinações para a falta AT foi observado um comportamento similar aos da Figura 22.

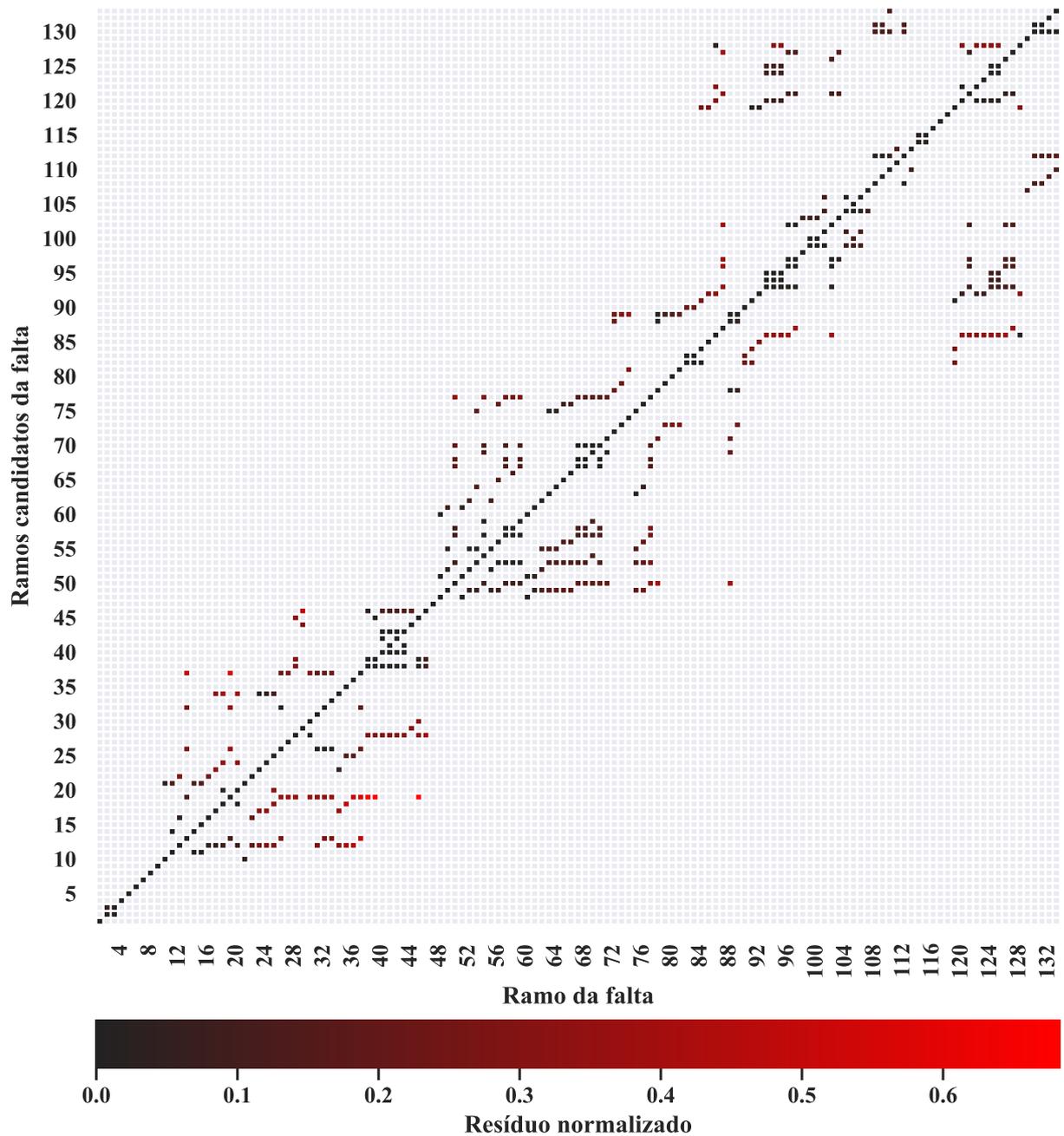
Tabela 8 – Número de acertos variando a tipo, resistência e fração da linha de falta para o Grupo 2 de medidas

	AT			AB			ABT			ABCT		
	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$
25 %	130	130	128	130	126	129	127	129	130	131	130	127
50 %	129	130	130	129	129	131	129	129	129	130	129	131
75 %	129	130	131	130	130	132	128	131	129	132	130	131
99 %	130	131	131	131	133	131	132	131	131	133	130	132

Fonte: Dados da pesquisa.

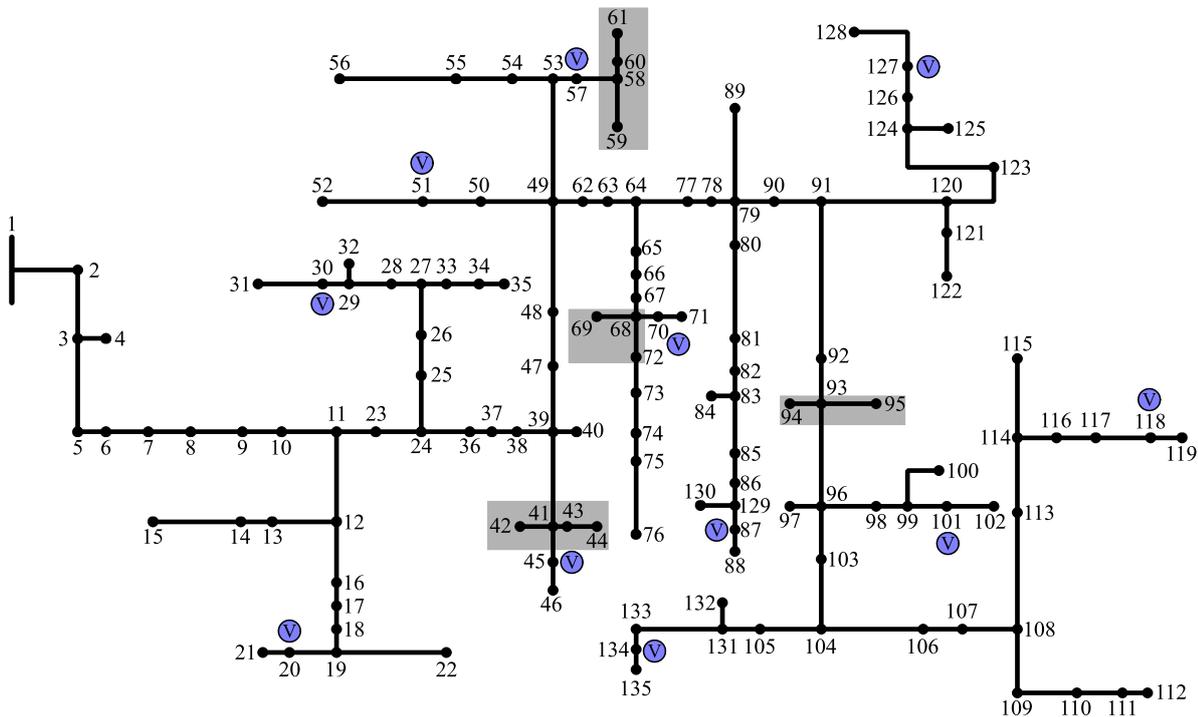
Para as faltas AB, mostradas na Figura 23, foi observado um comportamento semelhante à falta AT, embora em algumas faltas o número e os pontos da múltipla localização alterassem. Já a soma dos resíduos normalizados para os tipos ABT e ABCT são mostradas respectivamente

Figura 20 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas AT com 5  $\Omega$  de resistência aplicada a 25 % das linhas



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 21 – Região de não detecção correta da falta para o Grupo 2 de medidas

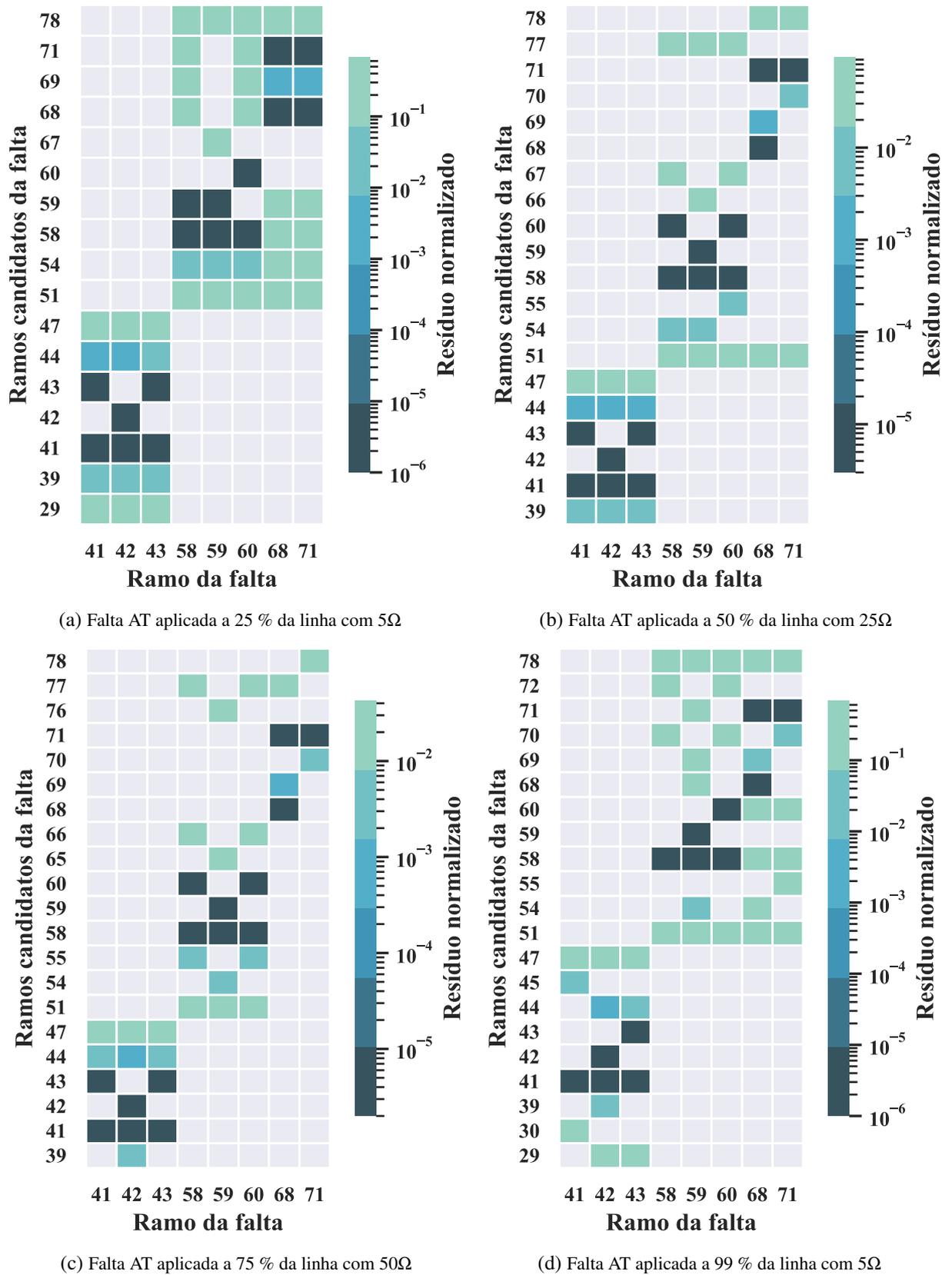


Fonte: Elaborada pelo autor.

na Figura 24 e na Figura 25. Devido a característica ideal das medidas, a variação do resíduo normalizado foi da ordem de  $1e-6$  a  $1e-1$ . É possível notar ainda que à medida que os ramos candidatos se afastam, eletricamente, do ponto real da falta, o resíduo normalizado tem a tendência de se elevar podendo atingir valores próximos a 1. Por outro lado, nas regiões próximas, a tendência é chegar a valores próximos ao nulo. Em todos os casos em que o localizador não determinou corretamente o local, o algoritmo filtrou para duas possibilidades e, geralmente, esses ramos são dispostos adjacente.

