



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUANN GEORGY OLIVEIRA QUEIROZ

ALGORITMO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO
BASEADO NA TEORIA DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

MOSSORÓ

2019

LUANN GEORGY OLIVEIRA QUEIROZ

ALGORITMO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO
BASEADO NA TEORIA DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos

Orientador: Melinda Cesianara Silva da Cruz.

MOSSORÓ

2019

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos

QQUEa Queiroz, Luann Georgy Oliveira.
Algoritmo para Localização de Faltas em Linhas de Transmissão Baseado na Teoria de Estimação de Estados / Luann Georgy Oliveira Queiroz. - 2019.
90 f. : il.

Orientadora: Melinda Cesianara Silva da Cruz.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

1. Linhas de Transmissão. 2. Localização de Faltas. 3. Estimação de Estados. 4. Transformadores Para Instrumentos. I. Cruz, Melinda Cesianara Silva da , orient. II. Título.

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCCs) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

LUANN GEORGY OLIVEIRA QUEIROZ

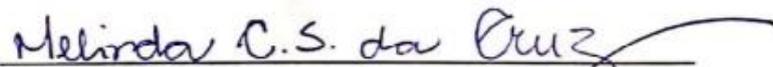
**ALGORITMO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS EM LINHAS DE
TRANSMISSÃO BASEADO NA TEORIA DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS**

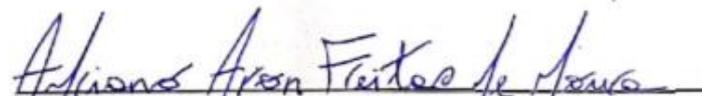
Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

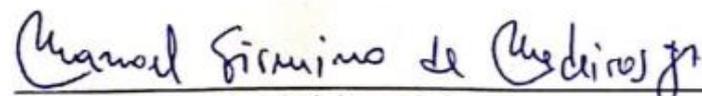
Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos.

Defendida em: 22 / 02 / 2019.

BANCA EXAMINADORA


Melinda Cesianara Silva da Cruz, Prof. Dra. (UFERSA)
Presidente


Adriano Aron Freitas de Moura, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador Interno


Manoel Firmino de Medeiros Júnior, Prof. Dr. (UFRN)
Membro Examinador Externo

À vó Zulmira

AGRADECIMENTOS

Aos colegas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido por suas contribuições nas pesquisas desenvolvidas durante o curso e apoio nos momentos necessários.

A minha orientadora Melinda Cesianara Silva da Cruz pelas críticas, paciência e oportunidades que me foram dadas desde a graduação em Engenharia de Energia até o desenvolvimento dessa pesquisa.

Aos familiares e amigos que contribuíram significativamente na minha vida pessoal e acadêmica durante os últimos dois anos.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

RESUMO

Algoritmos de localização de faltas são ferramentas frequentemente utilizadas em sistemas elétricos de potência, tendo com o objetivo estimar de forma precisa o local de ocorrência de um curto-circuito, otimizando o processo de manutenção e restauração da rede. Dessa forma, o desempenho desse tipo de algoritmo pode influenciar diretamente na continuidade e na operação do sistema, reduzindo os custos ocasionados por desligamentos e, conseqüentemente, elevando a confiabilidade do sistema elétrico. Dentro desse contexto, apresenta-se neste trabalho o desenvolvimento de uma metodologia de localização de faltas em linhas de transmissão (LTs) que modela as capacitâncias da linha e faz uso da teoria de estimação de estados, considerando possíveis erros nas medidas de tensão e corrente. A metodologia proposta foi dividida basicamente em: obtenção de formas de onda de tensão e corrente via sistema elétrico simulado no *software ATPDraw*; verificação das influências de erros de transformadores para instrumentos (TIs) em metodologias de localização baseadas em fasores fundamentais; e análise do desempenho do estimador de localização de faltas elaborado. Os resultados obtidos demonstraram que a metodologia proposta, em comparação com Oliveira Neto (2018), possibilitou uma diminuição dos valores de erro de localização de falta, onde este aprimoramento se manifestou de forma mais expressiva quando foram inseridos apenas erros de medição dos transformadores de potencial (TPs).

Palavras-Chave: Linhas de Transmissão, Localização de Faltas, Estimação de Estados, Transformadores Para Instrumentos.

ABSTRACT

Fault localization algorithms are frequently used in electrical power systems with the objective of accurately estimating the location of a short circuit, optimizing the process of maintenance and restoration of the network. Thus, the performance of this type of algorithm can directly influence the continuity and operation of the system, reducing the costs caused by shutdowns and consequently increasing the reliability of the electrical system. This paper presents the development of a fault localization methodology in transmission lines using the state estimation theory to indicate the most probable location of occurrence of faults considering possible errors in voltage and current measurements. The methodology was basically divided into: obtaining voltage and current waveforms through the simulated electrical system in the ATP software; verification of the influences of instrument transformer errors on localization methodologies based on fundamental phasors; and development and performance analysis of the proposed fault location estimator. The results showed that the proposed methodology, in comparison with Oliveira Neto (2018), allowed a reduction of fault location error values, where this improvement was manifested more expressively when only the potential transformers (TPs).

Keywords: Lines Transmission, Fault Location, State Estimation, Instrument Transformer.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema geral do sistema elétrico de potência brasileiro	14
Figura 2 - Sistema de Transmissão Brasileiro - Horizonte 2017.....	15
Figura 3 – Sistemas de oito barras e suas ilhas observáveis.....	29
Figura 4 – Representação esquemática do TC.....	35
Figura 5 – Núcleo em formato toroidal	35
Figura 6 - Diagrama fasorial.....	39
Figura 7 – Paralelogramo de exatidão do TC para as classes 0,3 – 0,6 – 1,2.....	40
Figura 8 - Paralelogramo de exatidão do TC de classe 10	41
Figura 9 - Transformador de potencial indutivo.....	42
Figura 10 – Transformador de potencial capacitivo	42
Figura 11 – Relação Tensão x Custo para um TP	43
Figura 12 - Paralelogramo de exatidão do TP, classes 0,3 – 0,6 – 1,2.....	46
Figura 13 - Sistema elétrico simulado no ATP	47
Figura 14 - Representação unifilar do sistema de dois terminais na presença da falta (F)	48
Figura 15 – Erro de localização de faltas – Linha de 138 kV – Falta no km 45	55
Figura 16 - Erro de localização de faltas – Linha de 230 kV – Falta no km 90.....	57
Figura 17 - Erro de localização de faltas – Linha de 500 kV – Falta no km 125	59
Figura 18 – Condicionamento da matriz de ganho por meio da Técnica A	66
Figura 19 – Erro Médio de Localização sem Erros de TIs ($R=0 \Omega$)	70
Figura 20 – Erro Médio de Localização sem Erros de TIs ($R=100 \Omega$)	72
Figura 21 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP – Falta no quilômetro 45, Linha 138 kV	73
Figura 22– Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP – Falta no quilômetro 90, Linha 230 kV	74
Figura 23 – Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP – Falta no quilômetro 125, Linha 500 kV	75
Figura 24 – Erros Máximos de Localização Considerando Erros de TPs.....	76
Figura 25 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TC – Falta no quilômetro 45, Linha 138 kV	77
Figura 26 - Erro de Localização Para Diversas Combinações de Erros de TC – Falta no quilômetro 90, Linha 230 kV	78
Figura 27 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TC – Falta no quilômetro 125, Linha 500 kV	79

Figura 28 – Erros Máximos de Localização Considerando Erros de TCs	80
Figura 29 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP e TC – Falta no quilômetro 45, Linha 138 kV	81
Figura 30 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP e TC – Falta no quilômetro 90, Linha 230 kV	83
Figura 31 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP e TC – Falta no Quilômetro 125, Linha 500 kV.....	84
Figura 32 – Erros Máximos de Localização Considerando Erros de TP e TC.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Parâmetros elétricos de sequência positiva das LTs simuladas	47
Tabela 2- Parâmetros elétricos de sequência zero das LTs simuladas	48
Tabela 3 - Locais de Falta.....	51
Tabela 4 - Implementação da metodologia de Oliveira Neto (2018) para linha de 138 kV – Erros de TIs considerados nulos	52
Tabela 5 - Implementação da metodologia de Oliveira Neto (2018) para linha de 230 kV – Erros de TIs considerados nulos	52
Tabela 6 - Implementação da metodologia de Oliveira Neto (2018) para linha de 500 kV – Erros de TIs considerados nulos	53
Tabela 7 - Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 138 kV R= 0 Ω	54
Tabela 8 – Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 138 kV R= 100 Ω	54
Tabela 9 - Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 230 kV R= 0 Ω	56
Tabela 10 – Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 230 kV R= 100 Ω	56
Tabela 11 - Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 500 kV R= 0 Ω	58
Tabela 12 – Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 500 kV R= 100 Ω	58
Tabela 13 – Variâncias das medidas pseudomedidas.....	65
Tabela 14 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 138 kV R _f = 0 Ω	69
Tabela 15 – Estimação do Local de Falta sem de Erros de TIs – Linha de 230 kV R _f = 0 Ω ..	69
Tabela 16 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 500 kV R _f = 0 Ω	70
Tabela 17 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 138 kV R _f = 100 Ω ...	71
Tabela 18 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 230 kV R _f = 100 Ω ...	71
Tabela 19 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 500 kV R _f = 100 Ω ...	71
Tabela 20 – Erros de TP que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 45, Linha 138 kV	73
Tabela 21 – Erros de TP que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 90, Linha 230 kV	75

Tabela 22 - Erros de TP que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 125, Linha 500 kV	76
Tabela 23 - Erros de TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 45, Linha 138 kV	78
Tabela 24 - Erros de TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 90, Linha 230 kV	79
Tabela 25 - Erros de TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro	80
Tabela 26 - Erros de TP e TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 45, Linha 138 kV	82
Tabela 27 - Erros de TP e TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 90, Linha 230 kV	83
Tabela 28 - Erros de TP e TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 125, Linha 500 kV	85

SUMÁRIO

1. Introdução	14
1.1 Estado da Arte	18
1.1.1 Metodologias que não utilizam estimadores de estados	18
1.1.2 Metodologias que utilizam estimadores de estados	20
1.2 Objetivo geral	22
1.3 Objetivos específicos	22
2. Fundamentos Para Elaboração do Trabalho	24
2.1 Estimação de Estados	24
2.1.1 Estimação de estados de acordo com o método dos mínimos quadrados ponderados (WLS, do inglês Weighted Least Squares).....	25
2.2 Observabilidade	28
2.3 Medidas redundantes	29
2.4 Medidas críticas	30
2.5 Determinação das variâncias de medidas e pseudomedidas	30
2.5.1 Variância das grandezas medidas	31
2.5.2 Variância das grandezas pseudomedidas	32
3. Transformadores Para Instrumentos	33
3.1 Transformadores de Corrente	34
3.1.1 Generalidades	34
3.1.2 Classificação dos TCs.....	36
3.1.3 Erros em Transformadores de Corrente.....	37
3.1.3.1 Erros de Relação de Transformação	37
3.1.3.2 Erros de Ângulo de Fase do TC (β).....	38
3.1.4 Classes de Exatidão dos TCs	39
3.2 Transformadores de Potencial (TP)	41
3.2.1 Generalidades	41
3.2.2 Erros em Transformadores de Potencial.....	43
3.2.2.1 Erros de Relação de Transformação (ϵ_p)	43
3.2.2.2 Erros de Ângulo de Fase do TP (γ).....	45
3.2.3 Classe de Exatidão do TP	45

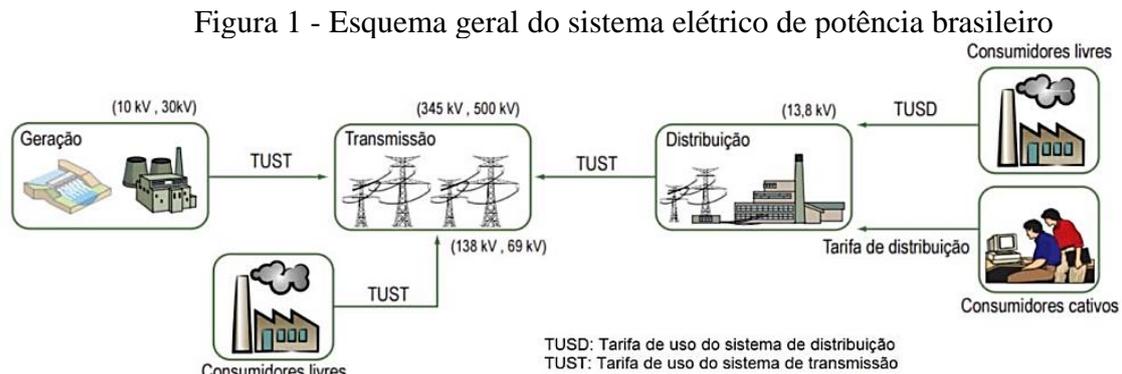
4. Metodologia.....	47
4.1 Obtenção de formas de onda de tensão e corrente	47
4.2 Algoritmo de localização de faltas.....	48
4.3 Inserção de erros de medidas em transformadores para instrumentos no processo de localização de falta.....	51
4.3.1 Implementação da metodologia posposta por Oliveira Neto (2018)	52
4.3.2 Influência de erros de TIs na localização de faltas para linha de 138 kV.....	53
4.3.3 Influência de erros de TIs na localização de faltas para linha de 230 kV.....	55
4.3.4 Influência de erros de TIs na localização de faltas para linha de 500 kV.....	57
4.4 Desenvolvimento do Estimador de Localização de Faltas	59
4.4.1 Equação de localização de faltas	60
4.4.2 Vetor de variáveis de estado (x).....	61
4.4.3 Vetor de medidas e pseudomedidas (z)	62
4.4.5 Vetor de funções de variáveis medidas (h).....	63
4.4.6 Matriz de covariâncias (R).....	63
4.4.7 Condicionamento da Matriz de Ganho	66
5. Análise de Resultados.....	68
5.1 Estimação do local de falta sem erros de TIs	69
5.1.1 Primeiro caso: resistência de falta nula	69
5.1.2 Segundo caso: resistência de falta igual a 100Ω	71
5.2 Influência de erros de TPs no processo de estimação do local de falta.....	72
5.2.1 Falta ocorrida no quilômetro 45 da linha de 138 kV	73
5.2.2 Falta ocorrida no quilômetro 90 da linha de 230 kV	74
5.2.3 Falta ocorrida no quilômetro 125 da linha de 500 kV	75
5.3 Influência de erros de TCs no processo de estimação do local de falta	76
5.3.1 Falta ocorrida no quilômetro 45 da linha de 138 kV	77
5.3.2 Falta ocorrida no quilômetro 90 da linha de 230 kV	78
5.3.3 Falta ocorrida no quilômetro 125 da linha de 500 kV	79
5.4 Influência conjunta dos erros de TPs e TCs no processo de estimação do local de falta.....	81
5.4.1 Falta ocorrida no quilômetro 45 da linha de 138 kV	81
5.4.2 Falta ocorrida no quilômetro 90 da linha de 230 kV	82
5.4.3 Falta ocorrida no quilômetro 125 da linha de 500 kV	84

6. Considerações Finais	86
REFERÊNCIAS	88

Capítulo 1

Introdução

Um sistema de transmissão de energia elétrica pode ser definido como um conjunto de componentes utilizados para conduzir energia entre diferentes centros de geração e consumo, onde, na presente configuração do sistema elétrico nacional, as distâncias entre esses dois pontos apresentam geralmente valores elevados. Com o objetivo de tornar mais claro o papel da malha de transmissão entre as etapas de geração e consumo, é apresentado na Figura 1 um esquema geral do sistema elétrico de potência brasileiro.