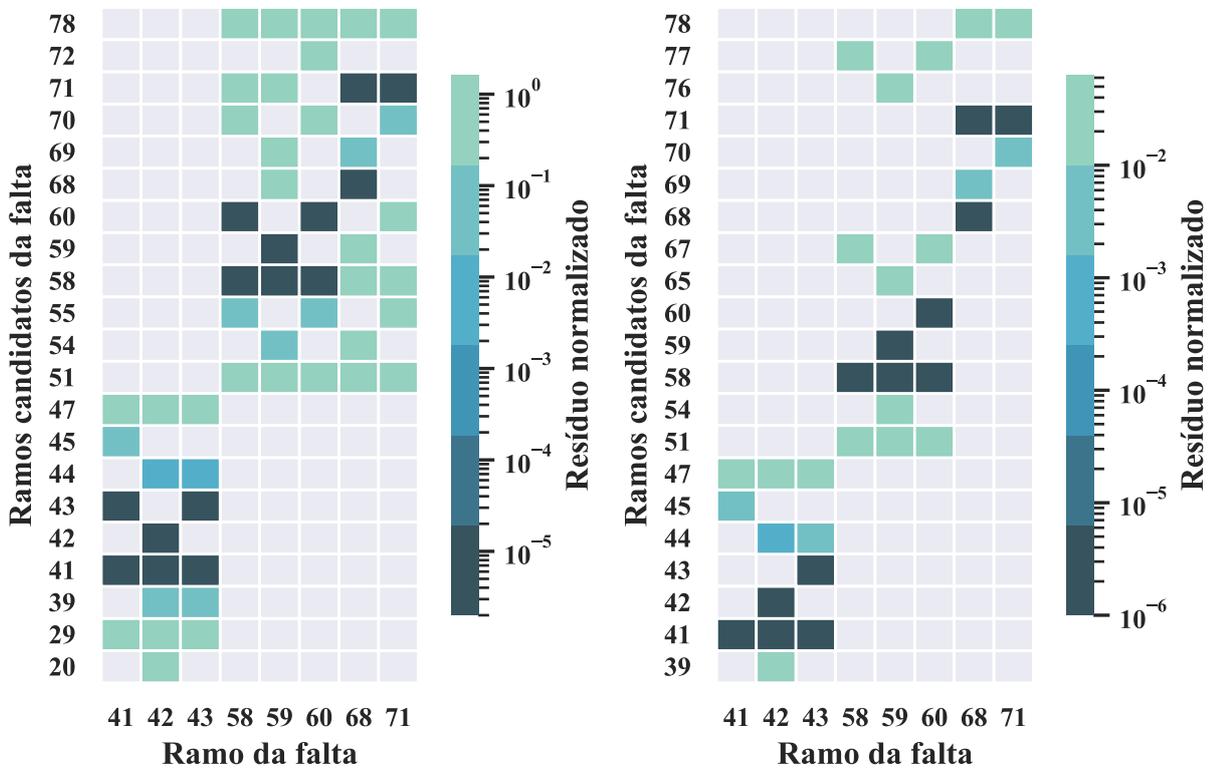
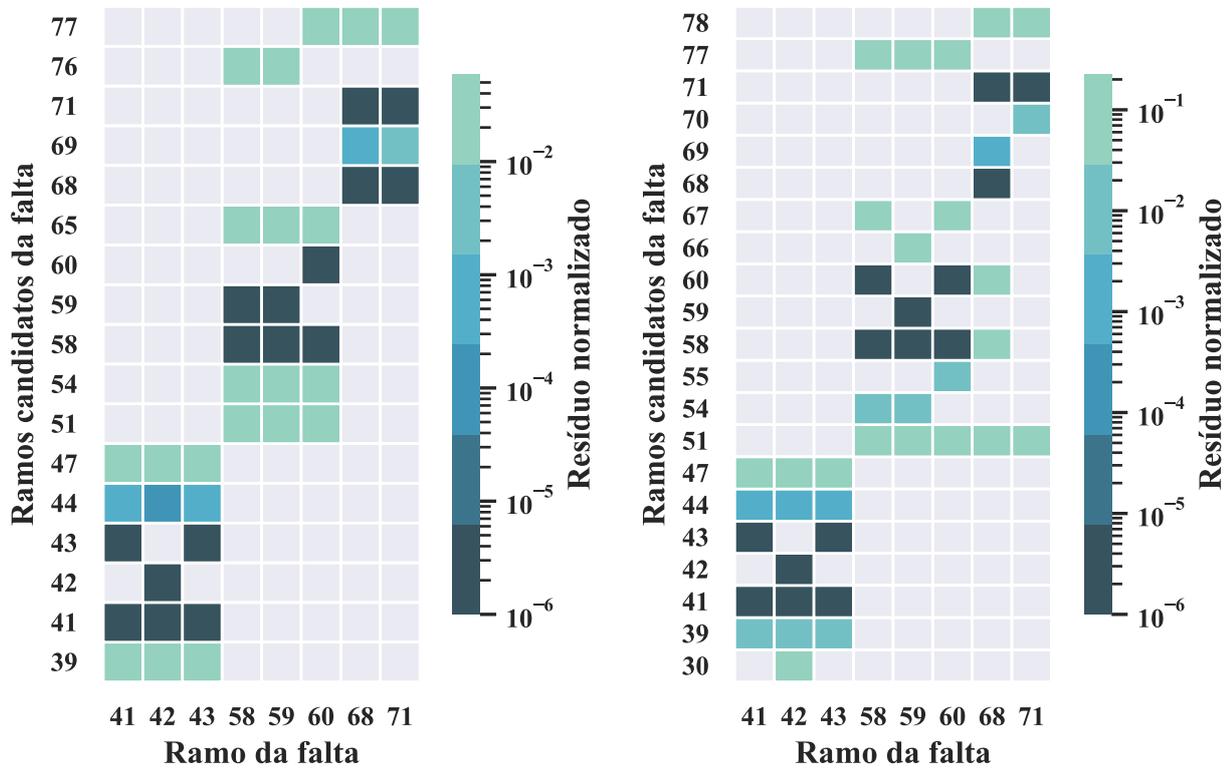
As variações do tipo, resistência e a fração da linha aplicada não tem uma influência significativa na precisão da etapa de redução da múltipla estimação do localizador de faltas. Embora o conjunto de medidas utilizado não ser capaz de identificar todos os ramos de maneira correta, e a maior distância entre o local real da falta e a estimada foi de 79,2 m, 99 m e 59,4 m para as regiões compreendidas entre os ramos 41 e 43, 58 e 60 e entre 68 e 71, respectivamente.

Figura 22 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas AT nas regiões de não detecção correta da falta



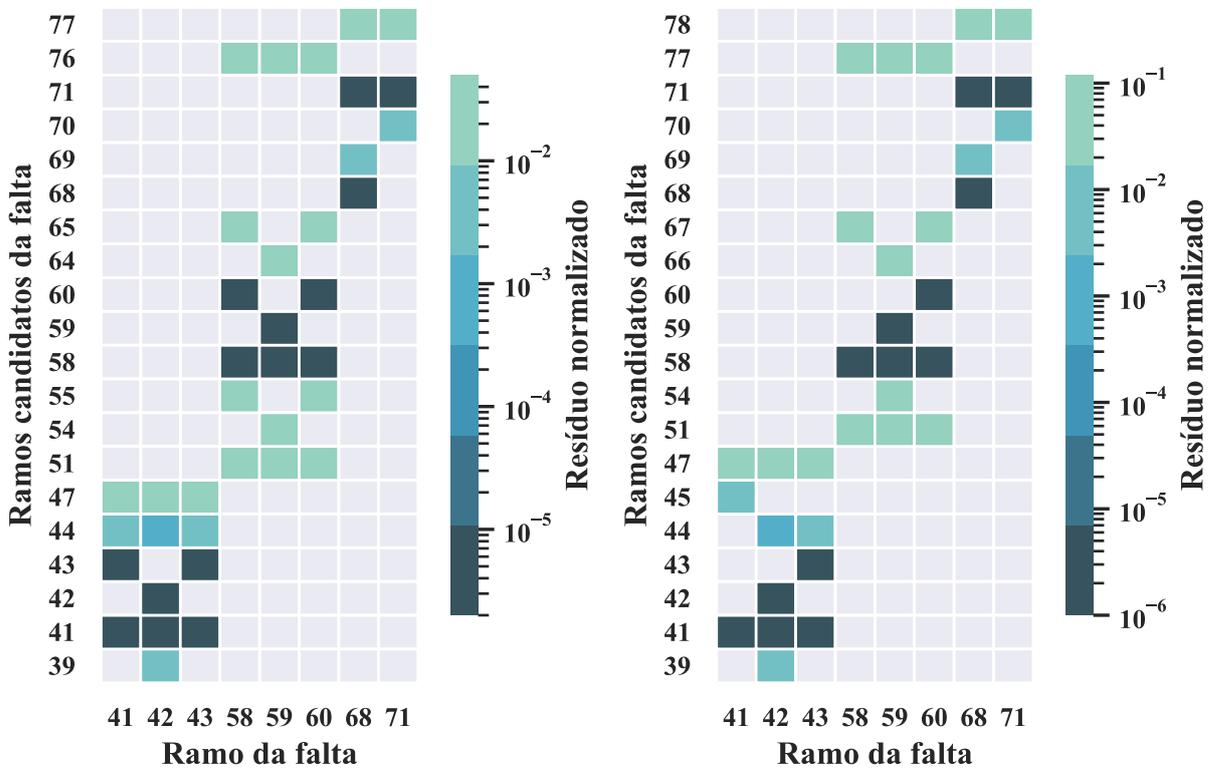
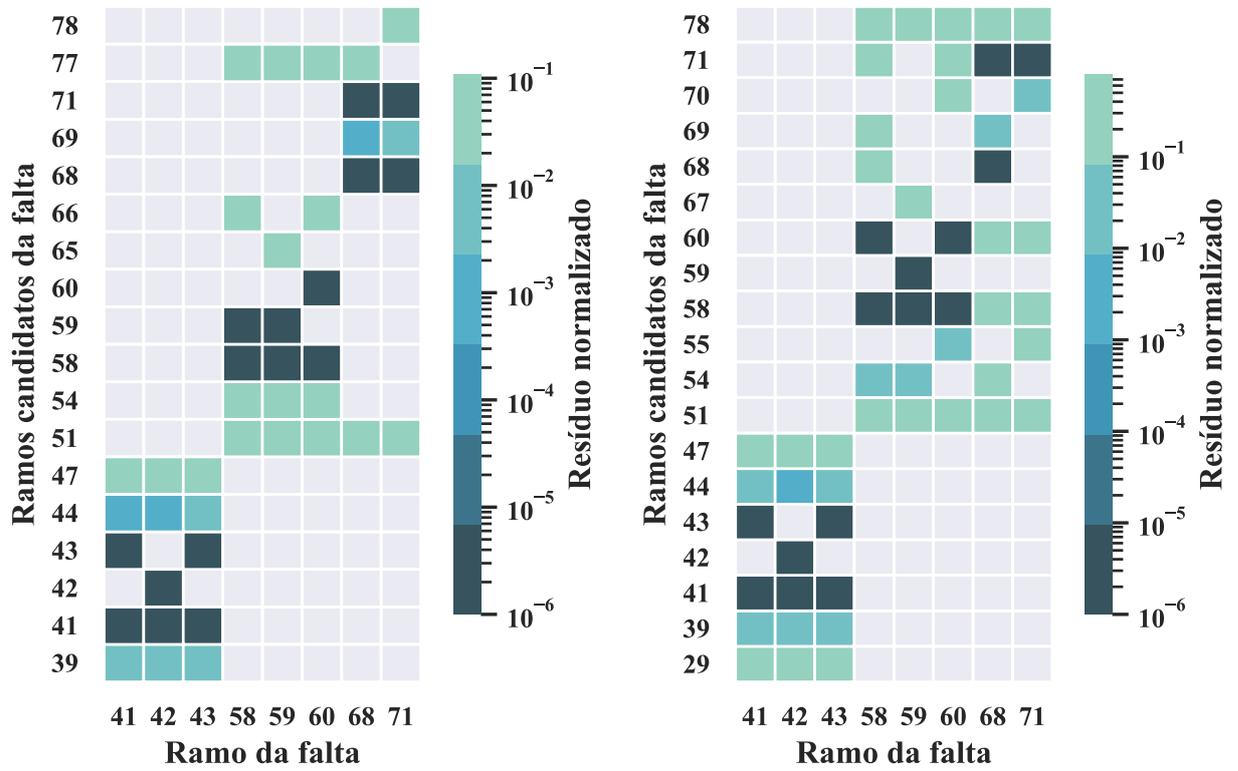
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 23 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas AB nas regiões de não detecção correta da falta



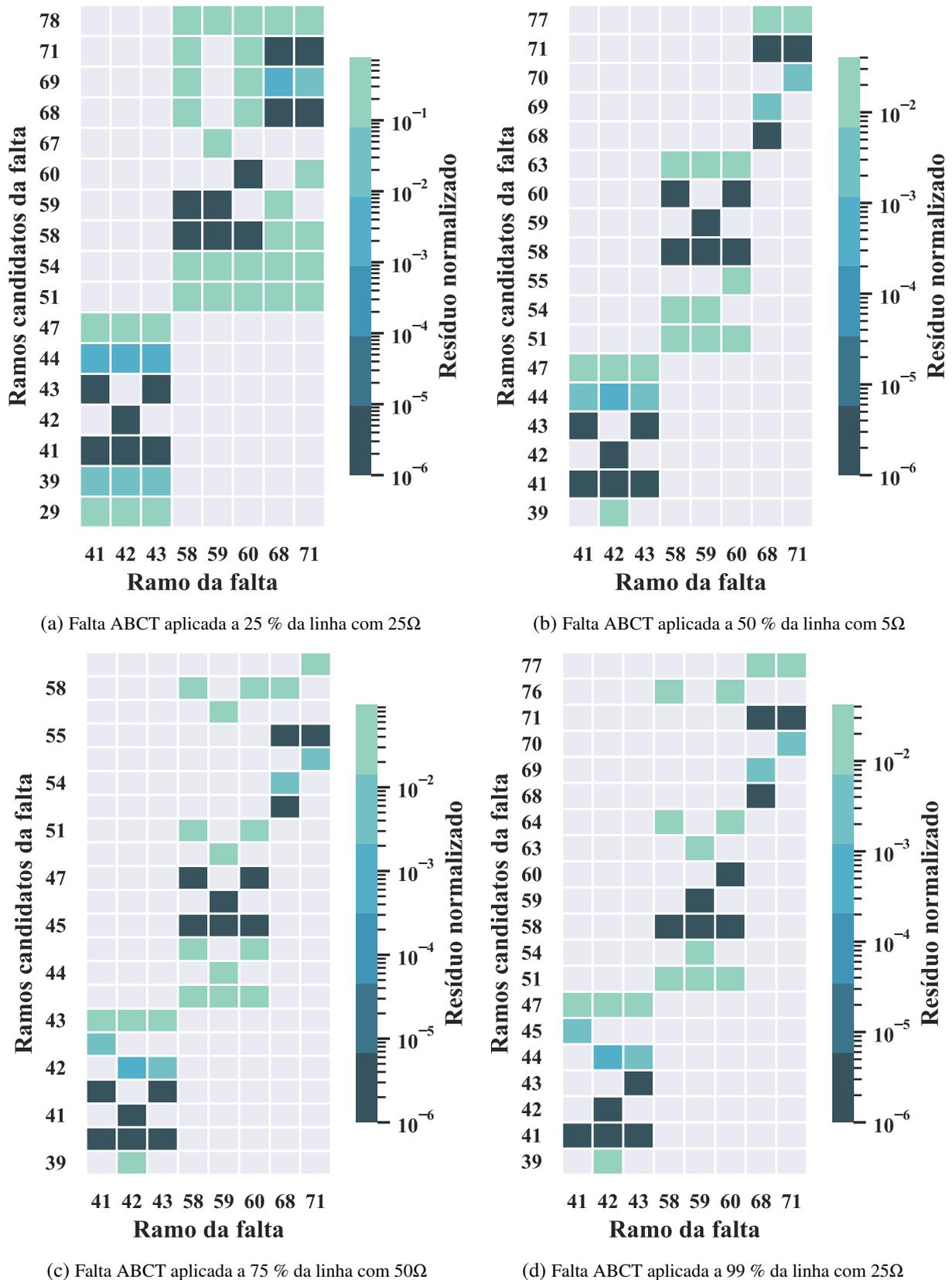
Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 24 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas ABT nas regiões de não detecção correta da falta



Fonte: Elaborada pelo autor.

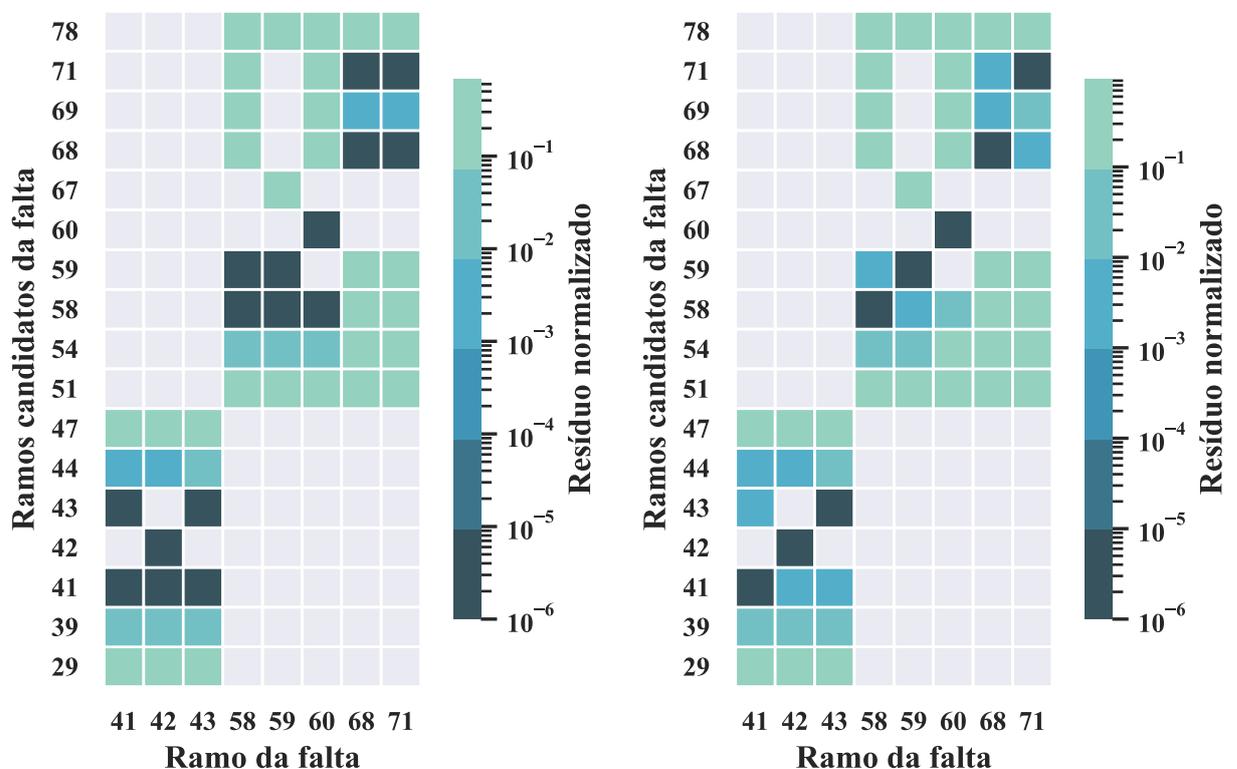
Figura 25 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas ABCT nas regiões de não detecção correta da falta



Fonte: Elaborada pelo autor.

Outro conjunto de medidas utilizado foi o Grupo 3 em que foram adicionadas em dois pontos, sendo estes na barra 43 e 75, além de alterar as medidas do nó 70 para 71 e 57 para 61. As mesmas variações na característica da falta foram simuladas para essa configuração de medidores. Após a modificação realizada no sistema de medição, o localizador de falta acertou 100 % das situações. Um exemplo de comportamento da soma do resíduo normalizado para a região em que não houve a redução completa da múltipla localização para o Grupo 2, em comparação ao Grupo 3, é apresentado na Figura 26. Nota-se pela Figura 26b que os menores valores correspondem aos locais corretos da falta e não há outros ramos com o mesmo valor como ocorreu no Grupo 2, visto na Figura 26a.

Figura 26 – Perfil do resíduo normalizado em função do ramo da falta e das múltiplas localizações para faltas AT nas regiões de não detecção correta da falta do Grupo 2 e 3 de medidas



(a) Falta AT aplicada a 25 % da linha com  $5\Omega$  para o Grupo 2

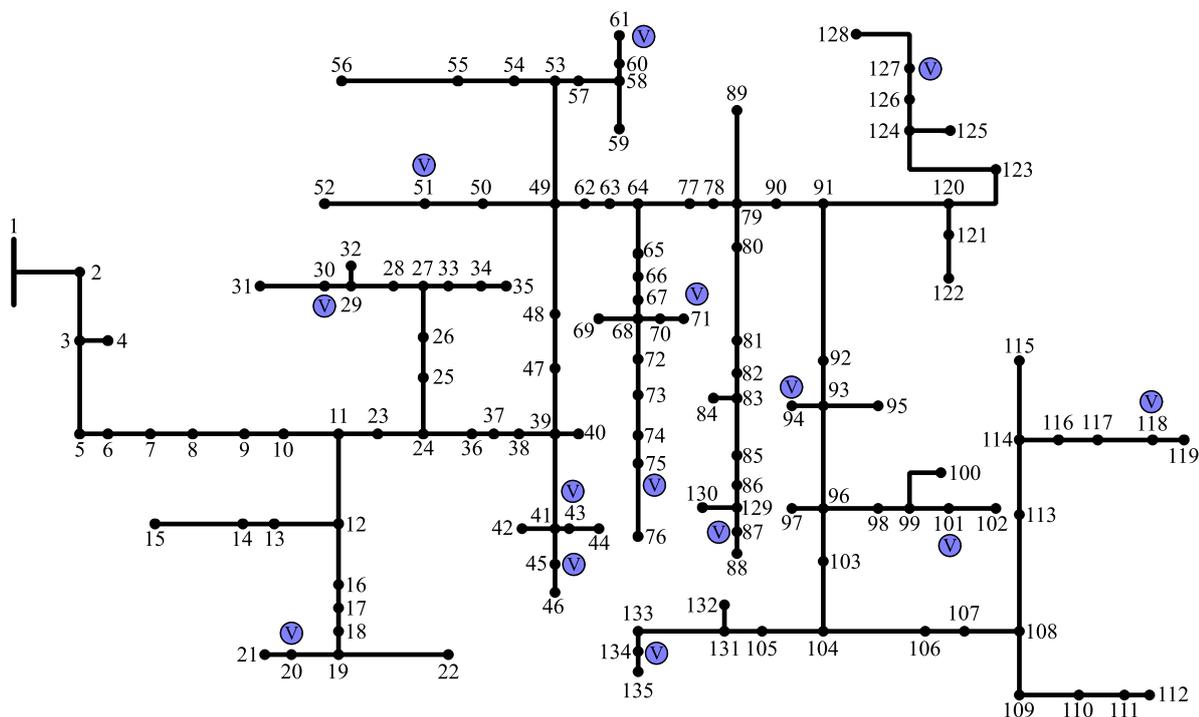
(b) Falta AT aplicada a 25 % da linha com  $5\Omega$  para o Grupo 3

Fonte: Elaborada pelo autor.

Foi possível notar ainda que para alcançar a total redução da múltipla localização, para as regiões compreendidas entre os ramos 41 e 43 bem como 68 e 71 foram adicionadas uma medida em cada zona. Entretanto, para os ramos entre 58 e 60, tal objetivo foi atingindo realocando o medidor localizado na barra 57 para o 61. A Figura 27 mostra a configuração das medidas ao longo do sistema para atingir 100 % de acerto na redução da múltipla localização.

Enfim, as medidas foram reposicionadas para as extremidades do sistema, de maneira a formar o Grupo 4 de medidas. Da mesma forma que o caso anterior, o localizador foi capaz de

Figura 27 – Configuração do Grupo 3 de medidas que atingiu 100% de acerto



Fonte: Elaborada pelo autor.

identificar corretamente todas as situações de variação realizada, como mostra a Tabela 9.

Tabela 9 – Número de acertos variando a tipo, resistência e fração da linha de falta para o Grupo 4 de medidas

	AT			AB			ABT			ABCT		
	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$	5 $\Omega$	25 $\Omega$	50 $\Omega$
25 %	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
50 %	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
75 %	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
99 %	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134

Fonte: Dados da pesquisa.

Em Trindade, Freitas e Vieira (2014) é proposto um método baseado em afundamento de tensão, realizando monitoramento por meio de *smart meters*. Foi constatado que o desempenho do método foi melhor quando os medidores são alocados nas extremidades do sistema, comparado com casos em que tais equipamentos são posicionados nos ramos principais. Esta estratégia foi adotada para a alocação dos medidores utilizados neste trabalho. Ainda, quando a falta ocorreu a jusante do medidor alocado na barra 57, o localizador não conseguiu distinguir se a falta ocorreu nos ramos 58, 59 e 60. Entretanto, esse problema pode ser solucionado realocando para a barra 61, situada em uma das extremidades do sistema.

### 4.2.3 Influência do tipo de medidas no processo de redução de múltiplas localizações

Nesta etapa foi verificado como o tipo da medida utilizado afeta a precisão da etapa da redução da múltipla localização. Para isso, as posições dos medidores do Grupo 4 foram mantidas para executar o algoritmo utilizando medidas de módulo de tensão. Esse tipo de medida apresentou o mesmo número de acertos que o conjunto de medidas de tensão PMU, indicando que também é uma alternativa plausível do uso desses medidores. Outra possibilidade é a utilização de medidas de correntes PMU ou de módulo de corrente. Assim como nas situações anteriores, o algoritmo se comportou de maneira similar, atingindo o mesmo resultado. Foi verificado ainda que para cada execução do EEC, a convergência variou entre 4 e 11 iterações. Entretanto, em alguns pontos da múltipla localização, para as medidas do tipo módulo de corrente o algoritmo divergiu atingindo o número máximo de iterações, ajustado para 15.