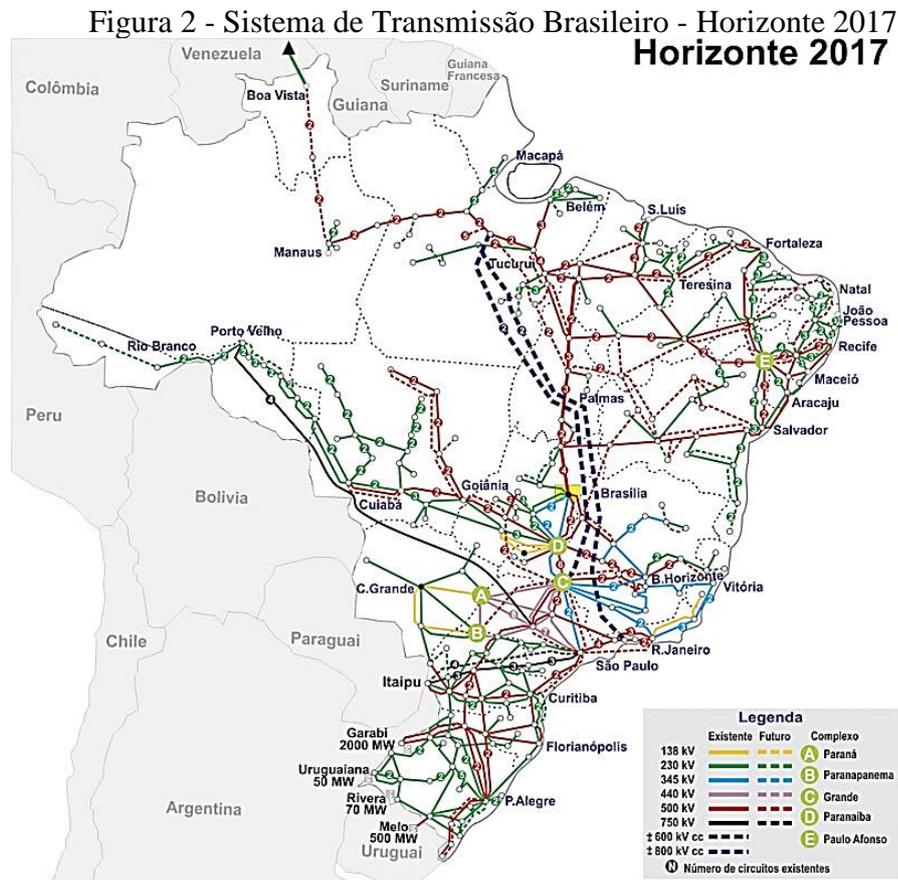


Fonte: ANEEL, 2008

Observando a Figura 1 é possível notar que o sistema de transmissão fornece a possibilidade de conexão entre a geração de energia elétrica e o sistema de consumo, seja isso de forma direta, através dos consumidores livres que utilizam tensões em níveis elevados, ou direcionando energia para os centros de distribuição.

Dentro do contexto abordado, o sistema de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil está composto quase que totalmente, com exceção de alguns sistemas isolados, dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN). Os sistemas isolados se caracterizam como sistemas de menor porte e presentes em maior parte no norte do país, mais especificamente na região amazônica, que possui aspectos geográficos inviáveis à instalação de linhas de transmissão (LTs) (ANEEL, 2008).

A principal característica do SIN, como o próprio nome sugere, é permitir a interligação entre diversos subsistemas e, conseqüentemente, entre diferentes recursos de geração presentes no país, proporcionando um maior aproveitamento energético. Dessa forma, por meio da interligação, as linhas de transmissão permitem otimizar o sistema elétrico ao possibilitar a transferência de energia entre diferentes regiões (ONS, 2019). Essa característica está representada na Figura 2, onde é possível observar as diversas linhas de transmissão existentes no território nacional, bem como as linhas planejadas para instalações futuras.



Apesar das vantagens oferecidas pelo SIN, o mesmo pode gerar certa vulnerabilidade ao sistema elétrico devido as grandes distâncias que existem entre as linhas de transmissão. Linhas mais longas apresentam maior suscetibilidade a perdas de energia, intempéries e falhas mecânicas. Soma-se a essa característica o aumento considerável da demanda de energia elétrica que vem ocorrendo ultimamente (algo que pode ser notado diante do número de linhas de transmissão futuras ilustradas na Figura 2), o que torna a rede de transmissão de energia cada

vez mais complexa. Este aspecto afeta diretamente a continuidade do fornecimento de energia elétrica e, conseqüentemente, a qualidade do sistema.

Diante da vulnerabilidade do sistema elétrico a falhas atrelada a alta dependência de energia que o mundo contemporâneo apresenta, as concessionárias e indústrias desse setor têm buscado garantir altos índices de continuidade do fornecimento de energia elétrica. Dentro dessa ótica, a localização de faltas entra como um importante mecanismo para garantir a confiabilidade do sistema de potência. Apesar do constante aumento da modernização e robustez do sistema elétrico, o surgimento de faltas em linhas de transmissão e distribuição é algo inevitável. Descargas atmosféricas, aproximação de vegetação nos condutores, ventos fortes, vandalismo, entre outros tipos de perturbações, são alguns dos fatores que acarretam o surgimento de curto-circuito nestas linhas.

Na presença de uma falta é de responsabilidade da concessionária isolar o trecho com defeito e efetuar o seu restabelecimento. Mesmo com a existência de relés de proteção que detectam a falta, acionam os disjuntores e localizam o trecho de ocorrência, torna-se necessário o uso de métodos mais robustos que informem o local de falta de forma mais precisa, uma vez que esses relés apresentam algoritmos simples e de baixa precisão. A inspeção visual da linha em busca do ponto de falha também é outro procedimento inviável, pois diante da grande extensão das linhas, a demanda de tempo necessária seria bastante elevada. Em suma, o processo de reparo e religamento do trecho interrompido está diretamente relacionado à exatidão do ponto de falta indicado e, dessa forma, a utilização de métodos de localização rápidos e precisos, que fazem uso de algoritmos mais robustos, eleva o grau de qualidade do sistema de transmissão (SILVEIRA, 2007).

Com o intuito de destacar a importância do uso de algoritmos localizadores são apresentados a seguir exemplos de grandes casos de interrupção do fornecimento de energia elétrica ocorridos no mundo:

- Québec, Canadá - 1988

Concessionária Hydro-Québec sofreu blecaute que afetou totalmente seu sistema. O blecaute, que durou até 8 horas em algumas áreas, foi causado por depósitos de gelo em equipamentos de transformadores na subestação de Arnaud, causando um prejuízo para a sociedade estimado entre US\$ 5 e US\$ 10 milhões por hora (Huang, 1992).

- **Brasil, 2002:**

Blecaute que atingiu dez estados brasileiros e o Distrito Federal após o rompimento de um cabo na linha de transmissão que liga a Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira à subestação de Araraquara, com duração superior a quatro horas causando a interrupção de cerca de 24.000 MW (Gomes, 2004).
- **Estados Unidos e Canadá, 2003:**

Vários desligamentos em cascata afetaram o sistema elétrico que atende o Nordeste do Canadá e dos Estados Unidos, prejudicando cerca de 61.800 MW de carga e 50 milhões de consumidores. O fornecimento de energia da maior parte dos consumidores foi restaurado após cerca de 30 horas após o blecaute (IMO, 2004).
- **Brasil e Paraguai, 2009:**

18 estados brasileiros foram afetados por cerca de 222 minutos. O início do blecaute ocorreu em uma subestação de Furnas localizada em Itaberá, São Paulo, causada por uma falha tripla nos circuitos da linha de transmissão de 765 kV. Além do Brasil, o Paraguai teve seu fornecimento de energia afetado por cerca de 30 minutos (ONS, 2009).
- **Brasil, 2011:**

Perturbação que ocorreu na Subestação de 500 kV da UHE Luiz Gonzaga da Chesf, envolvendo as interligações Sudeste/Nordeste e Norte/Nordeste e provocou os desligamentos das mesmas, isolando grande parte do sistema Nordeste do restante do Sistema Interligado Nacional – SIN, culminando com o colapso no abastecimento das cargas da maior parte da região Nordeste. O desligamento, que durou em média 194 minutos, provocou o corte de cerca de 7.400 MW de carga de consumidores (ONS, 2011).
- **Brasil, 2018:**

O evento correu devido a uma sobrecarga em algumas linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, causando um desligamento total no SIN da ordem de 21.735 MW, correspondendo a 27% da carga no momento. A região Norte e Nordeste, maiores afetadas, sofreram um desligamento de, respectivamente, 5.750 MW (93%) e 12.320 MW (99%) de sua carga total (ONS, 2018).

Através dos casos mencionados, fica claro que interrupções do fornecimento de energia elétrica não são completamente evitáveis e, se tratando da restauração do sistema, esforços devem ser direcionados para a melhoria dos procedimentos, tornando-os mais exatos e rápidos.

O funcionamento adequado de algoritmos de localização depende sobretudo da qualidade dos dados de entrada, porém a utilização de dados precisos nem sempre ocorre devido a existência de erros que os comprometem. Medidas de tensões e correntes, por exemplo, são dados que podem conter imprecisões, devido a fatores como: saturação do transformador, erros de conversão de dados, falta de sincronização de registros oscilográficos etc. Esses erros interferem de forma significativa na qualidade dos fasores e, conseqüentemente, no processo de localização de faltas (BRITO, 2011).

Diante do que foi exposto, o desenvolvimento de algoritmos que apresentem um bom desempenho na localização de faltas, mesmo na presença de dados de entrada errôneos, é de relevante importância. Assim, o presente trabalho propõe desenvolver uma metodologia de localização baseada na teoria de estimação de estados, de forma que esta seja menos sensível aos erros nas medidas de tensão e corrente, que serão modelados a partir da classe de exatidão de TCs e TPs. Além disso, por meio da consideração das capacitâncias da linha, que garante um modelo mais exato da LT em seu equacionamento, objetiva-se expandir a metodologia de localização de faltas em linhas de transmissão proposta em Cruz (2015).

1.1 Estado da Arte

A seguir, serão apresentadas várias metodologias de localização de faltas existentes na literatura. Inicialmente serão descritos métodos clássicos junto com outros métodos mais atuais que não fazem uso de um estimador de estado em sua metodologia. Em seguida, serão mostrados métodos que utilizam estimação de estados (principal foco do presente trabalho), indicando suas principais características. O objetivo dessa seção é expor os diversos tipos de procedimentos utilizados por diferentes autores para obtenção do ponto de falta, partindo desde algoritmos clássicos até metodologias mais recentes.

1.1.1 Metodologias que não utilizam estimadores de estados

Em Takagi et al. (1981), é desenvolvida uma metodologia de localização de faltas que utiliza dados de apenas um terminal e realiza a extração dos fasores de tensão e corrente por

meio da Transformada Discreta de Fourier (TDF). Nessa metodologia é necessária a utilização do método numérico Newton-Raphson para localização do ponto de falta devido a equação de localização ser uma equação não linear, onde aplicando o teorema da superposição, os autores obtêm uma equação algébrica que contém uma variável desconhecida d correspondente à distância de falta. Através de simulações computacionais, foi possível obter resultados do desempenho do algoritmo proposto que, apesar de apresentar resultados precisos, utiliza dados de apenas um terminal, o que o torna pouco eficiente quando comparado a sistemas que utilizam medidas de dois ou mais terminais, comprometendo a confiabilidade do método.

Johns e Jamali (1990) apresentam uma técnica de localização de faltas que utiliza dados sincronizados de tensões e correntes pós-falta de ambos os terminais da linha. Nessa metodologia, parâmetros como resistência, indutância e capacitância da linha são necessários, visto que a linha de transmissão é representada por meio de parâmetros distribuídos. Os autores obtêm equações de localização de falta tanto para sistemas monofásicos quanto para sistemas trifásicos. Para o primeiro caso é utilizada uma equação de localização que depende basicamente da impedância característica da linha, da constante de propagação da onda, e dos fasores de tensão e corrente de ambos os terminais. No caso de sistemas trifásicos, a metodologia faz uso da transformada modal com o intuito de representar o sistema em três circuitos monofásicos independentes e assim obter o ponto de falta a partir de qualquer um dos modos de propagação criados. De acordo com os autores, a precisão dos resultados obtidos variou de acordo com a configuração da linha, seu comprimento e com o tipo de falta. Outro ponto destacado pelos autores é que nesse método, a localização de falta não foi afetada pela resistência de falta (R_f) nem pela impedância da fonte.

O método proposto por Girgis et al (1992) pode ser utilizado em sistema de dois e três terminais e para sistemas com linhas de transmissão de comprimento curto ou médio, baseando-se em fasores de tensão e corrente trifásicos nos terminais da linha. Esse método é independente do tipo de falta e de sua intensidade, bem como da resistência de falta do sistema. A capacitância *shunt* não é considerada nessa metodologia, uma vez que o sistema é representado através de sua impedância série. Outra característica importante desse método é que os autores apresentam dois tipos de metodologias diferentes, de acordo com a utilização ou não de dados sincronizados, podendo assim abranger sistemas com dados sincronizados ou não.

No método proposto por Abe et al (1995), o algoritmo de localização desenvolvido é indicado para sistemas de circuito simples, se limitando a modelos de linha curta, o que ocasiona uma menor precisão na utilização do método proposto para linha médias ou longas. O algoritmo faz uso de fasores de tensões e correntes em múltiplos terminais da linha, por meio

de um algoritmo específico que sincroniza os dados nos diferentes terminais existentes. Também utiliza-se nessa metodologia outro algoritmo capaz de “reduzir” o número de terminais no sistema analisado para dois, facilitando assim o processo de localização. Segundo os autores, a combinação dos dois algoritmos citados gera uma otimização no processo de localização de falta, o que ocasionou resultados precisos, garantindo que esse método seja considerado robusto.

Sadeh et al (2000) propuseram um procedimento de localização de faltas para sistemas de potência que apresentam compensação série. Uma vez que o ponto de falta em relação aos capacitores série não é conhecido, o algoritmo utiliza duas sub-rotinas para estimar a distância de falta, sendo uma para faltas localizadas antes do capacitor série e outra para faltas presentes após o banco de capacitores, onde em seguida é utilizado um procedimento especial para selecionar a solução adequada. Os autores utilizaram de amostras de tensões e correntes nos dois terminais da linha para o cálculo do ponto de falta, estando esses dados sincronizados. O algoritmo proposto é independente da resistência de falta e não necessita do conhecimento da impedância da fonte. Para estimar a precisão do método proposto, o algoritmo foi testado para uma grande variedade de condições de faltas, como diferentes ângulos de inicialização de falta, diferentes resistências de faltas, faltas simétricas e assimétricas etc. Segundo os autores, os resultados obtidos são satisfatórios, onde o erro é mantido abaixo de 0,5%.

Em Oliveira Neto (2018) são apresentadas duas metodologias de localização de faltas, sendo baseadas na metodologia de localização presente em Girgis et al (1992), mas se diferenciando pela consideração da capacitância *shunt* em seu equacionamento, o que as tornam viáveis para aplicação em linhas longas. A principal diferença entre as duas metodologias está nos resíduos que foram utilizados para formular a função objetivo. Segundo o autor, os resultados obtidos mostram que as metodologias são precisas, fornecendo resultados adequados na indicação do ponto de falta. No entanto, nenhuma delas teve seu desempenho avaliado quando existem erros nos dados de entrada.

1.1.2 Metodologias que utilizam estimadores de estados

Richards e Tan (1983) desenvolveram uma metodologia de localização de falta por meio do uso de um estimador de estados, considerando a saturação do transformador mediante parâmetros da curva de saturação do transformador de corrente (TC). O algoritmo desenvolvido é indicado para linhas curtas, sendo independente da resistência de falta. São utilizadas medidas

de um único terminal e um modelo de linha a parâmetros concentrados. Um ponto negativo da modelagem proposta é a falta de análise dos erros das medidas utilizadas no algoritmo, comprometendo a fidelidade do método em um sistema real.