As Tabelas 10, 11, 12 e 13 mostram a soma dos resíduos normalizados e o número de iterações necessário para a convergência do EEC para uma falta AT a 25 % do ramo 78 com resistência de 5  $\Omega$  para medidas de módulos de tensão e corrente, bem como as PMUs. É possível notar que utilizando as medidas de tensão o EEC levou de uma a três iterações a mais para a convergência e, além disso, para o ramo correto o algoritmo demandou um número maior. Houve ainda uma maior variação na soma dos resíduos normalizados para as medidas de corrente atingindo até 9,8935 para o ramo candidato 51, quando apenas o módulo da grandeza foi utilizada.

Tabela 10 – Comportamento do EEC para falta AT, 25 % e 5  $\Omega$  no ramo 78 para medidas do tipo PMU de tensão

Tipo da medida	Ramo da falta	Ramos candidatos	$\sum r^N$	Número de iterações
V PMU	78	51	0,617477	7
		54	0,572102	7
		58	0,623613	7
		59	0,627634	7
		68	0,323819	7
		69	0,324240	7
		71	0,324187	7
		78	0,000001	7

Fonte: Dados da pesquisa.

O comportamento dessas variáveis para outros ramos e faltas com outras características (tipo, resistência e fração da linha aplicada), foi similar a apresentado para o ramo 78. Para os tipos de medida analisada, o localizador atingiu 100 % de acertos na redução da múltipla localização, entretanto, não dispensa o uso de medidas sincronizadas na subestação. Por fim, tendo em vista que houve variação no número de iterações entre essas medidas, o tempo de execução também variou, chegando a 61,45 h para executar os 6432 cenários criados para cada conjunto de medida selecionado.

Tabela 11 – Comportamento do EEC para falta AT, 25 % e 5  $\Omega$  no ramo 78 para medidas do tipo módulo de tensão

Tipo da medida	Ramo da falta	Ramos candidatos	$\sum r^N$	Número de iterações
V	78	51	0,296193	6
		54	0,286205	6
		58	0,312646	6
		59	0,314467	6
		68	0,149603	6
		69	0,149832	6
		71	0,149748	6
		78	0,000000	7

Fonte: Dados da pesquisa.

Tabela 12 – Comportamento do EEC para falta AT, 25 % e 5  $\Omega$  no ramo 78 para medidas do tipo PMU de corrente

Tipo da medida	Ramo da falta	Ramos candidatos	$\sum r^N$	Número de iterações
I PMU	78	51	7,624961	6
		54	0,013949	4
		58	0,013956	4
		59	0,013959	4
		68	0,007958	4
		69	0,007968	4
		71	0,007968	4
		78	0,000001	5

Fonte: Dados da pesquisa.

Tabela 13 – Comportamento do EEC para falta AT, 25 % e 5  $\Omega$  no ramo 78 para medidas do tipo módulo de corrente

Tipo da medida	Ramo da falta	Ramos candidatos	$\sum r^N$	Número de iterações
I	78	51	9,893543	Não convergiu
		54	0,006255	4
		58	0,006276	4
		59	0,006278	4
		68	0,003740	4
		69	0,003749	4
		71	0,003745	4
		78	0,000001	6

Fonte: Dados da pesquisa.

#### 4.2.4 Influência da GD na localização das faltas

Nesta subseção o impacto da penetração da GD no processo de localização de faltas foi avaliado e, para tanto, foi escolhido o Grupo 4 do conjunto de medidas. As Tabelas 14, 15, 16 e 17 apresentam os erros da etapa referente ao método de impedância para características diferentes de falta e um aumento progressivo da penetração de geradores distribuídos. Como mencionado, os geradores foram conectados nas barras 119, 88 e 122. É possível notar que à medida que o número de geradores aumenta, a média dos erros também se eleva. No entanto, tal

aumento não ultrapassou 24,4012 cm, ocorrido no ramo 119 para a falta ABT, a 75 % da linha com 50  $\Omega$ , não significando um aumento expressivo. As outras combinações da característica das faltas foram omitidas por apresentarem um comportamento similar aos resultados apresentados.

Tabela 14 – Erro do método de impedância para faltas aplicadas a 25 % das linhas, AT com 5  $\Omega$ 

Erro (cm)	Sem GD	1 gerador	2 geradores	3 geradores
$\mu$	0,0407	0,0504	0,1778	0,3209
$\sigma$	0,0557	0,0126	0,0379	0,0531
Máximo	0,3690	0,1198	0,3360	0,4165
Mínimo	0,0010	0,0277	0,0310	0,1141

Tabela 15 – Erro do método de impedância para faltas aplicadas a 50 % das linhas, AB com 25  $\Omega$ 

Erro (cm)	Sem GD	1 gerador	2 geradores	3 geradores
$\mu$	0,1900	0,7380	1,4134	1,9107
$\sigma$	0,0928	0,1647	0,2795	0,3471
Máximo	0,4299	1,1095	2,1727	3,0171
Mínimo	0,0197	0,2931	0,6408	0,9621

Tabela 16 – Erro do método de impedância para faltas aplicadas a 75 % das linhas, ABT com 50  $\Omega$ 

Erro (cm)	Sem GD	1 gerador	2 geradores	3 geradores
$\mu$	0,7429	4,3233	9,0947	11,7663
$\sigma$	0,4365	1,3346	3,0391	3,5293
Máximo	1,9001	7,6906	17,1204	24,4012
Mínimo	0,0266	1,2136	2,5427	4,2664

Tabela 17 – Erro do método de impedância para faltas aplicadas a 99 % das linhas, ABCT com 5  $\Omega$ 

Erro (cm)	Sem GD	1 gerador	2 geradores	3 geradores
$\mu$	0,0231	0,0447	0,1088	0,1479
$\sigma$	0,0327	0,0422	0,0491	0,0320
Máximo	0,3087	0,4921	0,6132	0,3374
Mínimo	0,0000	0,0001	0,0403	0,0799

Os resultados da redução da múltipla localização se comportaram de maneira similar aos casos sem geradores distribuídos. Quando o Grupo 4 de medidas foi utilizado, houve um acerto total na escolha do ramo sob falta nos três níveis de penetração avaliada. Da mesma maneira que nos outros casos, a soma dos resíduos normalizado foram próximos a zero (ordem de 1e-6) para os ramos em que o curto-circuito foi simulado.

A Tabela 18 apresenta uma falta AT, com 5  $\Omega$  e a 25 % do ramo 87 para diferentes quantidades de geradores distribuídos. Embora haja variação nos valores das distâncias estimadas pelo método de impedâncias e nas somas dos resíduos normalizados em quatro situações, sob o ponto de vista da redução da múltipla localização, em todas as situações o objetivo foi atingido.

Tabela 18 – Falta no ramo 87 para diferentes níveis de geração distribuída para aplicada a 25 % das linhas, do tipo AT com 5  $\Omega$ 

Ramo da falta	Ramos candidatos	Sem GD		1 gerador	
		Distância estimada (m)	$\Sigma I^N$	Distância estimada (m)	$\Sigma I^N$
87	87	32,5000	0,000001	32,5006	0,000001
	129	32,2207	0,018588	32,2216	0,019429
	93	50,1784	0,676659	55,9487	0,62313
	121	13,8878	0,547265	17,9860	0,504399
	123	13,8058	0,555093	17,8793	0,514111
		2 geradores		3 geradores	
87	87	32,5008	0,000003	32,5037	0,000003
	129	30,9882	0,028663	31,5988	0,018922
	93	52,9671	0,940216	52,0490	0,693099
	121	16,0177	0,650130	14,6795	0,557727
	123	15,8156	0,665971	14,4833	0,56609

### 4.3 Análise de sensibilidade do algoritmo

O efeito da falta no sistema elétrico, em geral, depende da corrente de curto-circuito que passa em uma linha que por sua vez está ligada a alguns fatores como a tensão pré-falta das barras, o tipo e a resistência de falta, além do local da ocorrência do defeito. Para analisar a consistência o método em relação aos ruídos nas medidas, assumiu-se o tipo de falta como sendo uma variável aleatória discreta que pode assumir AT, BT, CT, AB, BC, CA, ABT, BCT, CAT e ABCT. Já a resistência e a fração da linha em que a falta é aplicada foram determinadas como sendo uma variável contínua que podem assumir valores entre 5  $\Omega$  e 50  $\Omega$  e entre 1 % e 99 %, respectivamente. Os erros nas medidas obedecem a distribuição normal conforme mencionado no Capítulo 3. Para cada ramo em que haja múltipla localização foram executadas 100 simulações variando as características da falta e inserindo erros aleatórios dentro da distribuição normal e variância conhecida.

#### 4.3.1 Influência da imprecisão dos medidores PMUs

Os cenários que serão apresentados nesta subseção contemplam os ruídos nas medidas PMUs para o Grupo 4 de medidas, além disso, a redução de múltiplas localizações será analisada. A precisão adotada nos valores de tensão foi de 1 % na magnitude e 0,02° no ângulo e para as medidas de corrente foi configurada em 2 % e 0,02°, em que se considera o erro de sincronização de 1  $\mu s$  de acordo com a norma IEC/IEEE (2018). Os acertos, para as simulações de faltas aplicadas em cada ramo, são evidenciados na Tabela 19. Entretanto, os curtos-circuitos para os ramos 1, 2 e de 6 a 10 não foram mostrados, pois apresentaram apenas um ramo como local de falta. É possível notar que após a inserção de erros nas medidas, há uma variação significativa nos resultados tendo o pior caso para o ramo 68, em que atingiu apenas 43 % de acerto. No entanto, em 38 ramos, alcançou 100 % de acertos. Isso se deve ao uso limitado dos medidores,

afetando assim, a redundância dessas medidas.

Tabela 19 – Taxa de acertos com inserção de ruídos nas medidas PMUs

Ramo	Acerto	Ramo	Acerto	Ramo	Acerto	Ramo	Acerto	Ramo	Acerto
1	-	28	100 %	55	100 %	82	100 %	109	77 %
2	-	29	94 %	56	85 %	83	79 %	110	83 %
3	93 %	30	100 %	57	100 %	84	61 %	111	99 %
4	94 %	31	63 %	58	78 %	85	87 %	112	100 %
5	100 %	32	53 %	59	55 %	86	98 %	113	85 %
6	-	33	79 %	60	85 %	87	92 %	114	100 %
7	-	34	86 %	61	72 %	88	100 %	115	93 %
8	-	35	99 %	62	98 %	89	61 %	116	94 %
9	-	36	100 %	63	100 %	90	97 %	117	100 %
10	-	37	100 %	64	77 %	91	100 %	118	100 %
11	97 %	38	100 %	65	97 %	92	83 %	119	100 %
12	72 %	39	90 %	66	100 %	93	99 %	120	92 %
13	96 %	40	88 %	67	100 %	94	85 %	121	82 %
14	100 %	41	65 %	<b>68</b>	<b>43 %</b>	95	47 %	122	99 %
15	61 %	42	59 %	69	70 %	96	83 %	123	74 %
16	83 %	43	78 %	70	92 %	97	61 %	124	83 %
17	97 %	44	65 %	71	72 %	98	85 %	125	73 %
18	100 %	45	98 %	72	98 %	99	100 %	126	74 %
19	83 %	46	74 %	73	100 %	100	90 %	127	96 %
20	100 %	47	100 %	74	100 %	101	75 %	128	98 %
21	68 %	48	100 %	75	100 %	102	92 %	129	83 %
22	96 %	49	60 %	76	87 %	103	64 %	130	100 %
23	100 %	50	96 %	77	100 %	104	96 %	131	82 %
24	83 %	51	100 %	78	100 %	105	94 %	132	78 %
25	100 %	52	84 %	79	81 %	106	72 %	133	86 %
26	100 %	53	64 %	80	100 %	107	96 %	134	98 %
27	71 %	54	98 %	81	100 %	108	99 %	-	-

A Tabela 20 mostra a frequência em que cada ramo candidato foi selecionado pelo método de impedância. O conjunto de ramos que são selecionados para a avaliação posterior depende da combinação entre as características da falta escolhida, ou seja, depende do tipo, da resistência e da fração da linha em que a falta é aplicada. Embora haja casos em que aparecem mais de vinte ramos candidatos, para uma falta específica não foi encontrado essa quantidade. Todos ramos que foram encontrados nas cem simulações para o mesmo ramo foram agrupados, de maneira que mais seções fossem englobadas.