Na metodologia proposta por Liao e Kezunovic (2007) os efeitos da capacitância no decorrer da linha de transmissão são considerados, uma vez que se trabalha com modelo de linha a parâmetros distribuídos (circuito π equivalente). Os fasores de tensão e corrente utilizados são obtidos através da frequência fundamental, sendo colhidos dados sincronizados dos dois terminais do sistema. Por outro lado, nessa metodologia as variâncias das medidas no estimador de estados não são modeladas de forma adequada, sendo essa uma desvantagem do método proposto.

Outro método de localização de faltas que faz uso de um estimador de estados foi proposto por Shiroei et. Al (2009). A metodologia desenvolvida utiliza medições de fasores de tensões e correntes por meio do uso de PMUs presentes nos dois terminais da linha de transmissão, sendo os dados entre esses dois terminais considerados sincronizados, visto que os PMUs utilizam sistemas GPS como fonte de sincronização. O algoritmo é direcionado para sistemas compostos por linhas longas, trabalhando com modelo de linha a parâmetros distribuídos. Apesar dos bons resultados obtidos no cálculo da localização de faltas, a metodologia proposta se limita a sistemas que utilizam PMUs como fonte dos dados de tensões e correntes e, como grande parte das concessionárias de energia ainda não utiliza esse tipo de equipamento em seu sistema elétrico, a utilização da metodologia proposta fica comprometida.

Em Kang e Liao (2012) uma metodologia de localização de faltas aplicada a circuitos duplos é desenvolvida. A técnica faz uso de parâmetros distribuídos e utiliza medidas de um ou mais terminais. A obtenção da localização de falta ocorre apenas por meio do uso de tensões de um ou mais barramentos. Para o método de localização de faltas de dois barramentos, utiliza-se medidas de tensão sincronizadas e não sincronizadas e a classificação do tipo de falta não é necessária. Já para os algoritmos de localização de falta de um barramento, o tipo de falta é um pré-requisito. Nesse artigo, assim como em Liao e Kezunovic (2007) as variâncias das medidas no estimador de estados não são modeladas de forma adequada.

Uma nova metodologia para localização de faltas em linhas de transmissão, baseada na teoria de estimação de estados, é proposta por Cruz (2015). Trata-se de um algoritmo capaz de determinar o ponto de ocorrência da falta considerando erros sistemáticos que podem surgir em medidas de tensão e de corrente. O algoritmo é dividido em uma etapa pré-falta e em uma outra etapa pós falta que estimam, respectivamente, o ângulo de sincronização e os parâmetros de sequência positiva da linha de transmissão, e a distância de falta. Além disso, a variância

associada a distância de falta também é calculada através da teoria dos erros, o que proporciona uma taxa de 95,45% de confiança do ponto de falta estimado em grande parte dos casos analisados.

Öner e Göl (2016) apresentam um método de localização de faltas baseado na teoria de estimação de estado, pressupondo que essa estimativa pode ser realizada utilizando apenas as medições registradas através de PMUs. Os autores afirmam que, devido à sincronização de registros garantida pelo uso do PMU, o método proposto é mais preciso quando comparado a sistemas que utilizam medições SCADA convencionais. A metodologia primeiro executa a estimativa de estado do sistema para determinar as tensões de cada barramento e as correntes nas linhas. Através dessas medições torna-se possível o cálculo da corrente de falta. Posteriormente o ponto de falta é obtido por meio do método dos mínimos quadrados. Os resultados adquiridos são satisfatórios, apresentando alta precisão e, segundo os autores, baixo custo computacional. No entanto, assim como em Shiroei et. Al (2009), a metodologia proposta se limita a sistemas que utilizam PMUs como fonte dos dados de tensões e correntes e, como grande parte das concessionárias de energia ainda não utiliza esse tipo de equipamento em seu sistema elétrico, a utilização da metodologia proposta fica comprometida.

1.2 Objetivo geral

Desenvolver uma metodologia de localização de faltas em linhas de transmissão baseada na teoria de estimação de estados, analisando seu desempenho a partir da consideração de medidas errôneas de tensão e corrente originadas das classes de exatidão de transformadores para instrumentos e registradores digitais. Constituindo sua principal particularidade, e expandindo a metodologia de localização de faltas em linhas de transmissão proposta em Cruz (2015), o algoritmo desenvolvido considera as capacitâncias em seu equacionamento, objetivando um modelo mais exato da LT.

1.3 Objetivos específicos

- Realizar uma revisão bibliográfica acerca do estado da arte referente a localização de faltas em linhas de transmissão, analisando desde métodos mais clássicos até métodos que fazem uso da teoria de estimação de estados;

- Simular, via *software* ATP, diferentes casos de faltas em LTs, possibilitando a obtenção de formas de ondas de tensão e de corrente que serão utilizadas para alimentar o algoritmo de localização.
- Implementar o algoritmo de localização de faltas utilizado como base para o desenvolvimento da metodologia proposta. O algoritmo faz uso de fasores de tensão e de corrente dos dois terminais da LT, podendo ser aplicado a sistemas compostos por linhas longas, uma vez que a capacitância *shunt* é considerada em seu equacionamento. Além disso serão simulados erros nas medidas de tensões e correntes de acordo com a classe de exatidão de transformadores para instrumentos, proporcionando uma análise da sensibilidade deste algoritmo aos erros citados.
- Desenvolver um estimador de estados capaz de determinar o valor mais provável da distância de falta quando são considerados erros nas medidas de tensão e corrente.

Capítulo 2

Fundamentos Para Elaboração do Trabalho

2.1 Estimação de Estados

Com o advento dos sistemas e computadores digitais ocorridos no final dos anos 60, surgiu a implementação dos primeiros sistemas de controle, supervisão e aquisição de dados, mais conhecidos como sistemas SCADA (do inglês Supervisory Control and Data Acquisition). Segundo (Monticelli, 1983), tais sistemas possibilitam o acompanhamento do estado atual da rede por meio de informações obtidas através de estações remotas e que são transferidas ao centro de controle, sendo apresentadas ao operador. No entanto, o crescimento do sistema elétrico de potência aliado a mudanças significativas ocorridas durante as últimas décadas devido ao aumento do grau de qualidade e confiabilidade do sistema, escassez de recursos relacionados a geração de energia, restrições ambientais etc., culminou na exigência de sistemas SCADA mais robustos (Gómez-Expósito, Conejo e Cañizares, 2011). Esse aumento da complexidade do sistema elétrico de potência levou a geração de novos recursos, como funções de análise e de monitoramento da rede, e a utilização de novas ferramentas de *software*, associados ao sistema SCADA. A esse desenvolvimento do sistema de supervisão deu-se o nome de Sistemas de Gerenciamento de Energia (EMS – do inglês, Energy Management Systems).

A estimação de estado (EE) se insere nesse contexto como sendo um dos principais elementos presentes nos EMS. Introduzida por Fred Schweppe (Schweppe e Wildes, 1970), a EE pode ser definida como uma ferramenta matemática que auxilia na modelagem de sistemas de potência por meio da estimativa de dados fundamentais para o monitoramento da segurança e da operação da rede em tempo real. Os dados estimados dizem respeito a tensões complexas nas diferentes barras do sistema em estado estacionário, e a partir deles novas variáveis podem ser estimadas, como fluxo de potência, tensões e correntes nas linhas de transmissão, injeções de potência ativa e reativa etc.

A importância da utilização da técnica de estimação de estados está na necessidade de se trabalhar com medidas corrompidas (obtidas em tempo real) por diversos tipos de erros, como

os originados por ruídos de transmissão de dados, erros presentes em transformadores para instrumentos (TIs), imprecisão em conversão analógica-digital etc. (Cruz, 2015). Nesse aspecto, o objetivo geral de um estimador de estado é determinar o estado mais provável de um sistema por meio de medidas não exatas. Além disso, por meio da utilização de técnicas de previsão de carga, pseudomedidas podem ser utilizadas quando certas medidas em tempo real não existirem.

De acordo com Abur e Expósito (2004), as principais funções dos estimadores de estado, bem como a forma como os mesmos processam dados imprecisos, podem ser listadas a seguir:

- **Processamento da topologia:** A partir de dados online, o diagrama do sistema é montado, apresentando informações sobre o chaveamento de diferentes dispositivos (disjuntores e interruptores), formando assim um modelo de topologia da rede;
- **Análise de observabilidade:** Analisa a possibilidade de estimação de estado para todo o sistema de acordo com as medidas disponíveis. Identifica os ramos não observáveis e, se existirem, as ilhas observáveis do sistema;
- **Estimação de estado:** Determina o estado ótimo ou o mais provável da rede, onde esse estado é composto por tensões complexas dos barramentos, de acordo com o modelo da rede e com as medidas disponíveis;
- **Processamento de erros grosseiros:** Verifica se o conjunto de medidas adquirido apresenta erros elevados. Caso haja redundâncias suficientes, esses valores podem ser identificados e eliminados;
- **Processamento de parâmetros e erros estruturais:** Determina diversos parâmetros da rede, como parâmetros do modelo da linha de transmissão, mudança do *tap* do transformador, capacitância *shunt*, etc. Além disso, detecta erros estruturais na configuração da rede e identifica erros no estado dos disjuntores.

2.1.1 Estimação de estados de acordo com o método dos mínimos quadrados ponderados (WLS, do inglês Weighted Least Squares)

Como tratado em Schweppe e Wildes (1970), um conjunto de medidas de um determinado sistema, representado pelo vetor \mathbf{z} ($m \times 1$), está diretamente relacionado às variáveis de estado do sistema, vetor \mathbf{x} ($n \times 1$), da seguinte maneira:

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (2.1)$$

onde:

z: vetor do conjunto de medidas (m x 1);

x: vetor das variáveis de estado do sistema (n x 1);

h(x): vetor de funções que relaciona as medidas com as variáveis de estado x;

e: vetor de erros das medidas (m x 1);

Sendo o número de variáveis de estado (n) menor que o número o número de medidas (m).

Supondo que a média do vetor de erros das medidas, **e**, seja zero $\mathbf{E}(e) = \mathbf{0}$, e que esse mesmo vetor obedeça uma distribuição Gaussiana, a sua matriz de covariância de erros de medição, **R**, será representada por uma matriz com os elementos da diagonal principal dados por $\mathbf{R}_{ii} = \sigma_i^2$ (variâncias) e os demais elementos nulos, como descrito a seguir.

$$R = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \sigma_i^2 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

De acordo com Almeida (2003), a solução do problema de estimação de estados está diretamente relacionada ao vetor das variáveis de estado do sistema, **x**, onde, através do método dos mínimos quadrados, estima-se o vetor **x** de tal forma que a função objetivo **J(x)** seja minimizada. Essa função é definida pela Equação (2.3.1) e pela Equação (2.3.2).

$$J(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x)]^2}{\sigma_i^2} \quad (2.3.1)$$

$$J(x) = \frac{1}{2} [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (2.3.2)$$

Observando a Equação (2.3.2) é possível notar que os pesos das medidas são diretamente proporcionais ao inverso da variância. Variâncias mais altas geram pesos menores, enquanto medidas com valores de variâncias menos elevados, apresentam pesos mais significativos. Ou seja, quanto mais próximo a medida estiver do esperado, maior será seu peso.

Devido a não-linearidade presente nas funções $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, torna-se necessário a utilização de um método iterativo no processo de minimização da função objetivo $\mathbf{J}(\mathbf{x})$. Admitindo que o método utilizado seja o de Gauss-Newton, uma expansão em série de Taylor é aplicada às funções $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ para que seja possível obter sua aproximação linear. Sendo \mathbf{x}_0 uma estimativa inicial para \mathbf{x} , a expansão em série de Taylor de $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ em torno de \mathbf{x}_0 fica:

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{h}(\mathbf{x}_0) + \mathbf{H}(\mathbf{x}_0)\Delta\mathbf{x} \quad (2.4)$$

O termo $\mathbf{H}(\mathbf{x}_0)$ representa a matriz jacobiana que é dada pela derivada das funções $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ em relação a \mathbf{x} : $\mathbf{H}(\mathbf{x}_0) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}$.

A Equação (2.4) pode ser combinada com a Equação (2.3), obtendo-se:

$$J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} [\Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x}_0)\Delta\mathbf{x}]^T \mathbf{R}^{-1} [\Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x}_0)\Delta\mathbf{x}] \quad (2.5)$$

Onde, $\Delta\mathbf{z} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_0)$

Sendo a Equação (2.5) quadrática, o valor ótimo de $\Delta\mathbf{x}$ pode ser expresso pela equação normal de Gauss da seguinte forma:

$$\Delta\mathbf{x} = [\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}_0)]^{-1} [\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}\Delta\mathbf{z}] \quad (2.6.1)$$

$$[\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}_0)]\Delta\mathbf{x} = [\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}\Delta\mathbf{z}] \quad (2.6.2)$$

O termo $\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}_0)$, representa a matriz de ganho $\mathbf{G}(\mathbf{x}_0)$, uma matriz quadrada de ordem $(n \times n)$. Assim, a Equação (2.6) pode ser expressa como:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_0)\Delta\mathbf{x} = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}\Delta\mathbf{z} \quad (2.7)$$

Isolando o termo $\Delta\mathbf{x}$, obtém-se:

$$\Delta\mathbf{x} = \mathbf{G}(\mathbf{x}_0)^{-1} [\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}\Delta\mathbf{z}] \quad (2.8)$$

A matriz $G(x_0)$ deve ser não singular para que a solução da estimação de estados através da Equação (2.8) seja possível, onde a atualização do vetor das variáveis de estado, x , é dada por:

$$x = x_0 + \Delta x \quad (2.9)$$

A convergência do processo de estimação se dá ao verificar se $\max_i |\Delta x^i| \leq$ ‘tolerância pré-estabelecida’. O cálculo da matriz Jacobiana e da matriz de ganho, e a atualização do vetor das variáveis de estado serão repetidos até que a convergência seja alcançada.

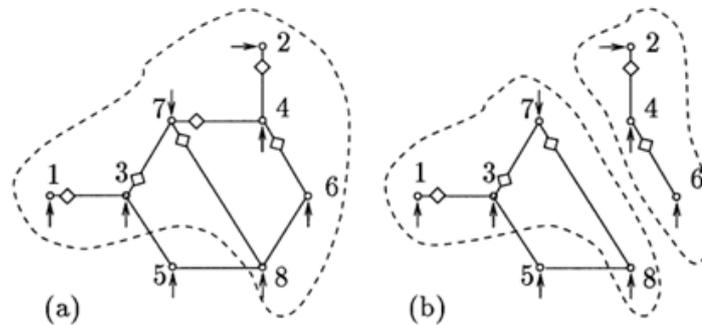
2.2 Observabilidade

De acordo com Monticelli (1999), a possibilidade de realizar a estimação de estados em um sistema depende da distribuição de suas medições, bem como da topologia da rede. Se existirem medidas disponíveis suficientes no sistema para garantir o processo de estimação, a rede é considerada observável. Em outras palavras, a observabilidade diz respeito à capacidade de determinar as variáveis de estado do sistema por meio das medidas disponíveis. Dessa forma, é preferível uma análise prévia da observabilidade do sistema antes da estimação de estados ser executada (ABUR; EXPOSITO, 2004 e MONTICELLI, 1999). Sendo o sistema não observável se torna necessário verificar dois pontos:

- A. Quais partes da rede contêm estados que ainda podem ser estimados. Estas partes são chamadas de ilhas observáveis, que são porções do sistema onde os fluxos das linhas podem ser determinados a partir das medidas disponíveis. Uma rede pode conter zero, uma ou várias ilhas observáveis, dependendo da sua topologia;
- B. Se pseudomedidas podem ser adicionadas para melhorar a observabilidade do sistema.

A Figura 3 apresenta um sistema de oito barras onde as ilhas observáveis são destacadas pelas linhas tracejadas possuindo um nó (nó 5) e dois ramos (3-5 e 5-8) não observáveis em (a), e uma ilha parcialmente observável à esquerda e uma observável à direita em (b).