Tabela 20 – Ramos candidatos e a frequência de aparição nas simulações realizadas

Ramo	Ramos candidatos	Frequência (%)
1	1	100
2	2	100

*Continua na próxima página*

Tabela 20 – Ramos candidatos e a frequência de aparição nas simulações realizadas (continuação)

Ramo	Ramos candidatos	Frequência (%)
3	3, 4, 5	100, 63, 37
4	3, 4	100, 100
5	3, 5	10, 100
6	6	100
7	7	100
8	8	100
9	9	100
10	10	100
11	11, 22	100, 100
12	12, 15, 16, 22, 23	100, 37, 63, 92, 8
13	13, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 33, 35, 38	100, 30, 27, 22, 21, 17, 27, 47, 11, 5, 8, 2, 2, 24, 2
14	14, 20, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40	100, 100, 1, 2, 16, 57, 19, 5, 4, 10, 5, 49, 8, 16, 25, 1, 1
15	12, 15, 22	100, 100, 100
16	12, 13, 16, 22, 23	92, 8, 100, 82, 18
17	13, 17, 22, 23, 24, 35	100, 100, 20, 72, 8, 8
18	13, 18, 23, 24, 25, 35	100, 100, 70, 12, 18, 30
19	13, 19, 21, 23, 24, 25, 26, 35, 36, 37, 38	100, 100, 53, 26, 18, 33, 23, 63, 3, 2, 6
20	13, 14, 20, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47	16, 21, 100, 3, 7, 40, 21, 10, 19, 2, 3, 12, 6, 30, 7, 13, 30, 18, 15, 5, 2, 2, 4, 1, 10, 10
21	13, 19, 21, 23, 24, 25, 26, 35, 36, 37	100, 100, 100, 41, 21, 24, 14, 55, 3, 1
22	11, 12, 13, 15, 16, 17, 22	61, 30, 9, 11, 21, 7, 100
23	12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23	6, 93, 1, 6, 49, 32, 11, 2, 9, 100
24	13, 14, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 35	92, 8, 9, 26, 48, 17, 32, 100, 100
25	13, 14, 18, 19, 20, 21, 25, 35	84, 14, 18, 49, 33, 24, 100, 100
26	13, 14, 18, 19, 20, 21, 26, 35, 36, 37, 38	39, 26, 1, 8, 89, 2, 100, 52, 22, 12, 14
27	13, 14, 20, 27, 32, 33, 34, 36, 37, 38	7, 10, 91, 100, 18, 57, 21, 2, 10, 88
28	14, 20, 28, 38, 39, 40, 46	3, 69, 100, 96, 4, 4, 4
29	20, 29, 31, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47	23, 100, 16, 27, 66, 42, 28, 9, 16, 25, 6, 20, 53
30	30, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 47, 48	100, 33, 9, 51, 8, 29, 37, 54, 91, 9
31	20, 29, 31, 38, 39, 40, 46, 47	51, 100, 100, 74, 26, 26, 17, 9
32	13, 14, 20, 27, 32, 36, 37, 38	9, 23, 98, 100, 100, 5, 25, 70
33	13, 14, 20, 27, 33, 36, 37, 38	5, 14, 92, 100, 100, 1, 6, 93
34	14, 20, 27, 34, 38	14, 84, 100, 100, 100
35	13, 14, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 25, 26, 35	72, 19, 4, 11, 39, 46, 22, 18, 39, 43, 100
36	13, 14, 19, 20, 21, 26, 27, 32, 33, 36	37, 20, 22, 74, 15, 96, 4, 3, 1, 100
37	13, 14, 19, 20, 21, 26, 27, 32, 33, 37	21, 19, 17, 78, 2, 69, 31, 12, 19, 100
38	13, 14, 19, 20, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 34, 38	11, 15, 1, 71, 9, 46, 20, 25, 14, 4, 31, 11, 100
39	20, 28, 29, 30, 31, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 46, 47	21, 1, 92, 7, 8, 100, 62, 38, 11, 27, 38, 26, 74
40	14, 20, 28, 29, 30, 31, 39, 40, 46, 47	1, 27, 3, 91, 4, 10, 100, 100, 38, 62
41	20, 29, 30, 39, 41, 42, 43, 44, 45, 47	6, 60, 21, 60, 100, 23, 52, 74, 26, 100

*Continua na próxima página*

Tabela 20 – Ramos candidatos e a frequência de aparição nas simulações realizadas (continuação)

Ramo	Ramos candidatos	Frequência (%)
42	20, 29, 30, 39, 41, 42, 44, 47	12, 74, 17, 100, 100, 100, 100, 100
43	20, 29, 30, 39, 41, 43, 44, 45, 47	9, 67, 21, 74, 100, 100, 99, 1, 100
44	20, 29, 30, 39, 41, 42, 43, 44, 47	10, 62, 19, 77, 100, 28, 72, 100, 100
45	29, 30, 41, 45, 47, 48	13, 23, 25, 100, 96, 4
46	14, 20, 28, 29, 30, 31, 39, 40, 46	2, 35, 11, 86, 3, 15, 100, 100, 100
47	20, 29, 30, 31, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 47	9, 41, 9, 2, 46, 28, 31, 6, 16, 22, 37, 100
48	30, 45, 48	4, 6, 100
49	49, 52, 61, 62	100, 100, 60, 40
50	50, 52, 53, 54, 56, 57, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 76, 77, 78	100, 29, 14, 57, 47, 24, 30, 23, 14, 22, 9, 2, 21, 25, 1
51	51, 54, 55, 57, 58, 59, 60, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 77, 78, 79, 89, 90	100, 49, 24, 13, 62, 19, 43, 6, 29, 24, 24, 35, 37, 26, 2, 10, 65, 25, 25, 25
52	49, 50, 52, 61, 62	32, 68, 100, 18, 82
53	50, 53, 56, 62, 63, 64, 76	100, 100, 100, 20, 79, 1, 1
54	50, 51, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 76, 77, 78	69, 31, 100, 33, 44, 23, 17, 6, 9, 15, 25, 18, 24, 7, 7, 2, 9, 22, 42, 27
55	51, 55, 58, 60, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 78, 79, 89, 90	100, 100, 100, 100, 6, 42, 42, 52, 87, 7, 90, 10, 10, 10
56	50, 53, 54, 56, 62, 63, 64, 65, 76, 77	100, 36, 64, 100, 5, 42, 40, 13, 48, 5
57	50, 51, 54, 57, 65, 66, 67, 76, 77, 78	73, 27, 100, 100, 27, 40, 33, 2, 76, 22
58	51, 54, 55, 58, 59, 60, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 77, 78, 79, 89, 90	100, 53, 35, 100, 39, 60, 3, 33, 32, 32, 32, 56, 8, 6, 86, 8, 8, 8
59	51, 54, 58, 59, 66, 67, 68, 69, 71, 77, 78	100, 100, 100, 100, 2, 66, 32, 32, 32, 4, 96
60	51, 54, 55, 58, 60, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 78, 79, 89, 90	100, 27, 59, 100, 100, 13, 38, 38, 49, 77, 10, 90, 10, 10, 10
61	49, 52, 61	100, 100, 100
62	49, 50, 52, 53, 56, 62	12, 88, 88, 12, 12, 100
63	50, 53, 54, 56, 63	100, 60, 40, 100, 100
64	50, 53, 54, 56, 64, 76	100, 3, 97, 100, 100, 100
65	50, 51, 54, 56, 57, 65, 76, 77	99, 1, 100, 50, 50, 100, 30, 70
66	50, 51, 54, 56, 57, 58, 59, 66, 77	78, 22, 100, 1, 92, 7, 7, 100, 100
67	50, 51, 54, 55, 57, 58, 59, 60, 67, 77, 78	18, 82, 99, 1, 41, 59, 45, 14, 100, 19, 81
68	51, 54, 55, 58, 59, 60, 68, 69, 71, 78	100, 51, 46, 98, 20, 77, 100, 100, 100, 100
69	51, 54, 55, 58, 59, 60, 68, 69, 71, 78	98, 54, 38, 94, 27, 67, 100, 100, 100, 100
70	51, 54, 55, 58, 60, 70, 71, 72, 78, 79, 89, 90	72, 2, 21, 35, 30, 100, 41, 59, 45, 55, 55, 55
71	51, 54, 55, 58, 59, 60, 68, 69, 70, 71, 78, 79, 89, 90	100, 28, 42, 81, 17, 63, 49, 49, 51, 100, 99, 1, 1, 1
72	51, 55, 58, 60, 70, 72, 78, 79, 89, 90	49, 6, 14, 12, 79, 100, 5, 95, 95, 95
73	51, 73, 79, 80, 89, 90	1, 100, 95, 5, 39, 100
74	74, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 90	100, 2, 21, 20, 48, 9, 5, 4, 100
75	75, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 90, 91, 92, 120, 129	100, 3, 85, 35, 47, 7, 8, 68, 26, 6, 6, 8
76	50, 53, 54, 56, 57, 64, 65, 76	100, 2, 98, 98, 2, 72, 28, 100
77	50, 51, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 65, 66, 67, 77	84, 16, 100, 17, 80, 3, 2, 1, 46, 47, 7, 100

*Continua na próxima página*

Tabela 20 – Ramos candidatos e a frequência de aparição nas simulações realizadas (continuação)

Ramo	Ramos candidatos	Frequência (%)
78	50, 51, 54, 55, 57, 58, 59, 60, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 78	1, 98, 48, 21, 7, 78, 24, 5, 32, 36, 36, 32, 66, 2, 100
79	51, 55, 58, 60, 70, 71, 72, 73, 74, 79, 89, 90	26, 2, 5, 4, 43, 1, 68, 24, 7, 100, 82, 100
80	73, 74, 80, 90	7, 93, 100, 100
81	74, 81, 90	100, 100, 100
82	74, 75, 82, 90	99, 1, 100, 100
83	74, 75, 83, 84, 85, 86, 90, 91, 92, 120	29, 45, 100, 48, 47, 5, 68, 24, 8, 8
84	74, 75, 83, 84, 90, 91, 92, 120	66, 29, 100, 100, 83, 15, 2, 2
85	74, 75, 83, 85, 90, 91, 92, 93, 120	8, 35, 88, 100, 42, 29, 27, 2, 29
86	74, 75, 83, 86, 90, 91, 92, 93, 120	2, 12, 7, 100, 21, 25, 34, 20, 54
87	74, 87, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 103, 104, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129	1, 100, 3, 8, 19, 55, 15, 12, 12, 3, 3, 2, 1, 45, 36, 8, 16, 12, 13, 13, 1, 2, 69
88	88, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 103, 104, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129	100, 2, 2, 42, 54, 28, 33, 21, 21, 16, 5, 7, 55, 36, 7, 21, 35, 36, 13, 14, 2
89	51, 55, 58, 60, 70, 71, 72, 73, 79, 89, 90	35, 2, 6, 6, 53, 1, 81, 18, 100, 100, 100
90	51, 55, 58, 60, 70, 72, 73, 74, 75, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 89, 90, 129	10, 3, 4, 4, 14, 15, 8, 70, 6, 24, 14, 12, 34, 15, 8, 6, 1, 1, 17, 100, 1
91	74, 75, 83, 84, 85, 86, 87, 91, 129, 136	5, 15, 44, 24, 22, 18, 34, 100, 34, 2
92	75, 83, 84, 85, 86, 87, 92, 120, 129, 136	2, 16, 3, 16, 22, 56, 100, 100, 55, 3
93	86, 87, 88, 93, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 129, 136	3, 76, 4, 100, 41, 58, 1, 27, 22, 10, 10, 57, 17
94	87, 88, 94, 95, 96, 97, 98, 103, 104, 121, 122, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 136	26, 3, 100, 37, 61, 39, 39, 31, 8, 14, 86, 2, 25, 27, 30, 40, 5, 71
95	87, 88, 94, 95, 96, 121, 122, 125, 126, 127, 129, 136	35, 4, 100, 100, 100, 48, 52, 86, 87, 13, 7, 61
96	87, 94, 95, 96, 121, 122, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 136	37, 100, 70, 100, 35, 65, 6, 55, 57, 25, 12, 10, 63
97	87, 88, 94, 97, 98, 103, 104, 122, 127, 128, 136, 137	8, 2, 71, 100, 100, 55, 45, 99, 12, 79, 90, 1
98	87, 94, 97, 98, 103, 104, 122, 127, 128, 136, 137	3, 37, 56, 100, 29, 71, 75, 3, 49, 97, 25
99	99, 104, 136, 137	100, 100, 100, 100
100	100, 101, 102, 104, 105, 106, 107, 136, 137	100, 62, 28, 31, 69, 36, 33, 100, 100
101	100, 101, 104, 105, 106, 107, 136, 137	100, 100, 65, 35, 34, 1, 100, 100
102	100, 102, 105, 106, 107, 136, 137	100, 100, 100, 13, 87, 100, 100
103	87, 88, 94, 97, 98, 103, 122, 127, 128, 136	11, 6, 99, 100, 100, 100, 100, 13, 86, 83
104	94, 97, 98, 99, 100, 101, 104, 122, 128, 136, 137	7, 22, 54, 27, 19, 19, 100, 41, 20, 100, 59
105	100, 101, 102, 105, 106, 107, 108, 109, 113, 136, 137	31, 12, 12, 100, 14, 36, 48, 2, 2, 100, 100
106	100, 101, 102, 105, 106, 136, 137	100, 86, 14, 100, 100, 100, 100
107	100, 102, 105, 107, 136, 137	52, 34, 100, 100, 100, 100
108	105, 108, 130, 136, 137	98, 100, 2, 100, 100
109	105, 109, 113, 130, 131, 132, 136, 137	35, 100, 100, 37, 28, 28, 100, 100
110	105, 110, 113, 130, 131, 132, 133, 136, 137	2, 100, 100, 12, 86, 82, 4, 100, 100
111	111, 113, 114, 131, 132, 133, 134, 136, 137	100, 36, 64, 52, 12, 25, 27, 100, 100
112	112, 114, 115, 116, 136, 137	100, 50, 50, 50, 100, 100

*Continua na próxima página*

Tabela 20 – Ramos candidatos e a frequência de aparição nas simulações realizadas (continuação)

Ramo	Ramos candidatos	Frequência (%)
113	105, 109, 110, 111, 113, 130, 131, 132, 133, 134, 136, 137	13, 24, 25, 51, 100, 14, 73, 39, 28, 6, 100, 100
114	111, 112, 114, 131, 133, 134, 136, 137	73, 27, 100, 21, 10, 23, 100, 100
115	112, 115, 116, 117, 136, 137	25, 100, 83, 17, 100, 100
116	112, 115, 116, 136, 137	29, 100, 100, 100, 100
117	112, 115, 117, 136, 137	1, 19, 100, 100, 100
118	118, 136, 137	100, 100, 100
119	119, 136, 137	100, 100, 100
120	75, 83, 85, 86, 87, 92, 93, 120, 129, 136	1, 9, 13, 10, 75, 49, 51, 100, 72, 2
121	87, 88, 93, 94, 95, 96, 121 123, 124, 125, 126, 129, 136	70, 6, 81, 19, 19, 19, 100 38, 37, 25, 25, 36, 24
122	87, 88, 94, 95, 96, 97, 98, 99 103, 104, 122, 125, 126, 127, 128, 136	4, 1, 62, 16, 30, 43, 69, 1 28, 42, 100, 7, 9, 20, 45, 95
123	87, 88, 93, 121, 123, 129, 136	85, 1, 100, 100, 100, 58, 14
124	87, 88, 93, 94, 95, 96, 121, 124, 129, 136	71, 1, 93, 7, 7, 7, 100, 100, 25, 28
125	87, 88, 93, 94, 95, 96, 121, 122, 125, 126, 129, 136	35, 7, 16, 84, 80, 84, 61, 39, 100, 100, 9, 58
126	87, 88, 93, 94, 95, 96, 121, 122, 125, 126, 129, 136	43, 5, 19, 81, 76, 81, 59, 41, 97, 100, 5, 52
127	87, 94, 95, 96, 97, 98, 103, 122, 127, 136	18, 100, 25, 80, 20, 20, 20, 100, 100, 82
128	87, 88, 94, 96, 97, 98, 103, 104, 122, 128, 136	3, 1, 63, 9, 84, 91, 41, 50, 100, 100, 96
129	74, 75, 87, 90, 91, 92, 93, 94, 95 96, 120, 121, 123, 124, 125, 126, 129	1, 1, 100, 6, 8, 22, 54, 10, 10 10, 47, 39, 20, 13, 6, 6, 100
130	108, 109, 110, 111, 113, 130, 136, 137	15, 63, 16, 6, 85, 100, 100, 100
131	109, 110, 111, 113, 114, 131, 132, 133, 134, 136, 137	5, 18, 77, 56, 44, 100, 39, 40, 21, 100, 100
132	109, 110, 111, 113, 114, 131, 132, 136, 137	16, 44, 40, 97, 3, 100, 100, 100, 100
133	111, 113, 114, 131, 133, 136, 137	100, 62, 38, 100, 100, 100, 100
134	111, 113, 114, 131, 134, 136, 137	100, 12, 88, 56, 100, 100, 100

Ao analisar o desempenho do algoritmo para a falta no ramo 32, embora tenha um acerto de 53 %, dentre os ramos candidatos (ramos 13, 14, 20, 27, 32, 36, 37 e 38) apenas os ramos 27 e 32 foram escolhidos como o local de falta nas 100 simulações. Além disso, as somas dos resíduos normalizados para a suposição de falta em ambos os ramos obtiveram, em média, uma diferença de 0,3643 % em relação ao menor valor (66,0149 e 65,7753 respectivamente). Outro aspecto importante a ser relatado é a proximidade em que essas seções estão no sistema, pois estão localizadas adjacientemente e possuem um comprimento de 40 m e 5 m, respectivamente.

Outro exemplo relevante a ser mencionado é a falta para o ramo 68, em que apresentou a menor precisão. Para essa situação, dez ramos candidatos foram encontrados, entretanto, apenas os ramos 68, 69 e 71 foram filtrados pelo algoritmo como sendo o local da falta. A média da soma dos resíduos normalizados foi 65,0870 para o ramo 68, 67,3421 e 66,4086 para os ramos 69 e 71, respectivamente. Como esperado, a menor média foi para o ramo 69 e a variação entre

o menor e o maior valor foi de 3,4648 %. Por fim, é possível verificar que os três ramos são ligados por uma barra em comum, numerada em na Figura 17 por 68.

O comportamento dos dois exemplos apresentados se repete na maioria das simulações realizadas ao longo do sistema, ou seja, o algoritmo seleciona alguns ramos que estão na região próxima ao local da falta. Uma das possíveis causas dessa variação na seleção do ramo é devido à medida localizada nas proximidades da falta ter um erro significativo e a diferença entre os valores das outras medidas e as grandezas calculadas pelo EEC, não serem afetadas, de maneira expressiva, quando são simuladas as faltas em alguns pontos candidatos.

A Tabela 21 mostra, de forma quantitativa, a ordem em que o correto local da falta é encontrado de acordo com o número de ramos candidatos. Foram classificados os casos em que a primeira hipótese do curto-circuito é de fato o local da ocorrência do evento, tendo uma indicação de 87,42 % casos. Para a segunda hipótese, corresponde à 10,72 % e os demais casos 1,86 %. Vale mencionar que para algumas faltas nos ramos 5, 47 e 48, dependendo das características do evento, não há múltiplas localizações. Nas simulações realizadas, 197 situações tiveram esse comportamento.

Tabela 21 – Ordem de acerto por número de ramos candidatos para ruídos nas medidas PMUs

Número de ramos candidatos	1ª hipótese	2ª hipótese	3ª hipótese	4ª hipótese	5ª hipótese	6ª hipótese	7ª hipótese	8ª hipótese
1	197	-	-	-	-	-	-	-
2	551	20	-	-	-	-	-	-
3	2378	187	36	-	-	-	-	-
4	3097	371	18	0	-	-	-	-
5	2104	259	20	0	0	-	-	-
6	1593	297	55	2	0	0	-	-
7	782	135	58	0	0	0	0	-
8	362	90	46	0	0	0	0	0
9	38	3	1	0	0	0	0	0
Total	11102	1362	234	2	0	0	0	0

As duas situações em que as faltas foram encontradas na quarta hipótese está associada ao evento ocorrido no ramo 44. Em ambos os casos, a soma dos resíduos normalizados para os ramos 39, 41 e 42 foram menores que a seção correta, embora a variação entre o maior e o menor valor estar em 0,35 % e 0,48 %.

Uma proposta para contornar tal problema é considerar as soluções em que a diferença da soma dos resíduos normalizados entre o menor valor encontrado e os demais sejam inferiores a um determinado limiar. Dessa maneira, um conjunto de ramos serão selecionados e classificados em ordem de maior probabilidade de ocorrência da falta. Na Tabela 22 é apresentado o número de ramos selecionados, no total de 12700 simulações, ou seja, descartando as situações em que não apresentaram múltiplas localizações (em sete ramos), bem como a taxa de inclusão do ramo da ocorrência da falta, na solução do problema.

Tabela 22 – Número de ramos selecionados e a taxa de acerto para diferentes limiares considerando imprecisão nas medidas PMUs

Limiar	1 Ramo	2 Ramos	3 Ramos	4 Ramos	5 Ramos	Total	Acerto
0 %	12700	0	0	0	0	12700	87,42 %
1 %	10533	1737	424	6	1	12700	95,08 %
2 %	9518	2448	719	13	2	12700	97,87 %
5 %	7976	3455	1207	52	10	12700	99,78 %

É possível salientar que à medida que o limiar aumenta, a quantidade de soluções para uma determinada falta se eleva, por outro lado, há uma tendência de crescimento na taxa de acertos. Caso não fosse adotado esse limiar, 87,42 % das situações indicariam o local correto do evento, como indicado na primeira coluna da Tabela 22. Entretanto, ao adotar esse parâmetro como 5 %, a precisão atingiu 99,78 %, correspondendo a 12672 casos. Vale mencionar que ao adotar um limiar de 5 %, em todas as simulações de curtos-circuitos aplicadas no ramo 68 o conjunto de soluções incluíram o correto local. Já para o ramo 32, esse resultado atingiu com o limiar de 2 %.

### 4.3.2 Influência da imprecisão nos dados de carga

Além dos ruídos considerados nas medidas PMUs, nessa etapa, a metodologia foi avaliada para variações nas informações pré-falta das cargas. Para tanto, foi considerada uma imprecisão de 3 % nas potências ativas e reativas das cargas que foi inserida na Equação 4.1. Da mesma maneira que na situação anterior, o conjunto 4 de medidas foi utilizado para gerar os resultados. A percentagem da redução da múltipla localização que foi bem sucedida é mostrada na Tabela 23. Como pode ser observado, há uma oscilação significativa quando as precisões são comparadas entre os ramos da falta e a menor taxa de acerto foi encontrado para o ramo 68, em que atingiu 45 %, no entanto, em 26 ramos o resultado foi de 100 %.

Na Tabela 24 é apresentada a sequência de acerto distinguido em número de ramos candidatos. É possível notar que em 0,75 % dos casos não houveram a redução da múltipla localização desejada, ou seja, o real local da falta foi indicado como sendo a última escolha. As seções envolvidas nessa circunstância, para dois ramos candidatos, foram 3 (4×), 4 (13×), 11 (7×), 22 (6×) e 91 (1×); para três, 23 (1×), 49 (14×), 52 (3×), 61 (22×), 62 (5×), 73 (1×) e 79 (1×); para quatro, 21 (1×), 38 (1×), 53 (1×) e 71 (1×); para cinco ramos, 87 (1×), 98 (1×), 121 (1×) e 123 (1×); para seis, 59 (1×), 67 (1×), 106 (1×), 113 (1×) e 133 (1x1×); e para oito, 58 (1×) e 68 (1×).

Uma possibilidade de mitigar essas discrepâncias é a adição de mais medidores para aumentar a redundância local e, com isso, não depender apenas de um medidor que pode estar com erro associado significativo. Por outro lado, deve-se levar em consideração o custo financeiro que essa adição pode acarretar para as concessionárias. A alocação ótima desses medidores ao longo do sistema pode ser uma alternativa, no entanto, este trabalho não investigou de maneira

Tabela 23 – Taxa de acertos com inserção de ruídos nas medidas PMUs e nos dados de carga

Ramo	Acerto	Ramo	Acerto	Ramo	Acerto	Ramo	Acerto	Ramo	Acerto
1	-	28	99 %	55	100 %	82	100 %	109	70 %
2	-	29	94 %	56	86 %	83	75 %	110	91 %
3	96 %	30	99 %	57	96 %	84	64 %	111	97 %
4	87 %	31	65 %	58	82 %	85	84 %	112	99 %
5	100 %	32	49 %	59	67 %	86	99 %	113	86 %
6	-	33	75 %	60	82 %	87	86 %	114	100 %
7	-	34	81 %	61	62 %	88	100 %	115	93 %
8	-	35	92 %	62	93 %	89	63 %	116	89 %
9	-	36	100 %	63	100 %	90	97 %	117	100 %
10	-	37	100 %	64	78 %	91	99 %	118	100 %
11	93 %	38	99 %	65	99 %	92	82 %	119	100 %
12	72 %	39	85 %	66	100 %	93	98 %	120	91 %
13	98 %	40	88 %	67	99 %	94	83 %	121	73 %
14	99 %	41	73 %	<b>68</b>	<b>45 %</b>	95	58 %	122	99 %
15	59 %	42	56 %	69	57 %	96	85 %	123	68 %
16	78 %	43	71 %	70	95 %	97	66 %	124	85 %
17	97 %	44	58 %	71	73 %	98	84 %	125	70 %
18	100 %	45	98 %	72	97 %	99	100 %	126	79 %
19	82 %	46	74 %	73	99 %	100	78 %	127	95 %
20	100 %	47	100 %	74	100 %	101	73 %	128	98 %
21	67 %	48	100 %	75	100 %	102	92 %	129	90 %
22	94 %	49	47 %	76	86 %	103	64 %	130	100 %
23	99 %	50	98 %	77	100 %	104	97 %	131	83 %
24	81 %	51	100 %	78	100 %	105	96 %	132	77 %
25	98 %	52	83 %	79	77 %	106	64 %	133	80 %
26	100 %	53	61 %	80	97 %	107	93 %	134	94 %
27	76 %	54	98 %	81	100 %	108	99 %	-	-

profunda, essa alternativa.