Figura 3 – Sistemas de oito barras e suas ilhas observáveis



Fonte: Monticelli, 1999.

Neste trabalho, considerar-se-á que todo o sistema é observável, uma vez que a estimação de estados é efetuada em linhas de transmissão monitoradas por dois terminais que fornecem medidas de tensão, medidas de corrente e pseudomedidas, que garantem a observabilidade total do sistema.

2.3 Medidas redundantes

Um sistema sobredeterminado pode ser definido como um sistema onde o número de equações é maior que o seu número de incógnitas e, conseqüentemente, sua solução é possível. Nesse sentido, um sistema elétrico se diz totalmente observável quando apresentar um número de grandezas medidas m maior que o número de variáveis de estado n .

Se ao conjunto de medidas m forem adicionadas uma quantidade x de medidas, estas medidas x serão chamadas de medidas redundantes, uma vez que não aumentarão a observabilidade algébrica do sistema. As medidas redundantes têm a função de elevar o grau de segurança da observabilidade garantindo que o sistema continue observável mesmo com a perda de uma de suas medidas (ALMEIDA, 2003).

A razão entre m e n , chamada de grau de redundância global ($Grd=m/n$), é utilizada para verificar a possibilidade de solução de um estimador de estados, pois uma condição necessária para que o sistema seja considerado observável é que $Grd \geq 1$, ou seja $m \geq n$. De acordo com Simões Costa (2002), uma boa redundância ocorre quando $Grd \geq 1,5$.

2.4 Medidas críticas

De forma geral, as medidas podem ser classificadas em duas categorias: medidas críticas e medidas não críticas. Uma medida é considerada crítica quando a ausência dela compromete totalmente o processo de estimação de estados, pois ao ser perdida torna o sistema não observável. De forma contrária, uma medida não crítica não compromete a observabilidade do sistema podendo assim ser chamada de medida redundante (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Um conjunto composto por medidas não críticas pode ser considerado um conjunto crítico se a perda de qualquer uma das medidas do conjunto tornar as demais medidas em críticas. Dessa forma, em virtude de um conjunto crítico poder prejudicar o grau de observabilidade do sistema, é de fundamental importância a identificação desses conjuntos para assegurar a confiabilidade do processo de estimação de estados.

2.5 Determinação das variâncias de medidas e pseudomedidas

Na determinação das variâncias das medidas e pseudomedidas do estimador de estados, é preciso inicialmente identificar os tipos de erros que podem estar associados às medidas do sistema elétrico em análise. De acordo com Vuolo (1993), os erros podem ser classificados da seguinte forma:

Erro estatístico

- Originado a partir de variações aleatórias nas medições;
- Não pode ser controlado, nem eliminado totalmente;
- Geralmente a diminuição desse erro é feita ao utilizar o valor médio dentre um conjunto de medições realizadas.

Erro sistemático

- Afeta igualmente as m medidas do sistema;
- Podem surgir por problemas de calibração de instrumentos, leitura errada por parte do observador, causas ambientais, etc.
- O valor desse erro não diminui ao repetir medições.

Neste trabalho serão adotados apenas erros sistemáticos, os quais serão originados dos instrumentos de medidas presentes no sistema, mais precisamente da calibração de transformadores de potencial (TPs) e de transformadores de corrente (TCs) que serão mais detalhados no próximo capítulo.

2.5.1 Variância das grandezas medidas

Na obtenção da variância sistemática não há um padrão a ser seguido, sendo a estimativa do valor para o limite do erro sistemático (L_r), que é o maior valor admissível para o erro sistemático de uma medida específica, realizada através de hipóteses sobre a distribuição de erros. Segundo Vuolo (1993), assumindo o limite do erro com nível de confiança de aproximadamente 95,45%, o erro sistemático será dado por:

$$L_r = 2\sigma_r \quad (2.10)$$

A partir da Equação (2.10), o desvio padrão sistemático será representado como:

$$\sigma_r = L_r/2 \quad (2.11)$$

Assim como apresentado por Cruz (2015), ao relacionar o limite do erro sistemático com a acurácia (classe de exatidão) do instrumento de medição, e também com o valor medido pelo instrumento, é possível determinar o limite do erro na forma da Equação (2.12).

$$L_r = \left(\frac{acr}{100}\right)V_{medido} \quad (2.12)$$

Onde:

acr : classe de exatidão, em porcentagem, do instrumento de medida;

V_{medido} : valor medido pelo instrumento.

A partir da Equação (2.11) e da Equação (2.12) é possível representar a variância sistemática, σ_r^2 , da seguinte forma:

$$\sigma_r^2 = \left(\frac{acr}{200}\right)^2 \times (V_{medido})^2 \quad (2.13)$$

2.5.2 Variância das grandezas pseudomedidas

Sendo pseudomedidas valores originados da medição de duas ou mais grandezas que contém erro, torna-se necessário que a variância de uma pseudomedida leve em conta as incertezas de todas as grandezas associadas a ela.

De acordo com a teoria da propagação das incertezas, sendo uma pseudomedida p descrita por $p = f(x,y,z)$ (considerando x , y e z completamente independentes), a variância de p dependerá diretamente das variância de x , y e z , e possuirá a expressão a seguir:

$$\sigma_p^2 = \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)^2 \sigma_x^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial y}\right)^2 \sigma_y^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)^2 \sigma_z^2 \quad (2.14)$$

Onde:

σ_p^2 : variância de p ;

σ_x^2 : variância de x ;

σ_y^2 : variância de y ;

σ_z^2 : variância de z ;

A partir da Equação (2.14) a influência dos erros de x , y e z sobre a pseudomedida p pode ser calculada.

Capítulo 3

Transformadores Para Instrumentos

O sistema elétrico de potência abrange diversos tipos de equipamentos utilizados para diferentes funções, cada um possuindo sua relevância e características próprias. Os transformadores para instrumentos (TIs) fazem parte desse conjunto, sendo utilizados nas três principais divisões do sistema elétrico: geração, transmissão e distribuição. Esses transformadores possuem a função de medir grandezas fasoriais com altos níveis de tensões, reduzindo proporcionalmente os valores medidos, podendo assim fornecê-los a outros dispositivos, o que garantirá uma medição segura.

Segundo Mamede Filho e Mamede (2011), os TIs devem atender a duas condições principais, sendo elas:

- Os valores de tensão e corrente devem respeitar o limite máximo que os demais equipamentos suportam;
- O circuito secundário deve ser galvanicamente separado do primário, garantindo o isolamento dos equipamentos conectados ao enrolamento secundário dos transformadores de alta tensão.

No que diz respeito a suas aplicações, Brito (2011) indica que os TIs podem atender três tipos de serviços diferentes, como apresentado a seguir:

- **Medição de Faturamento:** Os TIs necessitam de uma alta classe de exatidão com o intuito de fornecer valores precisos aos equipamentos de medição de energia e de demanda conectados ao seu secundário;
- **Medição Operacional:** Assim como o anterior, necessita de um bom grau de precisão, visto que também se encarrega da medição dos fasores, no entanto, essa precisão não precisa ser tão elevada, devido à medição possuir objetivos de monitoramento e operação. A medida dos fasores possui um maior foco nos valores instantâneos das grandezas elétricas;

- **Proteção:** Diferente dos TIs para serviços de medição, estes instrumentos trabalham em condições de falta, medindo grandezas elétricas que são essenciais para operação rápida e segura dos equipamentos de proteção.

Em um sistema elétrico de potência dois tipos de transformadores para instrumentos são utilizados, os transformadores de corrente, mais conhecidos como TCs, e os transformadores de potencial, também chamados de TPs. Os TCs e TPs reduzem altos valores de tensão e corrente para amplitudes suportadas por relés, medidores e outros instrumentos. Essas grandezas são medidas no primário desses transformadores e reduzidas de forma proporcional no seu secundário, onde estão localizados os demais dispositivos de proteção, medição e controle.

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2011), os transformadores para instrumentos possuem os valores dos seus secundários padronizados, garantindo que equipamentos de diferentes tipos de fabricantes, possam ser conectados. No caso dos TCs, a corrente do secundário é, na maioria dos casos, igual a 5A, já os TPs em geral possuem padronização de 115 Volts. As características mais detalhadas de cada um desses transformadores serão apresentadas nas seções seguintes.

3.1 Transformadores de Corrente

3.1.1 Generalidades

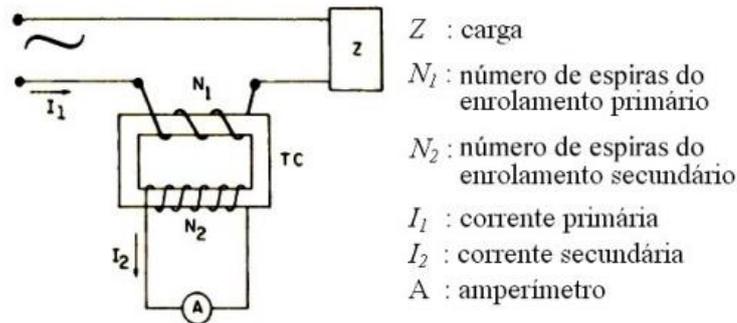
De acordo com Cruz (2015), o TC pode ser considerado um redutor de corrente. Devido o número de espiras no primário ser menor que o número de espiras do secundário, esse dispositivo sempre irá ter uma redução no valor de sua corrente elétrica. Seu enrolamento primário se caracteriza por possuir um pequeno número de espiras, ser ligado em série com a carga e por apresentar uma impedância desprezível, quando comparada ao sistema em que se encontra conectado. Dessa forma, a corrente que circula pelo primário do TC depende da demanda de energia da carga.

Por sua vez, o secundário do TC possui um número bem maior de espiras que o primário, sendo ligado aos terminais de corrente dos dispositivos de proteção, medição ou controle. Apesar disso, a corrente originada nesse enrolamento é resultado da corrente primária, independentemente do número e do tipo de instrumento que está ligado ao secundário do TC. Vale

ressaltar que todos os dispositivos nesse terminal se caracterizam por estarem conectados em série, garantindo uma mesma passagem de corrente por todos eles (CRUZ, 2015).

A seguir, na Figura 4, há uma representação esquemática do TC, que mostra a conexão do seu primário em série com a carga.

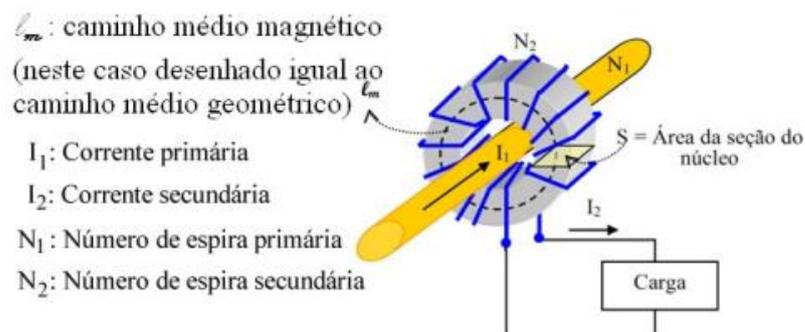
Figura 4 – Representação esquemática do TC



Fonte: Coelho (2011).

Os TCs utilizados em circuitos de alta tensão apresentam, em sua maioria, o núcleo magnético em formato toroidal. Isso ocorre por questões de maior simplicidade em sua fabricação e instalação (no geral, apresentam menor peso e volume que outros tipos de transformadores), e por gerar diminuição de perdas (a ausência de uma abertura de ar (gap) provoca uma baixa irradiação do campo magnético) (COELHO, 2011). Na Figura 5 é mostrada uma representação de um TC com o núcleo nesse formato.

Figura 5 – Núcleo em formato toroidal



Fonte: Coelho (2011).

Em relação a suas regulamentações, além da NBR 6856 (1992), que determina as especificações dos transformadores de corrente, e da NBR 6546 (1991), que normatiza as suas

terminologias, esses aparelhos são geralmente referenciados por padrões internacionais IEEE e IEC.

As diferentes condições e requisitos dos TCs são abordados pelo padrão IEEE Std. C57.13- 2008 (2008). Já o IEEE Std. C37-2007 (2008) e seu complemento IEEE C37-2007 / Cor 1-2010, tratam da utilização dos TCs de proteção. Em relação ao padrão IEC, o 60044-1 (2003) engloba as especificações dos transformadores de corrente e o IEC 60044-6 (1992) abrange o comportamento desse dispositivo em regime estacionário.

3.1.2 Classificação dos TCs

Segundo a NBR 6856 (1992), os transformadores de corrente podem ser classificados em dois tipos: TC para serviço de medição e TC para serviço de proteção. De forma geral, esses dois tipos de dispositivos apresentam funcionamentos similares, visto que ambos objetivam a redução da corrente elétrica a valores que respeitem os limites dos dispositivos do secundário, no entanto, cada um possui suas particularidades que serão mais detalhadas a seguir.

i. TCs de proteção

Esses equipamentos são caracterizados por seu uso em sistemas de alta tensão, por sua baixa precisão quando comparados a TCs de medição – reproduzindo altas correntes com uma precisão em torno de 5% a 10%, e por uma corrente de saturação elevada, operando em faixas de até 20 vezes o valor da corrente secundária nominal (5A). Eles devem fornecer aos relés valores de corrente do enrolamento secundário nas condições de falta que possibilitem que o sistema de proteção atue de maneira eficiente, ou seja, da forma mais rápida possível.

ii. TCs de medição

Em contraste com os TCs de proteção, esse tipo de equipamento, além de possuir uma corrente de saturação de valor reduzido, apresenta um bom índice de precisão – em torno de 0,3% a 1,2% de erro de medição, mantendo essa exatidão para valores nominais (a exigência dessa característica está relacionada a sua utilização para faturamentos). Em TCs de medição, as correntes de falta não são o foco, onde o mesmo irá saturar para correntes elevadas e assim proteger os equipamentos de proteção conectados a ele.

Vale ressaltar que a característica que gera as diferenças entre os TCs de medição e proteção está ligada ao seu núcleo magnético. Uma seção maior do núcleo magnético, presente

nos TCs de proteção, diminui a possibilidade de saturação. Já uma seção menor, característica essa dos TCs de medição, garante, além de sua saturação para correntes elevadas, uma menor corrente de excitação, o que gera maior precisão.

3.1.3 Erros em Transformadores de Corrente

Um TC pode apresentar dois principais erros no momento de medição da corrente elétrica: erro de relação de transformação e o erro de ângulo de fase (Mamede Filho e Mamede, 2011). Esses erros interferem de forma significativa no desempenho de leitura dos fasores e conseqüentemente prejudicam a atuação do sistema elétrico, interferindo, por exemplo, na sincronização de registros e na localização de faltas. Ambos serão detalhados a seguir.

3.1.3.1 Erros de Relação de Transformação

Na análise de um transformador de corrente real, duas relações de transformações são observadas. Por não se tratar de um equipamento ideal, existe uma relação nominal (dada pelo fabricante), que é a relação entre as correntes para qual o TC foi projetado, e uma relação real, que é a relação entre as correntes medidas. Além dos erros provenientes da própria prática de medição, a diferença entre as duas relações está ligada a presença do material ferromagnético que constitui o núcleo do TC.

O erro de relação de transformação, de forma percentual, é dado pela Equação (3.1) a seguir:

$$\varepsilon_C = \frac{RTCn \cdot I_2 - I_1}{I_1} * 100 \quad (3.1)$$

As variáveis presentes na Equação (3.1) são descritas a seguir.

I) ***RTCn*: Relação de transformação nominal do TC**

Representa a relação nominal entre as correntes do primário e do secundário do TC, como pode ser visto na Equação (3.2). Tais correntes são especificadas pelo próprio fabricante.

$$RTCn = \frac{I_{n1}}{I_{n2}} \quad (3.2)$$

II) I2: Valor eficaz medido da corrente do secundário do TC

Esse valor pode ser obtido facilmente com algum tipo de amperímetro.

III) I1: Valor eficaz medido da corrente do primário do TC

Como esse valor é bastante elevado, o uso de um amperímetro se torna irrelevante. Logo, I1 é obtido a partir do diagrama fasorial do TC. Em algumas situações, certos dados não são suficientes para traçar o diagrama fasorial, então o valor obtido no secundário do TC é multiplicado pela relação de transformação nominal (RTCn), que garante uma boa aproximação do valor exato, pois geralmente o RTCn é bem próximo do RTCr.

Outra forma de se obter o erro de relação de transformação é através do Fator de correção de relação do TC (FCRc). Esse fator é definido matematicamente como a relação entre a relação de transformação real e nominal do TC. Essa relação está representada, percentualmente, pela Equação (3.3).

$$FCRc(\%) = \frac{RTCr}{RTCn} * 100 \quad (3.3)$$

Observando a Equação (3.3) é possível concluir que FCRc representa o valor que se deve multiplicar pela relação nominal (RTCn) para se obter o valor da relação real (RTCr).

O Erro de relação de transformação, εc , é dado através da Equação (3.4), onde I1 representa a corrente primária que circula no TC, e I2 a corrente secundária da carga (valor medido no secundário do TC).

$$\varepsilon c = RTCn \times \frac{I_2 - I_1}{I_1} \quad (3.4)$$

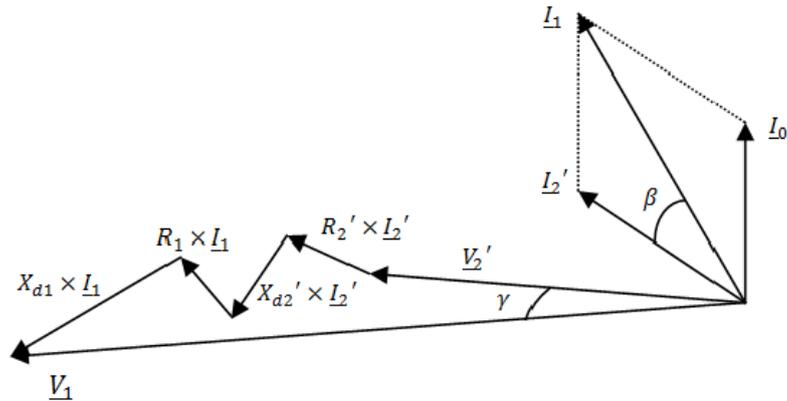
Como I2/I1 é equivalente a 1/RTCr e considerando FCRc \approx 1, o erro de relação pode ser calculado por:

$$\varepsilon c = 100 - FCRc(\%) \quad (3.5)$$

3.1.3.2 Erros de Ângulo de Fase do TC (β)

O erro de ângulo de fase (β) está relacionado à defasagem presente entre a corrente elétrica primária (I1) e o inverso da corrente elétrica secundária (I2) de um TC, exibido na Figura 6.

Figura 6 - Diagrama fasorial



Fonte: Cruz (2015).

Uma representação em minutos do erro de ângulo de fase está apresentada na Equação (3.6).

$$\beta = 2.600 \times (\text{FCRc} - \text{FCTc}) \quad (3.6)$$

O FCTc é o Fator de Correção de Transformação. Na correção do efeito combinado entre o ângulo de fase β e o fator de correção de relação, o FCTc deve ser multiplicado pela leitura realizada por algum tipo de aparelho de medição ligado aos terminais do TC.

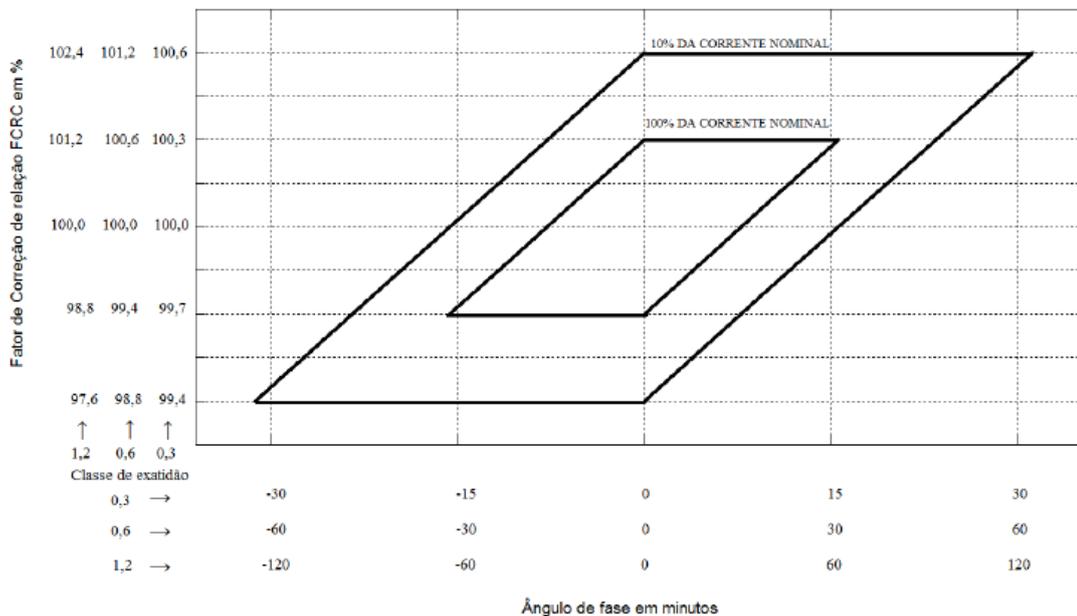
3.1.4 Classes de Exatidão dos TCs

A NBR 6856 (1992) estabelece que as classes de exatidão dos TCs são divididas em classes de exatidão para TCs de medição e classes de exatidão para TCs de Proteção.

- **Classes de Exatidão Para Serviços de Medição**

Os TCs para esse tipo de serviço devem estar enquadrados em uma das classes de exatidão a seguir: 0,3 – 0,6 – 1,2 – 3. Na faixa de 0,3 à 1,2, o TC estará dentro de sua classe de exatidão, em condições especificadas, quando os pontos determinados pelos fatores de correção da relação (FCRc) e pelo ângulo de fase (β) estiverem dentro do paralelogramo de exatidão apresentado na Figura 7 (NBR 6856, 1992).

Figura 7 – Paralelogramo de exatidão do TC para as classes 0,3 – 0,6 – 1,2



Fonte: Cruz (2015).

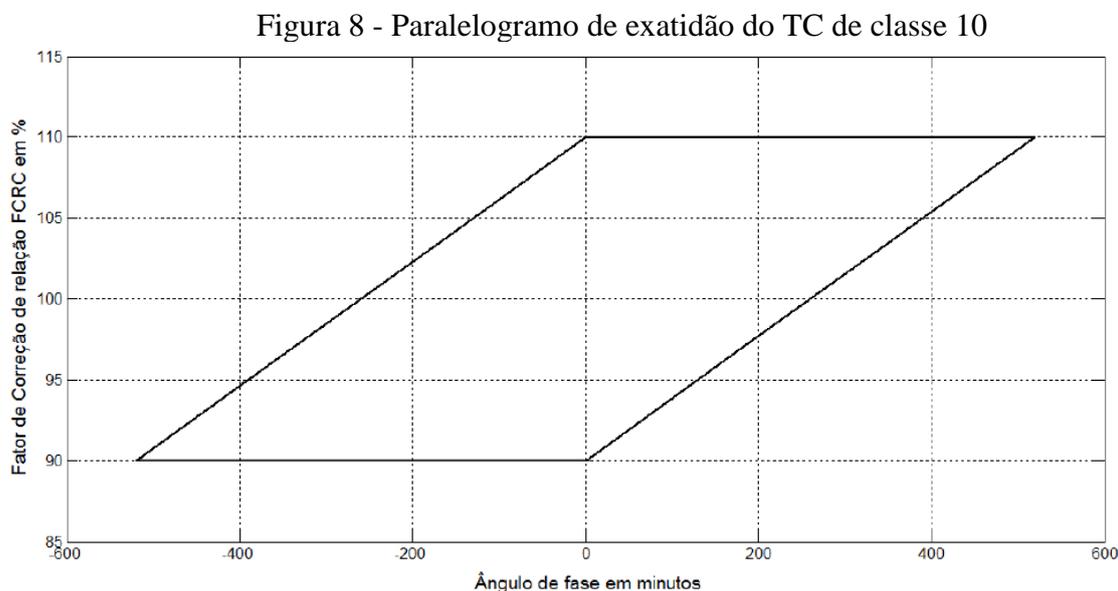
Na Figura 7, o paralelogramo menor representa 100% da corrente nominal, enquanto o paralelogramo maior refere-se a 10% da corrente nominal. Quando o TC possui um fator térmico superior a 1,0, o paralelogramo menor também se refere a 100% da corrente nominal multiplicada pelo fator térmico nominal (NBR 6856, 1992).

A classe de exatidão 0,3 é utilizada para equipamentos de medição com finalidades de faturamento, enquanto que as classes 0,6 e 1,2 são empregadas em sistemas de medição que não possuem o objetivo de faturamento, como em serviços de alimentação de relés, voltímetros, amperímetros etc. (CRUZ, 2015). Em relação a classe de exatidão 3, esta não é utilizada para serviços de medição de potência ou energia, uma vez que não possui limite de ângulo de fase.

• Classes de Exatidão Para Serviços de Proteção

A NBR 6856 (1992) estabelece que os TCs para esse tipo de serviço devem estar enquadrados em uma das classes de exatidão a seguir: 5 e 10. Dessa forma, o TC de proteção estará dentro de sua classe de exatidão quando o erro de corrente não for maior que o valor especificado, 5% ou 10%, desde a corrente nominal até um valor que equivale a vinte vezes o valor da corrente nominal do secundário.

Nesse trabalho, os TCs a serem utilizados nas simulações possuem classe de exatidão 10. Assim, utilizou-se o paralelogramo presente em Cruz (2015) referente a esta classe, o qual está ilustrado na Figura 8.



Fonte: Cruz (2015)

3.2 Transformadores de Potencial (TP)

3.2.1 Generalidades

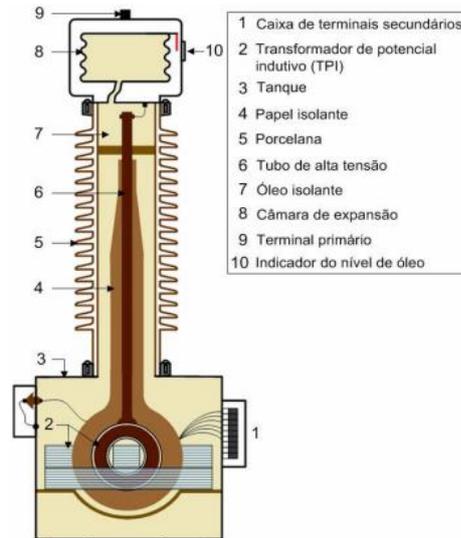
Esse tipo de TI pode ser considerado na prática como um redutor de tensão. Seu enrolamento primário, que diferente dos TCs possui um grande número de espiras, é ligado em derivação a um circuito elétrico, reproduzindo no seu secundário, de forma proporcional, a tensão do seu circuito primário. O enrolamento secundário alimenta voltmímetro, relés de tensão, medidores de energia etc., que são equipamentos de elevada impedância, fazendo com que os TPs operem quase em vazio (CRUZ, 2015).

Devido a sua ligação paralela ao circuito elétrico, a tensão do primário dos TPs será igual a tensão da linha de transmissão a qual está conectado. Já seu secundário reflete uma tensão nominal padronizada de 115V ou $115/\sqrt{3}$ V.

Os TPs podem ser de vários tipos, como: Indutivo (TPI), Capacitivos (TPC), Resistivos (TPR) e Mistos. Os dois primeiros são utilizados em sistemas de distribuição e transmissão, enquanto os dois últimos são mais empregados em aplicações mais específicas, como laboratórios.

Os TPs do tipo indutivo ou, como também são chamados, TPs eletromagnéticos, utilizam a indução de tensão entre seus enrolamentos e são empregados em tensões de até 138 kV. Uma ilustração de um TPI está presente na Figura 9.

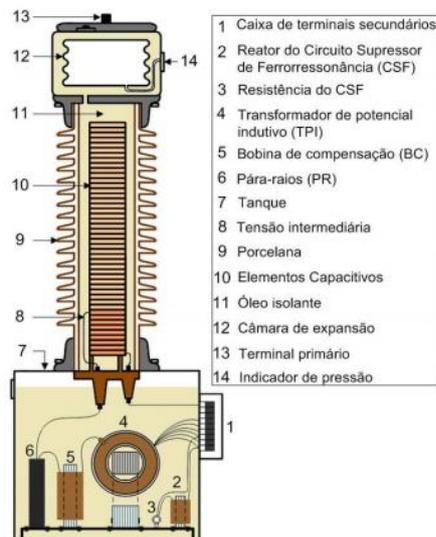
Figura 9 - Transformador de potencial indutivo



Fonte: Carvalho Júnior (2008).

Os TPs do tipo capacitivo, por questões técnicas e econômicas, são empregados em sistemas acima de 138 kV. Eles são constituídos basicamente por dois capacitores ligados em série e por um TPI. Uma ilustração de um TP do tipo capacitivo está presente na Figura 10.

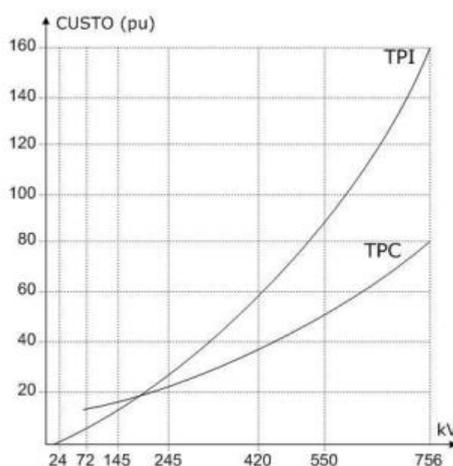
Figura 10 – Transformador de potencial capacitivo



Fonte: Carvalho Júnior (2008).

Além da necessidade ou não de utilização de transmissão de sinal pela linha de transmissão, a escolha entre TPI e TPC em um sistema de transmissão depende também do custo. Levando isso em conta, a Figura 11 apresenta uma comparação entre TPIs e TPCs (D'AJUZ et al., 1985).

Figura 11 – Relação Tensão x Custo para um TP



Fonte: D'AJUZ et al. (1985)

Através da análise da Figura 11, é possível observar que até valores de aproximadamente 145 kV, é comum a utilização de TPIs. Acima disso os TPCs são os mais indicados.

Em relação a suas regulamentações, além da NBR 6855 (1992) existem os padrões internacionais IEC 60044-2 (2003) e IEC 60044-5(2004), específicos para transformadores de potencial.

3.2.2 Erros em Transformadores de Potencial

Igualmente aos TCs, os TPs apresentam dois erros no momento de medição da tensão elétrica: erro de relação de transformação e o erro de ângulo de fase.

3.2.2.1 Erros de Relação de Transformação (ϵ_p)

Na análise de um transformador de potencial real, duas relações de transformações são observadas. Por não se tratar de um equipamento ideal, existe uma relação nominal (dada pelo

fabricante), que é a relação entre as tensões para qual o TP foi projetado, e uma relação real, que é a relação entre as tensões medidas.

O erro de relação de transformação, de forma percentual, é dado pela Equação (3.7) a seguir:

$$\varepsilon p = \frac{RTPn \cdot V_2 - V_1}{V_1} * 100 \quad (3.7)$$

As variáveis presentes na equação (3.7) são descritas adiante.