Para contornar o problema do baixo acerto em alguns ramos, a mesma estratégia dos casos anteriores foi utilizada, ou seja, indicar um conjunto de soluções, em ordem de maior probabilidade de ocorrência da falta conforme a soma do resíduo normalizado. A Tabela 25 mostra a progressão da precisão em função do limiar adotado. É possível observar que há um comportamento similar ao caso anterior, embora a precisão diminuir em média em 0,9975 % por limiar adotado. Além disso, a solução para a seleção de 4 e 5 ramos diminuiram em comparação com a situação com ruído apenas nas medidas PMUs.

## 4.4 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações realizadas para avaliar a metodologia proposta nesta pesquisa que teve o intuito de combinar duas técnicas para a localização de faltas em SD radial. Quando a proposta foi avaliada em condições ideais, ou seja,

Tabela 24 – Ordem de acerto por número de ramos candidatos para ruídos nas medidas PMUs e nos dados de carga

Número de ramos candidatos	1 <sup>a</sup> hipótese	2 <sup>a</sup> hipótese	3 <sup>a</sup> hipótese	4 <sup>a</sup> hipótese	5 <sup>a</sup> hipótese	6 <sup>a</sup> hipótese	7 <sup>a</sup> hipótese	8 <sup>a</sup> hipótese
1	196	-	-	-	-	-	-	-
2	550	31	-	-	-	-	-	-
3	2374	221	47	-	-	-	-	-
4	3010	396	20	4	-	-	-	-
5	2108	276	26	2	4	-	-	-
6	1587	299	57	7	2	5	-	-
7	783	124	53	3	1	1	2	-
8	341	91	45	0	0	0	0	2
9	26	3	3	0	0	0	0	0
Total	10975	1441	251	16	7	6	2	2

Tabela 25 – Número de ramos selecionados e a taxa de acerto para diferentes limiares considerando imprecisão nas medidas PMUs e nas informações pré-falta das cargas

Limiar	1 Ramo	2 Ramos	3 Ramos	4 Ramos	5 Ramos	Total	Acerto
0 %	12700	0	0	0	0	12700	86,42 %
1 %	10566	1715	414	5	0	12700	94,10 %
2 %	9568	2448	673	11	0	12700	96,88 %
5 %	8014	3426	1213	41	6	12700	98,76 %

sem a inserção de erros nas medidas, o método mostrou com bons resultados para as variações da resistência, tipo e distância de falta. Quanto a variações no número e posições das medidas para a redução da múltipla localização, foi possível observar que houve um impacto quanto à disposição desses medidores. Por outro lado, ao considerar ruídos nas medidas, foi constatado que há uma queda na precisão do algoritmo, embora, na maior parte dos casos a distância entre o real local da falta e a estimada estar próximo.



---

## CONCLUSÕES

---

A necessidade em aprimorar as redes elétricas é realidade em que as concessionárias estão continuamente buscando, dentre as quais podem ser citados o monitoramento e a operação segura dos SDs. Entretanto, as interrupções não planejadas como em situação de curtos-circuitos são inevitáveis pelo fato destes eventos possuírem características estocásticas. Em decorrência disso, para assegurar o menor tempo de interrupção de energia aos consumidores, é necessária a rápida manutenção e restauração da região afetada da rede. Um dos aspectos diretamente relacionado com o tempo até o restabelecimento do SD está na rápida e precisa localização do ponto do defeito.

Diante desses fatores, essa pesquisa teve como objetivo desenvolver uma metodologia para auxiliar na localização de faltas em SDs radiais, que se baseia em algoritmo de estimação de estado em conjunto com o método de cálculo de impedância aparente. Vale pontuar que as informações de entrada são os parâmetros e a topologia da rede que são considerados que não há erros correlacionados no banco de dados. Além disso, as medidas são obtidas de *smart meters* sincronizadas como os PMUs.

A partir dos resultados apresentados, pode-se concluir que a metodologia se mostrou promissora dentro das simulações realizadas. No método da impedância foi proposta uma alternativa na convergência a partir do comportamento dos parâmetros de entrada e saída do algoritmo. Tal alteração impactou no número de iterações necessária para a convergência, diminuindo os ciclos. Ainda, foi possível notar que o tipo, resistência e a distância de falta não impactaram de maneira significativa na determinação da localização dos prováveis pontos da falta. Em relação à inserção de geradores distribuídos, a mesma conclusão foi observada.

Outro ponto importante a ser destacado é a redução da múltipla localização por meio do uso do EEC. Uma nova variável de estado é inserida na formulação do problema e faltas hipotéticas são inseridas nos pontos encontrados no método da impedância. Por meio da análise do resíduo normalizado, determina-se o correto local da falta. Foi possível observar que essa

etapa do método é sensível à variação e disposições dos medidores alocados ao longo do SD. Em cenários em que erros de medida e das informações das cargas são inseridos, notou-se uma queda na precisão do algoritmo. Apesar disso, foi possível classificar os prováveis locais da falta, em ordem de maior possibilidade, para que caso o algoritmo não indique na primeira opção, outras soluções sejam apresentadas.

Como perspectivas futuras alguns apontamentos e sugestões podem ser realizadas a fim de melhorar a proposta apresentada nesta pesquisa:

- Para a redução no número de medidores utilizados na etapa da redução da múltipla localização, uma alocação otimizada de tais equipamentos podem ser realizada;
- Incluir outras tecnologias de GD como os baseados em conversores;
- Implementar a metodologia em uma plataforma embarcada a fim de realizar testes que se aproximem da realidade;
- Estender a metodologia para a identificar e classificar outros eventos que não sejam curtos-circuitos.

## 5.1 Artigos desenvolvidos durante a pesquisa

Ao longo da pesquisa dois artigos relacionados com o tema foram publicados, que são listadas a seguir:

- KUME, G. Y.; MOMESSO, A. E. C.; ASADA, E. N.. Combined Impedance and Branch Current State Estimation Method for Fault Location in Electric Power Distribution Systems. **2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**, Montreal, Canadá, de 3 a 6 de agosto de 2020.
- KUME, G. Y.; MOMESSO, A. E. C.; MONTEIRO, F. M. dos S. ASADA, E. N.. Impedance-based Fault Location Error Analysis in Distribution Network with Distributed Generation. **VIII Simpósio Brasileiro de Energia Elétrica - SBSE**, Santo André, SP, Brasil, de 25 a 28 de agosto de 2020.

## REFERÊNCIAS

---

---

ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. 1. ed. New York, USA: CRC Press, 2004. ISBN 9780824755706. Citado 5 vezes nas páginas 49, 50, 52, 53 e 54.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - qualidade da energia elétrica**. Brasília, 2017. 88 p. Citado na página 21.

ALMEIDA, M. C. de; OCHOA, L. F. An improved three-phase amb distribution system state estimator. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 2, p. 1463–1473, 2017. Citado na página 68.

AMERONGEN, R. A. van. On the exact incorporation of virtual measurements on orthogonal-transformation based state-estimation procedures. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 13, n. 3, p. 167 – 174, 1991. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/014206159190006H>>. Citado na página 49.

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, 2017. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517302910>>. Citado 4 vezes nas páginas 13, 31, 39 e 40.

BAHMANYAR, A.; JAMALI, S.; ESTEBSARI, A.; BOMPARD, E. A comparison framework for distribution system outage and fault location methods. **Electric Power Systems Research**, v. 145, p. 19 – 34, 2017. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616305302>>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.

Baran, M. E.; Jung, J.; McDermott, T. E. Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems. In: **2009 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5. Citado na página 57.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1601–1609, Aug 1994. ISSN 0885-8950. Citado na página 54.

\_\_\_\_\_. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 483–491, Feb 1995. ISSN 0885-8950. Citado 3 vezes nas páginas 54, 55 e 57.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, April 1989. ISSN 0885-8977. Citado na página 62.

CHOI, M.; LEE, S.; LIM, S.; LEE, D.; YANG, X. A direct three-phase circuit analysis-based fault location for line-to-line fault. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 4, p. 2541–2547, 2007. Citado na página 30.

- CHOI, M.-S.; LEE, S.-J.; LEE, D.-S.; JIN, B.-G. A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 1, p. 35–41, 2004. Citado na página 30.
- CLANENTS, K. A.; KRUTNPHOLZ, G. R.; DAVIS, P. W. Power system state estimation with measurement deficiency: an observability/measurement placement algorithm. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 7, p. 2012–2020, 1983. Citado na página 49.
- CROW, M. L. **Computational Method for Electrical Power Systems**. 2. ed. New York, USA: CRC Press, 2010. ISBN 9781420086614. Citado na página 52.
- CRUZ, M. C. da; ALMEIDA, M. A. de; JÚNIOR, M. F. de M. A state estimation approach for fault location in transmission lines considering data acquisition errors and non-synchronized records. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 78, p. 663 – 671, 2016. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515005694>>. Citado na página 32.
- DAS, S.; SANTOSO, S.; MAITRA, A. Effects of distributed generators on impedance-based fault location algorithms. In: **2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado na página 46.
- DASHTI, R.; DAISY, M.; SHAKER, H. R.; TAHAVORI, M. Impedance-based fault location method for four-wire power distribution networks. **IEEE Access**, v. 6, p. 1342–1349, 2018. ISSN 2169-3536. Citado na página 30.
- DASHTI, R.; GHASEMI, M.; DAISY, M. Fault location in power distribution network with presence of distributed generation resources using impedance based method and applying  $\pi$  line model. **Energy**, v. 159, p. 344 – 360, 2018. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218311769>>. Citado na página 31.
- DUGAN, R. C.; ARRITT, R. F.; MCDERMOTT, T. E.; BRAHMA, S. M.; SCHNEIDER, K. Distribution system analysis to support the smart grid. In: **IEEE PES General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–8. ISSN 1932-5517. Citado na página 22.
- EBRAHIMI, E.; GHANIZADEH, A. J.; RAHMATIAN, M.; GHAREHPETIAN, G. B. Impact of distributed generation on fault locating methods in distribution networks. In: . [S.l.: s.n.], 2012. Citado na página 46.
- Electric Power Systems Planning Laboratory - LaPSEE. **Test System - 135 bus**. 2019. Disponível em: <<https://www.feis.unesp.br/#!/departamentos/engenharia-eletrica/pesquisas-e-projetos/lapsee/downloads/materiais-de-cursos1193/>>. Citado na página 68.
- FILOMENA, A. D.; RESENER, M.; SALIM, R. H.; BRETAS, A. S. Fault location for underground distribution feeders: An extended impedance-based formulation with capacitive current compensation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 9, p. 489 – 496, 2009. ISSN 0142-0615. Power Systems Computation Conference (PSCC) 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061509000544>>. Citado na página 30.
- GHAEDI, A.; GOLSHAN, M. E. H. Modified wls three-phase state estimation formulation for fault analysis considering measurement and parameter errors. **Electric Power Systems**

**Research**, v. 190, p. 106854, 2021. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620306532>>. Citado na página 32.

GHOLAMI, M.; ABBASPOUR, A.; MOEINI-AGHTAIE, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; LEHTONEN, M. Detecting the location of short-circuit faults in active distribution network using pmu-based state estimation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 2, p. 1396–1406, 2020. Citado na página 34.

GIRGIS, A. A.; FALLON, C. M.; LUBKEMAN, D. L. A fault location technique for rural distribution feeders. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 29, n. 6, p. 1170–1175, Nov 1993. ISSN 0093-9994. Citado na página 28.

HUANG, S.; LU, C.; LO, Y. Evaluation of ami and scada data synergy for distribution feeder modeling. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 4, p. 1639–1647, July 2015. ISSN 1949-3053. Citado na página 22.

HUANG, Y.; WERNER, S.; HUANG, J.; KASHYAP, N.; GUPTA, V. State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid. **IEEE Signal Processing Magazine**, v. 29, n. 5, p. 33–43, Sep. 2012. ISSN 1053-5888. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 61.

IEC/IEEE. International standard - measuring relays and protection equipment - part 118-1: Synchrophasor for power systems - measurements. **IEC/IEEE 60255-118-1:2018**, p. 1–78, 2018. Citado na página 88.

JAMALI, S.; BAHMANYAR, A. A new fault location method for distribution networks using sparse measurements. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 81, p. 459 – 468, 2016. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516303118>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 32.

JAMALI, S.; BAHMANYAR, A.; BOMPARD, E. Fault location method for distribution networks using smart meters. **Measurement**, v. 102, p. 150 – 157, 2017. ISSN 0263-2241. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224117301033>>. Citado na página 32.

KERSTING, W. **Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition**. 3. ed. Boca Raton, FL: Taylor & Francis, 2012. ISBN 9781439856475. Citado na página 25.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: **2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p. 908–912 vol.2. Citado na página 26.

KRUMPHOLZ, G. R.; CLEMENTS, K. A.; DAVIS, P. W. Power system observability: A practical algorithm using network topology. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-99, n. 4, p. 1534–1542, 1980. Citado na página 50.

LEE, S.-J.; CHOI, M.-S.; KANG, S.-H.; JIN, B.-G.; LEE, D.-S.; AHN, B.-S.; YOON, N.-S.; KIM, H.-Y.; WEE, S.-B. An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 19, n. 2, p. 524–532, 2004. Citado na página 29.