I) **RTPn: Relação de transformação nominal do TP**

Representa a relação nominal entre as tensões do primário e do secundário do TC, como pode ser visto na Equação (3.8). Tais tensões são especificadas pelo próprio fabricante.

$$RTPn = \frac{V_{n1}}{V_{n2}} \quad (3.8)$$

II) **V2: Valor eficaz medido da tensão do secundário do TP**

Valor obtido facilmente com algum tipo de voltímetro.

III) **V1: Valor eficaz medido da tensão do primário do TP**

Como esse valor é bastante elevado, o uso de um voltímetro se torna inviável. Logo, V1 é obtido a partir de um diagrama fasorial, como ilustrado na Figura 6. Em algumas situações, certos dados não são suficientes para traçar o diagrama fasorial, então o valor obtido no secundário do TP é multiplicado pela relação de transformação nominal (RTPn), que garante uma boa aproximação do valor exato, pois geralmente o RTPn é bem próximo do RTPr.

Outra forma de se obter o erro de relação de transformação é através do Fator de correção de relação do TP (FCRp). Esse fator é definido como a relação entre a relação de transformação real e nominal do TC. Essa relação está representada, percentualmente, pela Equação (3.9).

$$FCRp(\%) = \frac{RTPr}{RTPn} * 100 \quad (3.9)$$

Observando a Equação (3.9) é possível concluir que FCRp representa o valor que se deve multiplicar pela relação nominal (RTPn) para se obter o valor da relação real (RTPr).

Como V_2/V_1 é equivalente a $1/RTPr$ e considerando $FCRp \approx 1$, obtêm-se:

$$\varepsilon_p = 100 - FCR_p(\%) \quad (3.10)$$

3.2.2.2 Erros de Ângulo de Fase do TP (γ)

Esse erro está relacionado a defasagem presente entre a tensão elétrica primária e o inverso da tensão elétrica secundária de um TP.

Esse ângulo pode ser representado (em minutos) de acordo com a Equação (3.11).

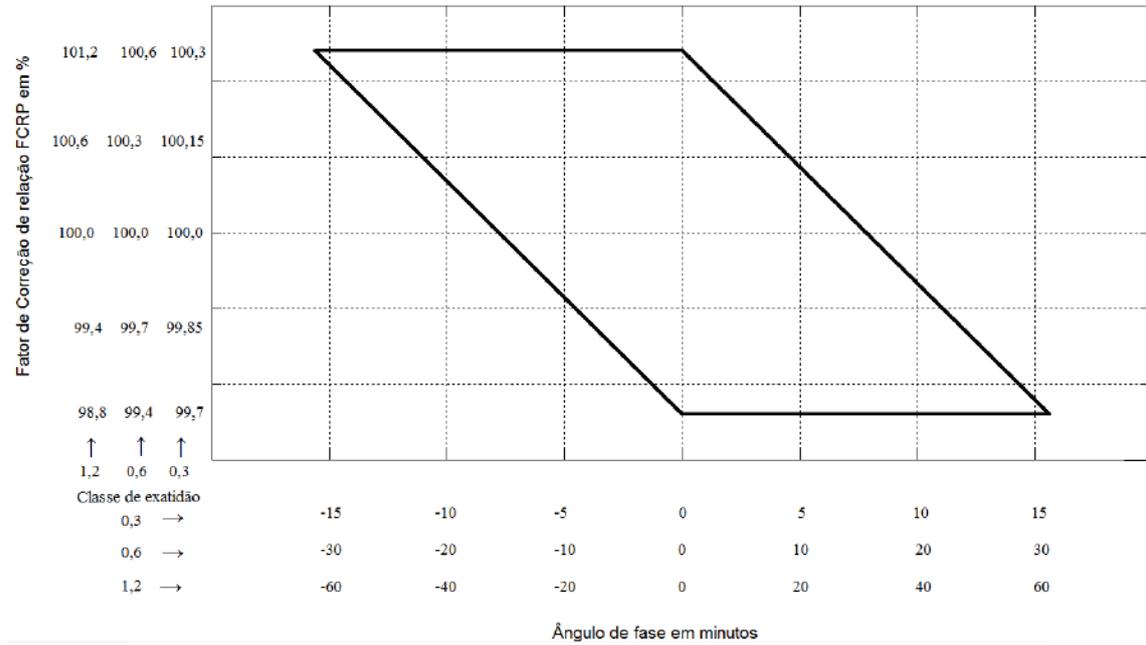
$$\gamma = 2.600 \times (FCT_p - FCR_p) \quad (3.11)$$

O FCT_p é o Fator de Correção de Transformação. Na correção do efeito combinado entre o ângulo de fase γ e o fator de correção de relação (FCR_p), o FCT_p deve ser multiplicado pela medição feita por um determinado aparelho ligado aos terminais do TP.

3.2.3 Classe de Exatidão do TP

Os TPs devem estar enquadrados em uma das classes de exatidão a seguir: 0,3 – 0,6 – 1,2. O TP estará dentro de sua classe de exatidão, em condições especificadas, quando os pontos determinados pelos fatores de correção da relação (FCR_p) e pelo ângulo de fase (γ) estiverem dentro do paralelogramo de exatidão apresentado na Figura 12 (NBR 6855, 1992).

Figura 12 - Paralelogramo de exatidão do TP, classes 0,3 – 0,6 – 1,2.



Fonte: Cruz (2015).

De acordo Mamede Filho e Mamede (2011), para se determinar a classe de exatidão de TPs, são feitos ensaios em carga e em vazio com valores padronizados por norma, sendo eles:

- Ensaio sob tensão nominal;
- Ensaio a 90% da tensão nominal;
- Ensaio a 110% da tensão nominal

Capítulo 4

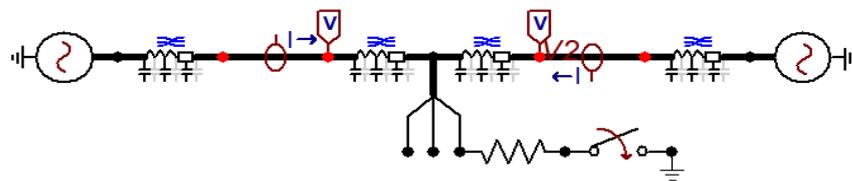
Metodologia

O presente capítulo busca descrever as principais etapas seguidas no desenvolvimento da pesquisa: obtenção dos dados de entrada, definição dos parâmetros elétricos dos sistemas de transmissão simulados, análise de algoritmo de localização de faltas considerando medidas errôneas, e o equacionamento matemático do estimador de estados desenvolvido para localização de faltas.

4.1 Obtenção de formas de onda de tensão e corrente

A primeira etapa do trabalho consistiu em simular no *software* ATP um sistema de transmissão, a fim de se obter formas de onda de tensão e corrente que serão utilizadas no algoritmo de localização. O sistema final criado neste *software* está ilustrado na Figura 13, enquanto as Tabelas 1 e 2 apresentam os parâmetros de sequência zero e sequência positiva das linhas simuladas, que foram adotados seguindo parâmetros típicos de linhas de transmissão (CAMARGO, 2009).

Figura 13 - Sistema elétrico simulado no ATP



Fonte: Autoria própria

Tabela 1- Parâmetros elétricos de sequência positiva das LTs simuladas

Tensão (kV)	Comprimento (km)	Parâmetros elétricos		
		Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)
138	90	0,115674	0,46218	9,54
230	180	0,09127	0,51879	8,47
500	250	0,0221	0,3212	13,46

Fonte: Autoria própria

Tabela 2- Parâmetros elétricos de sequência zero das LTs simuladas

Tensão (kV)	Comprimento (km)	Parâmetros elétricos		
		Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacitância (nF/km)
138	90	0,4163817	1,69306	5,50
230	180	0,44016	1,5659	6,10
500	250	0,3777	1,4238	8,58

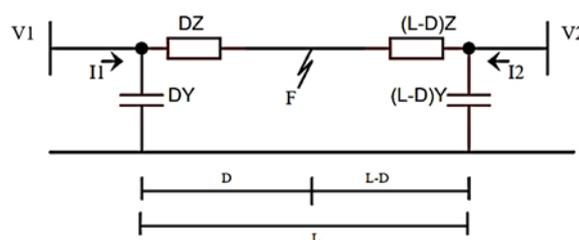
Fonte: Autoria própria

Como pode ser observado na Figura 13, foi simulado por meio do software ATP um curto monofásico que possibilitou a obtenção de formas de onda após a ocorrência da falta. Essa implementação foi realizada em linhas com diferentes comprimentos (90km, 180km e 250km) e para diversos pontos de falta, dependendo da respectiva extensão.

4.2 Algoritmo de localização de faltas

Após a obtenção das formas de ondas, ocorreu implementação computacional do algoritmo de localização de faltas proposto por Oliveira Neto (2018) que posteriormente servirá como base para o desenvolvimento do estimador de estados. Tal algoritmo se baseia na metodologia de localização presente em Girgis et al (1992), se diferenciando pela consideração da capacitância *shunt* em seu equacionamento, objetivando tornar o método mais robusto ao possibilitar sua aplicação em linhas longas. Vale salientar que a metodologia proposta por Oliveira Neto (2018) utiliza um equacionamento capaz de realizar a sincronização de registros de falta, como proposto por Cruz, Oliveira e Medeiros Júnior (2016), podendo dessa forma serem empregados dados sincronizados ou não sincronizados. Na Figura 14 é ilustrada a representação do sistema com duas barras que foi utilizada no equacionamento do algoritmo de localização de faltas.

Figura 14 - Representação unifilar do sistema de dois terminais na presença da falta (F)



Fonte: Autoria própria

Considerando a Figura 14, é possível representar a tensão de falta em função das tensões e correntes nos dois terminais, como descrito nas equações 4.1 e 4.2.

$$V_F = V_1 - DZ(I_1 - DYV_1) \quad (4.1)$$

$$V_F = V_2 - (L - D)Z \times (I_2 - (L - D)YV_2) \quad (4.2)$$

Combinando as Equações (3.1) e (3.2), obtêm-se,

$$\begin{aligned} D^2 \left(Z_f Y_f (V_1^f - V_2^f) \right) + D \left(-Z_f (I_1^f + I_2^f) + 2LZ_f Y_f V_2^f \right) + LZ_f I_2^f \dots \\ -L^2 Z_f Y_f V_2^f = V_2^f - V_1^f \end{aligned} \quad (4.3)$$

$$f = a, b, c$$

As variáveis presentes da Equação (4.1) a Equação (4.3) podem ser descritas como:

- f : representa as componentes de fase a, b e c;
- V_F : tensão de falta
- V_1 e V_2 : fasores de tensões trifásicas nos terminais 1 e 2, respectivamente;
- I_1 e I_2 : fasores de correntes trifásicas nos terminais 1 e 2, respectivamente;
- Z e Y : representam, respectivamente, as matrizes de impedância e de admitância da linha;
- L : comprimento total da linha;
- D : ponto exato de ocorrência da falta.

Considerando que

$$\begin{aligned} ABC_2 &= ZY(V_1 - V_2) \\ ABC_1 &= -Z(I_1 + I_2) + 2LZYV \\ ABC_0 &= V_1 - V_2 + LZI_2 - L^2ZYV_2 \end{aligned}$$

A Equação (4.3) pode ser reescrita na forma:

$$ABC_2 D^2 + ABC_1 D + ABC_0 = 0 \quad (4.4)$$

Em sua forma trifásica, a Equação (4.4) é representada pela Equação (4.5).

$$\begin{bmatrix} A_2 \\ B_2 \\ C_2 \end{bmatrix} D^2 + \begin{bmatrix} A_1 \\ B_1 \\ C_1 \end{bmatrix} D + \begin{bmatrix} A_0 \\ B_0 \\ C_0 \end{bmatrix} = 0 \quad (4.5)$$

A Equação (4.5) representa uma equação do segundo grau complexa trifásica que pode ser dividida em parte real e parte imaginária, permitindo sua representação em seis equações reais. Estas seis equações são utilizadas para formular um problema de otimização, onde será definida uma função objetivo baseada no conceito de mínimos quadrados, buscando obter o valor de D que minimize o somatório do quadrado dos resíduos de cada uma das equações geradas, o que pode ser observado na Equação (4.6), onde os subscritos *r* e *im* indicam a utilização de um termo real ou imaginário, respectivamente.

$$\begin{aligned} f_{obj} = & \frac{1}{2} [(A_{2r}D^2 + A_{1r}D + A_{0r})^2 + (A_{2im}D^2 + A_{1im}D + A_{0im})^2 \dots \\ & + (B_{2r}D^2 + B_{1r}D + B_{0r})^2 + (B_{2im}D^2 + B_{1im}D + B_{0im})^2 + (C_{2r}D^2 + C_{1r}D + C_{0r})^2 \dots \\ & + (C_{2im}D^2 + C_{1im}D + C_{0im})^2] \end{aligned} \quad (4.6)$$

Na Equação (4.6), cada equação do segundo grau representada corresponde a um resíduo do processo de mínimos quadrados. Assim, derivando a Equação (4.6) em função da variável D, obtêm-se a função do terceiro grau representada na Equação (4.7).

$$\begin{aligned} \frac{df}{dD} = & [(2A_{2r}^2 + 2A_{2im}^2 + 2B_{2r}^2 + 2B_{2im}^2 + 2C_{2r}^2 + 2C_{2im}^2)D^3 \dots \\ & + (A_{2r}A_{1r} + 2A_{2r}A_{1r} + A_{2im}A_{1im} + 2A_{2im}A_{1im} + B_{2r}B_{1r} + 2B_{2r}B_{1r} + B_{2im}B_{1im} \dots \\ & + 2B_{2im}B_{1im} + C_{2r}C_{1r} + 2C_{2r}C_{1r} + C_{2im}C_{1im} + 2C_{2im}C_{1im})D^2 \dots \\ & + (A_{1r}^2 + 2A_{2r}A_{0r} + A_{1im}^2 + 2A_{2im}A_{0im} + B_{1r}^2 + 2B_{2r}B_{0r} + B_{1im}^2 + 2B_{2im}A_{0im} \dots \\ & + C_{1r}^2 + 2C_{2r}C_{0r} + C_{1im}^2 + 2C_{2im}A_{0im})D \dots \\ & + A_{1r}A_{0r} + A_{1im}A_{0im} + B_{1r}B_{0r} + B_{1im}B_{0im} + C_{1r}C_{0r} + C_{1im}C_{0im}] = 0 \end{aligned} \quad (4.7)$$

A solução para D na Equação (4.5) é obtida das raízes da equação de terceiro grau da Equação (4.7).

4.3 Inserção de erros de medidas em transformadores para instrumentos no processo de localização de falta

Nesta seção é apresentada uma análise do desempenho da metodologia de localização de faltas diante da presença de possíveis erros de medidas em tensão e em corrente, oriundos da classe de exatidão dos respectivos transformadores para instrumentos (TIs).

Após implementação do algoritmo de localização foi realizada a análise da sua sensibilidade à presença de erros de TIs nas medições fasoriais. Por meio das faixas de erros presentes nos paralelogramos de exatidão, foi possível inserir diferentes imprecisões nas medias de tensões e correntes. Dessa forma, algumas combinações de medidas errôneas puderam ser realizadas entre os diferentes transformadores a fim de verificar o desempenho do algoritmo na obtenção do local de ocorrência da falta.

Em relação ao sistema de transmissão utilizado, foram realizadas simulações no *software* ATP, considerando:

- Parâmetros típicos de linhas conforme Tabela 1 e Tabela 2;
- Taxa de amostragem de 256 amostras/ciclo;
- Curtos monofásicos;
- Linhas de diferentes níveis de tensão: 138 kV, 230 kV e 500 kV;
- Diversos pontos de falta, dependendo do comprimento de cada linha;
- Casos com resistência de falta nula ($R_f = 0 \Omega$) e casos com $R_f = 100 \Omega$.

A consideração de faltas monofásicas foi efetuada tendo em vista que curtos-circuitos monofásicos ocorrem com maior frequência no sistema elétrico (STEVENSON JÚNIOR, 1986). Os diferentes locais onde foram simuladas faltas, para cada uma das linhas, estão presentes na Tabela 3.

Tabela 3 - Locais de Falta

Linha	Pontos de falta (km)				
138 kV	20	30	45	60	70
230 kV	30	60	90	120	150
500 kV	40	80	125	170	210

Fonte: Autoria própria

Os erros de transformadores para instrumentos adicionados nas diferentes medidas de tensão e corrente foram atribuídos de acordo com os paralelogramos da classe de exatidão de

TCs e TPs, mais especificamente TCs de classe 10 e TPs de classe 1,2, representados pela Figura 8 e pela Figura 12, respectivamente. Dessa forma os valores máximos de erro de relação de transformação e de ângulo de fase dos TCs podem atingir $\pm 10\%$ e $\pm 8.67^\circ$, enquanto os TPs podem atingir erros máximos de $\pm 1.2\%$ e $\pm 1.04^\circ$.

4.3.1 Implementação da metodologia posposta por Oliveira Neto (2018)

A seguir serão apresentados os resultados da implementação computacional do algoritmo de localização de faltas sem erros de TIs. O intuito dessa primeira análise é de validar a programação realizada, verificando se os erros de localização de faltas obtidos estão na mesma faixa dos erros apresentados em Oliveira Neto (2018). Além disso, servirá para analisar se houve um crescimento significativo do erro localização ao serem inseridos erros nas medidas fasoriais em simulações apresentadas posteriormente.

A Tabela 4,

Tabela 5 e Tabela 6 apresentam os valores de erros do algoritmo de localização de falta sem introdução de erros de TPs e TCs para as linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente, e considerando resistência de falta nula.

Tabela 4 - Implementação da metodologia de Oliveira Neto (2018) para linha de 138 kV – Erros de TIs considerados nulos

Linha 138 kV			
Local de falta (Km)	Valor Estimado (Km)	Erro (Km)	Erro (%)
20	20.0575	0.0575	0.0638
30	30.0403	0.0403	0.0447
45	45.0004	0.0004	0.0004
60	59.9567	0.0433	0.0481
70	69.9337	0.0663	0.0736
Erro Máximo		0.0663	0.0737

Fonte: Autoria própria

Tabela 5 - Implementação da metodologia de Oliveira Neto (2018) para linha de 230 kV – Erros de TIs considerados nulos

Linha 230 kV			
Local de falta (Km)	Valor Estimado (Km)	Erro (Km)	Erro (%)
30	30.5834	0.5834	0.3241
60	60.3628	0.3628	0.2015
90	89.9945	0.0055	0.0030
120	119.6188	0.3812	0.2117
150	149.3833	0.6167	0.3426
Erro Máximo		0.6167	0.3426

Fonte: Autoria própria

Tabela 6 - Implementação da metodologia de Oliveira Neto (2018) para linha de 500 kV – Erros de TIs considerados nulos

Linha 500 kV			
Local de falta (Km)	Valor Estimado (Km)	Erro (Km)	Erro (%)
40	41.441	1.441	0.5764
80	81.0802	1.0802	0.43208
125	124.988	0.012	0.0048
170	168.8784	1.1216	0.44864
210	208.484	1.516	0.6064
Erro Máximo		1.516	0.6064

Fonte: Autoria própria

Assim como os resultados obtidos por Oliveira Neto (2018), é possível verificar na Tabela 4,

Tabela 5 e Tabela 6 um alto nível de precisão do algoritmo de localização, obtendo valores de falta próximos aos valores reais, com erros máximos de 0,0737%, 0,3426% e 0,6064% para as linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente.

Ao alterar o valor da resistência de falta para 100 Ω , foram obtidos resultados na mesma faixa dos valores exibidos anteriormente, e um comportamento semelhante ao visto em Oliveira Neto (2018), sendo os erros máximos de localização de 0,1113% (linha de 138 kV), 0,4244% (linha de 230 kV) e 0,8225% (linha de 500 kV).

4.3.2 Influência de erros de TIs na localização de faltas para linha de 138 kV

Por meio de combinações entre os possíveis erros de medidas de tensão e corrente foi verificado um aumento considerável do erro de localização de faltas para a linha de 138 kV, para os dois casos de resistência de falta (0 Ω e 100 Ω), sendo apresentados na Tabela 7 e na Tabela 8 o local de falta que gerou um erro de localização mais expressivo, além do valores de erros de TIs que mais contribuíram para este caso.

Tabela 7 - Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 138 kV R= 0 Ω .

Erros de TPs e TCs		Local	Erro (%)
Erro em módulo (TC1)	-10%	45km (meio da linha)	5,254
Erro em módulo (TC2)	10%		
Erro em ângulo (TC1)	8.67 graus		
Erro em ângulo (TC2)	-8.67° graus		
Erro em módulo (TP1)	1,2%		
Erro em módulo (TP2)	-1,2%		
Erro em ângulo (TP1)	1.04 graus		
Erro em ângulo (TP2)	-1.04 graus		

Fonte: Autoria própria

Tabela 8 – Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 138 kV R= 100 Ω .

Erros de TPs e TCs		Local	Erro (%)
Erro em módulo (TC1)	-10%	45km (meio da linha)	7,204
Erro em módulo (TC2)	10%		
Erro em ângulo (TC1)	0 graus		
Erro em ângulo (TC2)	0 graus		
Erro em módulo (TP1)	1,2%		
Erro em módulo (TP2)	-1,2%		
Erro em ângulo (TP1)	1.04 graus		
Erro em ângulo (TP2)	-1.04 graus		

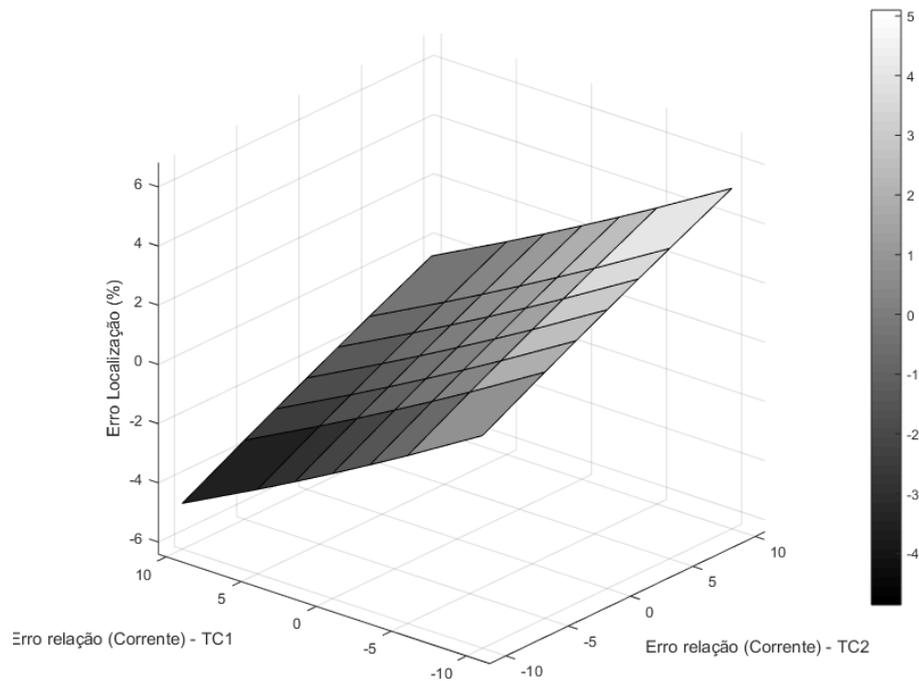
Fonte: Autoria própria

Observando a Tabela 7 e a Tabela 8 constata-se que o erro máximo, que na análise sem atribuições de erros de TIs foram 0,0737% (R=0 Ω) e 0,113% (R=100 Ω), atingiram 5,254% e 7,204%, respectivamente.

Comparando os valores de erros presentes em cada terminal, é possível notar que o erro máximo está presente quando aplicado nos dois terminais erros de TPs e TCs (sejam eles de módulo ou ângulo) de mesma amplitude, porém de sinais opostos. Além disso, nota-se que os erros máximos de localização ocorreram na presença de erros de TIs presentes em regiões próximas aos extremos dos paralelogramos de exatidão, possuindo assim uma característica linear, sendo essa particularidade reforçada pela Figura 15 que mostra a variação do erro de localização para um sistema com as seguintes características:

- Linha de 138 kV;
- $R=100 \Omega$;
- Ocorrência da falta no km 45;
- Erros de relação de transformação dos TCs variam nos dois terminais enquanto os outros erros se mantêm constantes e iguais a zero.

Figura 15 – Erro de localização de faltas – Linha de 138 kV – Falta no km 45



Fonte: Autoria própria

4.3.3 Influência de erros de TIs na localização de faltas para linha de 230 kV

Assim como analisado para linha de 138 kV, foram atribuídos, para a linha de 230 kV, erros nas medidas fasoriais de tensão e corrente de acordo com os paralelogramos de exatidão do TP – classe 1,2 e do TC – classe 10. Mais uma vez os testes foram realizados para o caso com resistência de falta nula e para resistência de falta de 100Ω .

Na Tabela 9 e na Tabela 10 é mostrado o conjunto de erros de TIs que mais contribuíram para o aumento do erro de localização, além do ponto em que esse erro foi mais significativo.

Tabela 9 - Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 230 kV R= 0 Ω .

Erros de TPs e TCs		Local	Erro (%)
Erro em módulo (TC1)	-10%	90km (meio da linha)	5,314
Erro em módulo (TC2)	10%		
Erro em ângulo (TC1)	8.67 graus		
Erro em ângulo (TC2)	-8.67° graus		
Erro em módulo (TP1)	1,2%		
Erro em módulo (TP2)	-1,2%		
Erro em ângulo (TP1)	1.04 graus		
Erro em ângulo (TP2)	-1.04 graus		

Fonte: Autoria própria

Tabela 10 – Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 230 kV R= 100 Ω .

Erros de TPs e TCs		Local	Erro (%)
Erro em módulo (TC1)	-10%	90km (meio da linha)	6,553
Erro em módulo (TC2)	10%		
Erro em ângulo (TC1)	8.67 graus		
Erro em ângulo (TC2)	-8.67° graus		
Erro em módulo (TP1)	1,2%		
Erro em módulo (TP2)	-1,2%		
Erro em ângulo (TP1)	1.04 graus		
Erro em ângulo (TP2)	-1.04 graus		

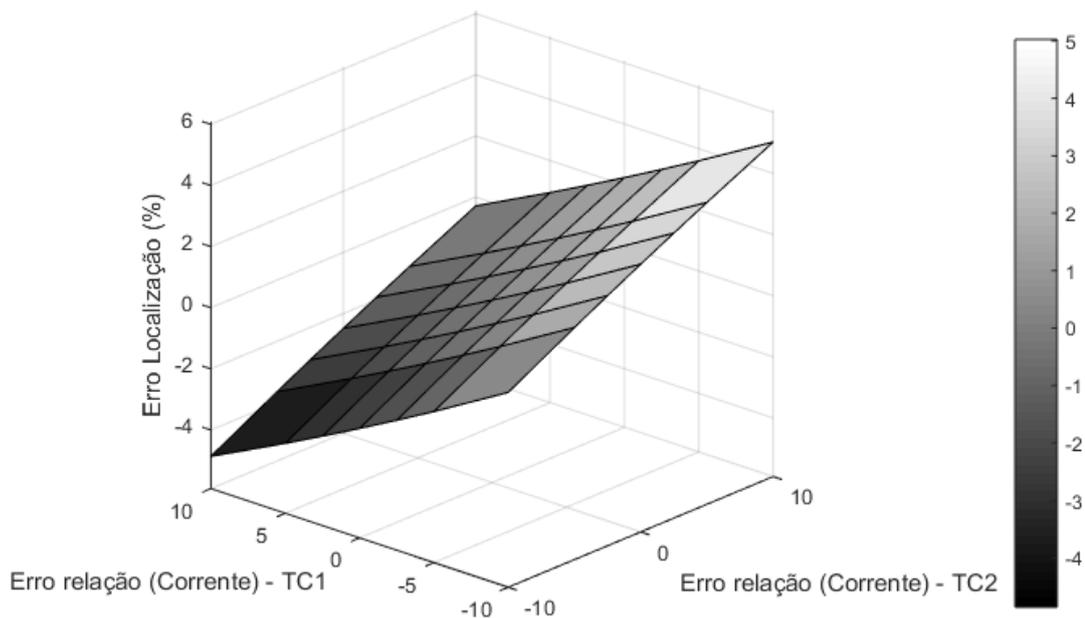
Fonte: Autoria própria

Observando a Tabela 9 e a Tabela 10, verifica-se que o erro máximo, que nas análises sem atribuições de erros de TIs era de 0,3426% (R = 0 Ω) e 0,4244% (R=100 Ω), atingiu 5,314% e 6,553%, respectivamente.

Nesta análise também foi verificado que, assim como visto no estudo da linha de 138 kV, os erros máximos surgiram quando aplicados nos dois terminais erros de TPs e TCs (sejam eles de módulo ou ângulo) de mesma amplitude, porém de sinais opostos, e quando os valores de erros de TIs estavam presente em regiões próximas aos extremos dos paralelogramos de exatidão, mantendo a característica linear vista anteriormente e que está expressa graficamente na Figura 16 que mostra a variação do erro de localização para um sistema com as seguintes características:

- Linha de 230 kV;
- $R=100 \Omega$;
- Ocorrência da falta no km 90;
- Erros de relação de transformação dos TCs variam nos dois terminais enquanto os outros erros se mantêm constantes e iguais a zero.

Figura 16 - Erro de localização de faltas – Linha de 230 kV – Falta no km 90



Fonte: Autoria própria

4.3.4 Influência de erros de TIs na localização de faltas para linha de 500 kV

Da mesma forma como observado nas duas primeiras análises, foi verificado para linha de 500 kV um aumento significativo do erro de localização quando inseridos erros de TPs e TCs, sendo tais resultados expostos na Tabela 11 e na Tabela 12.

Tabela 11 - Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 500 kV R= 0 Ω .

Erros de TPs e TCs		Local	Erro (%)
Erro em módulo (TC1)	-10%	125km (meio da linha)	5,303
Erro em módulo (TC2)	10%		
Erro em ângulo (TC1)	8.67 graus		
Erro em ângulo (TC2)	-8.67° graus		
Erro em módulo (TP1)	1,2%		
Erro em módulo (TP2)	-1,2%		
Erro em ângulo (TP1)	1.04 graus		
Erro em ângulo (TP2)	-1.04 graus		

Fonte: Autoria própria

Tabela 12 – Erro Máximo de Localização na Presença de Erros De TPs e TCs - Linha 500 kV R= 100 Ω .