LIACCO, T. E. D. Real-time computer control of power systems. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, n. 7, p. 884–891, 1974. Citado na página 48.

- LIU, Y.; MELIPOULOS, A. P. S.; TAN, Z.; SUN, L.; FAN, R. Dynamic state estimation-based fault locating on transmission lines. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 17, p. 4184–4192, 2017. ISSN 1751-8687. Citado na página 32.
- MERRILL, H. M.; SCHWEPPE, F. C. Bad data suppression in power system static state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-90, n. 6, p. 2718–2725, Nov 1971. ISSN 0018-9510. Citado na página 54.
- MONTICELLI, A. **State Estimation in Electric Power Systems**. 1. ed. New York, USA: Springer US, 1999. ISBN 9780824755706. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 50.
- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Reliable bad data processing for real-time state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 5, p. 1126–1139, May 1983. ISSN 0018-9510. Citado na página 54.
- ÖNER, A.; GÖL, M. Fault location based on state estimation in pmu observable systems. In: **2016 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. ISSN 2472-8152. Citado na página 32.
- NETO, M. S. I. **Estimação de Estado para Redes de Distribuição de Energia Elétrica Avançadas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo - Campus São Carlos, São Carlos, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 57.
- NETO, M. S. I.; ASADA, E. N. State estimation for distribution systems using branch currents as state variables. In: **2016 12th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. Citado na página 56.
- OROZCO-HENAO, C.; BRETAS, A. S.; HERRERA-OROZCO, A.; CHOUHY-LEBORGNE, R.; SCHWANZ, D. Inverter-based dg impact on impedance-based fault location algorithms. In: **2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6. Citado na página 46.
- PIGNATI, M.; ZANNI, L.; ROMANO, P.; CHERKAoui, R.; PAOLONE, M. Fault detection and faulted line identification in active distribution networks using synchrophasors-based real-time state estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 381–392, Feb 2017. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 60.
- RECHE, E. A.; SOUSA, J. V. d.; COURRY, D. V.; FERNANDES, R. A. S. Data mining-based method to reduce multiple estimation for fault location in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 4, p. 3612–3619, July 2019. ISSN 1949-3053. Nenhuma citação no texto.
- SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J. J.; ROSOLOWSKI, E. **Fault Location on Power Networks, First Edition**. 1. ed. London, UK: Springer-Verlag, 2010. ISBN 9781848828858. Citado 3 vezes nas páginas 22, 26 e 27.
- SALIM, R. H.; RESENER, M.; FILOMENA, A. D.; OLIVEIRA, K. R. C. de; BRETAS, A. S. Extended fault-location formulation for power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 2, p. 508–516, April 2009. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- SALIM, R. H.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, A. S. Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 5, n. 4, p. 467–478, 2011. Citado na página 30.

- SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. Power system static-state estimation, part i: Exact model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-89, n. 1, p. 120–125, Jan 1970. ISSN 0018-9510. Citado na página 48.
- TAKAGI, T.; YAMAKOSHI, Y.; YAMAURA, M.; KONDOW, R.; MATSUSHIMA, T. Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-101, n. 8, p. 2892–2898, Aug 1982. ISSN 0018-9510. Citado na página 28.
- TENG, J. . Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 149, n. 6, p. 667–672, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 58.
- TRINDADE, F. C. L.; FREITAS, W. Low voltage zones to support fault location in distribution systems with smart meters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 6, p. 2765–2774, Nov 2017. ISSN 1949-3053. Nenhuma citação no texto.
- TRINDADE, F. C. L.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M. Fault location in distribution systems based on smart feeder meters. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 1, p. 251–260, Feb 2014. ISSN 0885-8977. Citado na página 84.
- USMAN, M. U.; FARUQUE, M. O. 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. Citado na página 33.
- ZHANG, Y.; WANG, J.; KHODAYAR, M. E. Graph-based faulted line identification using micro-pmu data in distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 5, p. 3982–3992, 2020. Citado na página 33.
- ZHU, J.; LUBKEMAN, D. L.; GIRGIS, A. A. Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 12, n. 2, p. 801–809, April 1997. ISSN 0885-8977. Citado na página 29.



## DADOS DO SISTEMA TESTE UTILIZADO

Este apêndice apresenta os dados elétricos do sistema teste utilizado no Capítulo 4 modelado no OpenDSS e na linguagem C++ e apresentado na Figura 17, operando a 13,8 kV. As potências das cargas presentes no sistema são apresentadas na Tabela 26 e as barras onde não há cargas conectadas são indicadas com um valor nulo. Já os dados das linhas são apresentadas na Tabela 27 e as configurações das linhas são dadas pelas Equações A.1 A.2 A.3 e A.4.

$$Z_1 = \begin{bmatrix} 0.4272 + j0.9609 & 0.0600 + j0.4780 & 0.0600 + j0.4500 \\ & 0.4272 + j0.9609 & 0.0600 + j0.5360 \\ & & 0.4272 + j0.9609 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (A.1)$$

$$Z_2 = \begin{bmatrix} 1.0840 + j0.9980 & 0.0600 + j0.4780 & 0.0600 + j0.4500 \\ & 1.0840 + j0.9980 & 0.0600 + j0.5360 \\ & & 1.0840 + j0.9980 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (A.2)$$

$$Z_3 = \begin{bmatrix} 1.6440 + j1.0060 & 0.0600 + j0.4780 & 0.0600 + j0.4500 \\ & 1.6440 + j1.0060 & 0.0600 + j0.5360 \\ & & 1.6440 + j1.0060 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (A.3)$$

$$Z_4 = \begin{bmatrix} 0.7567 + j1.0067 & 0.0600 + j0.4780 & 0.0600 + j0.4500 \\ & 0.7567 + j1.0067 & 0.0600 + j0.5360 \\ & & 0.7567 + j1.0067 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (A.4)$$

Tabela 26 – Dados das cargas nas barras do sistema de 135 barras

Barra	P [kVA]	Q [kVAr]	Barra	P [kVA]	Q [kVAr]	Barra	P [kVA]	Q [kVAr]
1	0	0	46	41.4	17.637	91	0	0
2	0	0	47	0.921	0.393	92	41.4	17.637
3	0	0	48	103.5	44.091	93	0	0
4	41.4	17.637	49	0	0	94	103.5	44.091
5	0	0	50	103.5	44.091	95	21.621	9.21
6	69	29.394	51	69	29.394	96	0	0
7	69	29.394	52	103.5	44.091	97	69	29.394
8	103.5	44.091	53	0	0	98	5.52	2.352
9	69	29.394	54	1.104	0.471	99	0	0
10	69	29.394	55	103.5	44.091	100	21.621	9.21
11	0	0	56	69	29.394	101	69	29.394
12	0	0	57	69	29.394	102	103.5	44.091
13	7.911	3.369	58	0	0	103	103.5	44.091
14	69	29.394	59	9.201	3.918	104	0	0
15	69	29.394	60	103.5	44.091	105	69	29.394
16	103.5	44.091	61	3.495	1.488	106	69	29.394
17	41.4	17.637	62	2.76	1.176	107	99.819	42.522
18	103.5	44.091	63	5.061	2.157	108	0	0
19	0	0	64	0	0	109	0	0
20	69	29.394	65	69	29.394	110	99.819	42.522
21	103.5	44.091	66	69	29.394	111	103.5	44.091
22	103.5	44.091	67	3.219	1.371	112	103.5	44.091
23	103.5	44.091	68	0	0	113	69	29.394
24	0	0	69	103.5	44.091	114	0	0
25	2.76	1.176	70	6.441	2.742	115	0	0
26	41.4	17.637	71	103.5	44.091	116	27.6	11.757
27	0	0	72	69	29.394	117	27.6	11.757
28	103.5	44.091	73	7.821	3.33	118	27.6	11.757
29	0	0	74	1.749	0.744	119	27.6	11.757
30	69	29.394	75	103.5	44.091	120	0	0
31	103.5	44.091	76	103.5	44.091	121	27.6	11.757
32	103.5	44.091	77	103.5	44.091	122	50.601	21.555
33	103.5	44.091	78	5.427	2.313	123	0	0
34	103.5	44.091	79	0	0	124	0	0
35	103.5	44.091	80	69	29.394	125	14.259	6.075
36	0	0	81	103.5	44.091	126	14.259	6.075
37	11.409	4.86	82	103.5	44.091	127	41.4	17.637
38	103.5	44.091	83	0	0	128	103.5	44.091
39	0	0	84	69	29.394	129	0	0
40	2.76	1.176	85	69	29.394	130	41.4	17.637
41	0	0	86	103.5	44.091	131	0	0
42	69	29.394	87	14.259	6.075	132	103.5	44.091
43	69	29.394	88	69	29.394	133	0	0
44	69	29.394	89	69	29.394	134	103.5	44.091
45	103.5	44.091	90	69	29.394	135	103.5	44.091

Tabela 27 – Dados de linhas do sistema de 135 barras

Ramo	De	Para	L [m]	Config.	Ramo	De	Para	L [m]	Config.	Ramo	De	Para	L [m]	Config.
1	1	2	0.9	1	46	39	47	0.02	1	91	90	91	0.02	1
2	2	3	0.05	2	47	47	48	0.12	1	92	91	92	0.03	2
3	3	4	0.1	1	48	48	49	0.05	1	93	92	93	0.07	2
4	3	5	0.04	1	49	49	50	0.02	1	94	93	94	0.1	1
5	5	6	0.2	1	50	50	51	0.17	1	95	93	95	0.04	2
6	6	7	0.2	1	51	51	52	0.1	1	96	93	96	0.05	2
7	7	8	0.2	1	52	49	53	0.06	3	97	96	97	0.06	2
8	8	9	0.01	1	53	53	54	0.03	3	98	96	98	0.11	3
9	9	10	0.05	1	54	54	55	0.13	3	99	98	99	0.04	2
10	10	11	0.1	3	55	55	56	0.02	3	100	99	100	0.11	2
11	11	12	0.06	3	56	53	57	0.08	3	101	99	101	0.06	1
12	12	13	0.03	3	57	57	58	0.05	2	102	101	102	0.04	1
13	13	14	0.16	3	58	58	59	0.06	2	103	96	103	0.03	4
14	14	15	0.03	3	59	58	60	0.02	2	104	103	104	0.15	4
15	12	16	0.01	3	60	60	61	0.04	1	105	104	105	0.21	4
16	16	17	0.02	3	61	49	62	0.01	1	106	104	106	0.03	4
17	17	18	0.04	3	62	62	63	0.05	1	107	106	107	0.1	4
18	18	19	0.04	2	63	63	64	0.03	4	108	107	108	0.1	3
19	19	20	0.05	2	64	64	65	0.02	4	109	108	109	0.03	3
20	20	21	0.15	2	65	65	66	0.03	4	110	109	110	0.02	3
21	19	22	0.03	1	66	66	67	0.02	4	111	110	111	0.17	1
22	11	23	0.07	1	67	67	68	0.03	3	112	111	112	0.11	1
23	23	24	0.05	3	68	68	69	0.02	3	113	108	113	0.11	3
24	24	25	0.02	3	69	68	70	0.02	3	114	113	114	0.2	3
25	25	26	0.03	3	70	70	71	0.05	4	115	114	115	0.2	3
26	26	27	0.06	2	71	68	72	0.04	4	116	114	116	0.2	3
27	27	28	0.04	2	72	72	73	0.04	4	117	116	117	0.2	3
28	28	29	0.02	2	73	73	74	0.02	4	118	117	118	0.11	2
29	29	30	0.12	2	74	74	75	0.11	4	119	118	119	0.07	1
30	30	31	0.02	2	75	75	76	0.02	1	120	91	120	0.07	1
31	29	32	0.02	3	76	64	77	0.03	1	121	120	121	0.07	2
32	27	33	0.005	3	77	77	78	0.05	1	122	121	122	0.13	3
33	33	34	0.025	3	78	78	79	0.07	1	123	120	123	0.02	3
34	34	35	0.01	1	79	79	80	0.07	1	124	123	124	0.02	3
35	24	36	0.07	1	80	80	81	0.03	1	125	124	125	0.04	3
36	36	37	0.01	1	81	81	82	0.03	1	126	124	126	0.04	3
37	37	38	0.01	1	82	82	83	0.05	3	127	126	127	0.02	1
38	38	39	0.07	1	83	83	84	0.05	1	128	127	128	0.06	2
39	39	40	0.1	1	84	83	85	0.03	1	129	129	130	0.07	4
40	39	41	0.06	3	85	85	86	0.03	1	130	105	131	0.02	1
41	41	42	0.05	3	86	86	129	0.02	1	131	131	132	0.1	4
42	41	43	0.01	3	87	129	87	0.13	2	132	131	133	0.04	4
43	43	44	0.03	1	88	87	88	0.005	1	133	133	134	0.04	4
44	41	45	0.04	1	89	79	89	0.05	1	134	134	135	0.04	4
45	45	46	0.06	1	90	79	90	0.18	1					