Erros de TPs e TCs		Local	Erro (%)
Erro em módulo (TC1)	-10%	125km (meio da linha)	6,4
Erro em módulo (TC2)	10%		
Erro em ângulo (TC1)	8.67 graus		
Erro em ângulo (TC2)	-8.67° graus		
Erro em módulo (TP1)	1,2%		
Erro em módulo (TP2)	-1,2%		
Erro em ângulo (TP1)	1.04 graus		
Erro em ângulo (TP2)	-1.04 graus		

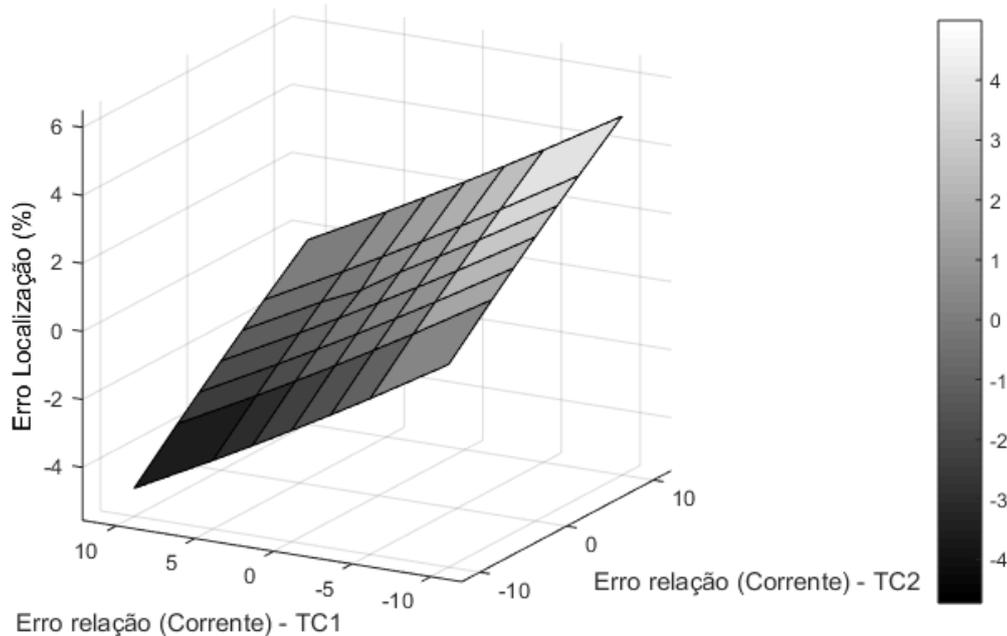
Fonte: Autoria própria

Constata-se que o erro máximo que antes era de 0,6064% atingiu 5,303%, para o caso com R=0 Ω , e, para o caso com R=100 Ω , que antes era de 0.8225% atingiu 6,4%. Além disso, comparando os valores de erros presentes em cada terminal, é possível notar que o erro máximo ocorreu quando aplicados nos dois terminais erros de TPs e TCs (sejam eles de módulo ou ângulo) de mesma amplitude, porém de sinais opostos. Verifica-se ainda que, assim como ocorrido na análise das outras linhas, os erros máximos surgiram quando aplicados valores extremos dos paralelogramos de exatidão, característica linear exposta na Figura 17, que mostra a variação do erro de localização para um sistema com as seguintes características:

- Linha de 500 kV;
- R=100 Ω ;
- Ocorrência da falta no km 125;

- Erros de relação de transformação dos TCs variam nos dois terminais enquanto os outros erros se mantêm constantes e iguais a zero.

Figura 17 - Erro de localização de faltas – Linha de 500 kV – Falta no km 125



Fonte: Autoria própria

4.4 Desenvolvimento do Estimador de Localização de Faltas

Nesta seção será detalhado o equacionamento do estimador de estado desenvolvido, apresentando as medidas e pseudomedidas utilizadas, as variáveis de estado, as funções de variáveis medidas, dentre outros parâmetros necessários para modelagem do estimador.

A implementação do estimador de estado objetiva aprimorar o desempenho da metodologia de localização presente em Oliveira Neto (2018), detalhada na seção 3.2, considerando possíveis fontes de erros presentes nas medições fasoriais de tensão e corrente, que influenciam diretamente na precisão do algoritmo de localização, como foi visto na seção 3.3. Destaca-se que, assim como na metodologia de Oliveira Neto (2018), os registros de falta, neste trabalho, podem estar ou não sincronizados, uma vez que a metodologia desenvolvida implementa o equacionamento apresentado em Cruz, Oliveira e Medeiros Júnior (2016) que permite a sincronização desses dados.

4.4.1 Equação de localização de faltas

A Equação (4.3), por se tratar de uma equação complexa trifásica, pode ser representada por três equações complexas ou seis equações reais. Dessa forma, por meio de manipulações matemáticas e com o objetivo de facilitar a implementação computacional, tal equação foi convertida em seis equações reais a partir de suas componentes de sequência positiva, negativa e zero, obtendo a Equação (4.8) e a Equação (4.9) que farão parte do estimador de estados. A utilização de componentes de sequência garante que a matriz de impedância (Z_{012}) e a matriz de admitância (Y_{012}) sejam matrizes diagonais quando considerado o sistema elétrico simétrico e equilibrado.

$$\begin{aligned}
& D^2[Z_k Y_k (V_1^k \cos(\theta_{z_k} + \theta_{y_k} + \theta V_1^k) - V_2^k \cos(\theta_{z_k} + \theta_{y_k} + \theta V_2^k))] \dots \\
& \quad + D[-Z_k (I_1^k \cos(\theta_{z_k} + \theta I_1^k) + I_2^k \cos(\theta_{z_k} + \theta I_2^k)) \dots \\
& \quad + 2L Z_k Y_k V_2^k \cos(\theta_{z_k} + \theta_{y_k} + \theta V_2^k)] + L Z_k I_2^k \cos(\theta_{z_k} + \theta I_2^k) \dots \\
& \quad - L^2 Z_k Y_k V_2^k \cos(\theta_{z_k} + \theta_{y_k} + \theta V_2^k) \dots \\
& \quad = V_2^k \cos(\theta V_2^k) - V_1^k \cos(\theta V_1^k)
\end{aligned} \tag{4.8}$$

$$k = 0,1,2$$

O primeiro membro da Equação (4.8) será chamado de $fcal^{k+1}$; o segundo membro será chamado de $fmed^{k+1}$.

$$\begin{aligned}
& D^2[Z_k Y_k (V_1^k \sin(\theta_{z_k} + \theta_{y_k} + \theta V_1^k) - V_2^k \sin(\theta_{z_k} + \theta_{y_k} + \theta V_2^k))] \dots \\
& \quad + D[-Z_k (I_1^k \cos(\theta_{z_k} + \theta I_1^k) + I_2^k \sin(\theta_{z_k} + \theta I_2^k)) \dots \\
& \quad + 2L Z_k Y_k V_2^k \sin(\theta_{z_k} + \theta_{y_k} + \theta V_2^k)] + L Z_k I_2^k \sin(\theta_{z_k} + \theta I_2^k) \dots \\
& \quad - L^2 Z_k Y_k V_2^k \sin(\theta_{z_k} + \theta_{y_k} + \theta V_2^k) \dots \\
& \quad = V_2^k \sin(\theta V_2^k) - V_1^k \sin(\theta V_1^k)
\end{aligned} \tag{4.9}$$

$$k = 0,1,2$$

O primeiro membro da Equação (4.9) será chamado de $fcal^{k+4}$; o segundo membro será chamado de $fmed^{k+4}$.

As variáveis presentes na Equação (4.8) e na Equação (4.9) podem ser descritas como:

- k : representa as componentes de sequência positiva, negativa e zero;
- V_1^k, V_2^k, I_1^k e I_2^k : representam, respectivamente, os módulos da tensão elétrica no terminal 1 e no terminal 2, e os módulos da corrente elétrica no terminal 1 e no terminal 2;
- $\theta V_1^k, \theta V_2^k, \theta I_1^k$ e θI_2^k : representam, respectivamente, os ângulos da tensão elétrica no terminal 1 e no terminal 2, e os ângulos da corrente elétrica no terminal 1 e no terminal 2;
- Z_k e Y_k : representam, respectivamente, os módulos da impedância e da admitância da LT;
- θ_z^k e θ_y^k : representam, respectivamente, os ângulos da impedância e da admitância da LT;
- L : comprimento total da linha;
- D : local de falta.

A partir da Equação (4.8) e da Equação (4.9) poderão ser construídos:

- O vetor das variáveis de estado do sistema (\mathbf{x});
- O vetor do conjunto de medidas e pseudomedidas (\mathbf{z});
- O vetor de funções de variáveis medidas (\mathbf{h});
- A matriz de covariância (\mathbf{R});
- A matriz Jacobiana das funções de medidas (\mathbf{H})

4.4.2 Vetor de variáveis de estado (\mathbf{x})

Por meio da Equação (4.8) e da Equação (4.9), as variáveis de estado, que são os componentes de vetor de estado \mathbf{x} , são representadas, neste trabalho, por:

- Local de falta (D)
- Módulo das tensões e correntes de sequência positiva, negativa e zero, nos dois terminais da LT;
- Ângulo das tensões e correntes de sequência positiva, negativa e zero, nos dois terminais da LT;

Dessa forma, o vetor de estado possuirá 25 elementos e a seguinte forma:

$$\mathbf{x} = [D \ V_1^k \ V_2^k \ I_1^k \ I_2^k \ \theta_{V_1^k} \ \theta_{V_2^k} \ \theta_{I_1^k} \ \theta_{I_1^k}],$$

$k=0,1,2.$

4.4.3 Vetor de medidas e pseudomedidas (z)

Os valores das medidas utilizados na modelagem do estimador de estados dizem respeito aos módulos e ângulos das tensões e correntes pós-faltas presentes nos terminais das linhas de transmissão. Tais medições fasoriais são obtidas a partir de dados oscilográficos gerados após a ocorrência de faltas, que formam ondas de tensão e de corrente que permitirão a extração dos fasores fundamentais, possibilitando também a construção das pseudomedidas do estimador.

A extração dos fasores foi obtida via Transformada Discreta de Fourier (TDF), sendo realizada após detecção do ponto de início de falta, onde foi empregado, devido a sua facilidade de implementação, o método de comparação de ciclos que efetua a comparação entre dois ciclos de amostras dos sinais de corrente trifásico. Cada amostra é comparada com a respectiva amostra do ciclo anterior e, ao verificar um aumento maior ou igual a 0,06 por quatro amostras consecutivas, assume-se a presença da falta (CRUZ, 2015 apud COURY et al., 2007). Vale salientar que a comparação de ciclos foi realizada através da análise dos sinais de corrente, pois, no momento da falta, as variações dos sinais dessa grandeza são mais expressivas.

Dessa forma, o vetor de medidas/pseudomedidas possuirá 30 elementos e a seguinte forma:

$$z = \begin{bmatrix} fmed^{k+1} \\ fmed^{k+4} \\ V_1^k \\ V_2^k \\ I_1^k \\ I_2^k \\ \theta V_1^k \\ \theta V_2^k \\ \theta I_1^k \\ \theta I_1^k \end{bmatrix}, k = 0,1,2$$

4.4.5 Vetor de funções de variáveis medidas (h)

De acordo com a Equação (4.8) e com a Equação (4.9), o vetor $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, que é o vetor das medidas para um estado \mathbf{x} do sistema, tem a seguinte forma:

$$h = \begin{bmatrix} fcal^{k+1} \\ fcal^{k+4} \\ V_1^k \\ V_2^k \\ I_1^k \\ I_2^k \\ \theta V_1^k \\ \theta V_2^k \\ \theta I_1^k \\ \theta I_1^k \end{bmatrix}, k = 0,1,2$$

4.4.6 Matriz de covariâncias (R)

A matriz de covariâncias diz respeito às variâncias das medidas e pseudomedidas do sistema e, como apresentada na seção 2.5, a determinação das variâncias é feita a partir da classe de exatidão dos TIs empregados no processo de medição.

Neste trabalho, além dos possíveis erros originados de transformadores para instrumentos, levou-se em consideração o erro inserido pelo equipamento registrador digital que pode afetar também tanto a amplitude quanto o ângulo de fase de uma grandeza. Dessa forma, e a partir da Equação (2.13), as variâncias das medidas serão expressas por meio da Equação (4.10):

$$\sigma_{(v,i)}^2 = \left[\frac{(acr_{TI}V_{med} + acr_R V_R)}{200} \right]^2 \quad (4.10)$$

As variáveis presentes na Equação (4.10) são descritas como:

acr_{TI} : classe de exatidão do TI;

V_{med} : valor medido pelo TI;

acr_R : classe de exatidão do registrador digital (considerada 0,6);

V_R : valor medido pelo registrador.

Na determinação das variâncias dos ângulos de fases de tensão e de corrente foi adotada a Equação (4.11), que é formada pela soma do erro de ângulo de fase do TI, e do erro de ângulo de fase do registrador digital, ambos obtidos a partir da análise do paralelogramo da classe de exatidão do instrumento de medida.

$$\sigma_{(\theta v, \theta i)}^2 = \left[\frac{(\varepsilon_{\theta(TI)} + \varepsilon_{\theta(R)})}{2} \right]^2 \quad (4.11)$$

Onde:

$\varepsilon_{\theta(TI)}$: erro máximo de fase introduzido pelo TI;

$\varepsilon_{\theta(R)}$: erro máximo de fase introduzido pelo registrador.

As pseudomedidas $fmed^{k+1}$ e $fmed^{k+1}$ presentes no vetor z e apresentadas na seção 3.4.3 possuem variâncias calculadas de acordo com a teoria da propagação de incertezas formulada pela Equação (2.14).

A partir das Equações (4.10), (4.11) e (2.14), as variâncias das medidas e pseudomedidas serão calculadas de acordo com a Tabela 13. Vale salientar que, além das equações descritas, diferentes proposições para definir a variância das medidas e pseudomedidas foram analisadas (LIU e LIM, 1995; MASIELLO e SCHWEPPE, 1971; ABUR, 1990). No entanto, nenhum deles possibilitou a convergência do processo de estimação de estados.

Tabela 13 – Variâncias das medidas pseudomedidas

Medida/Pseudomedida	Representação	Variância
$fmed^{k+1}$	$\sigma_{fmed^{k+1}}^2$	$\frac{\partial fmed^{k+1}}{\partial V_1^k} \sigma_{(V_1^k)}^2 + \frac{\partial fmed^{k+1}}{\partial V_2^k} \sigma_{(V_2^k)}^2 +$ $\frac{\partial fmed^{k+1}}{\partial \theta V_1^k} \sigma_{(\theta V_1^k)}^2 + \frac{\partial fmed^{k+1}}{\partial \theta V_2^k} \sigma_{(\theta V_2^k)}^2$
$fmed^{k+4}$	$\sigma_{fmed^{k+4}}^2$	$\frac{\partial fmed^{k+4}}{\partial V_1^k} \sigma_{(V_1^k)}^2 + \frac{\partial fmed^{k+4}}{\partial V_2^k} \sigma_{(V_2^k)}^2 +$ $\frac{\partial fmed^{k+4}}{\partial \theta V_1^k} \sigma_{(\theta V_1^k)}^2 + \frac{\partial fmed^{k+4}}{\partial \theta V_2^k} \sigma_{(\theta V_2^k)}^2$
V_1^k	$\sigma_{(V_1^k)}^2$	$\left[\frac{acr_{TP}^k V_1^k + acr_R V_1^k}{200} \right]^2$
V_2^k	$\sigma_{(V_2^k)}^2$	$\left[\frac{acr_{TP}^k V_2^k + acr_R V_2^k}{200} \right]^2$
I_1^k	$\sigma_{(I_1^k)}^2$	$\left[\frac{acr_{TP}^k I_1^k + acr_R I_1^k}{200} \right]^2$
I_2^k	$\sigma_{(I_2^k)}^2$	$\left[\frac{acr_{TP}^k I_2^k + acr_R I_2^k}{200} \right]^2$
θV_1^k	$\sigma_{(\theta V_1^k)}^2$	$\left[\frac{\varepsilon_{\theta V_1^k} + \varepsilon_{\theta(R)}}{2} \right]^2$
θV_2^k	$\sigma_{(\theta V_2^k)}^2$	$\left[\frac{\varepsilon_{\theta V_2^k} + \varepsilon_{\theta(R)}}{2} \right]^2$
θI_1^k	$\sigma_{(\theta I_1^k)}^2$	$\left[\frac{\varepsilon_{\theta I_1^k} + \varepsilon_{\theta(R)}}{2} \right]^2$
θI_2^k	$\sigma_{(\theta I_2^k)}^2$	$\left[\frac{\varepsilon_{\theta I_2^k} + \varepsilon_{\theta(R)}}{2} \right]^2$

Fonte: Autoria própria.

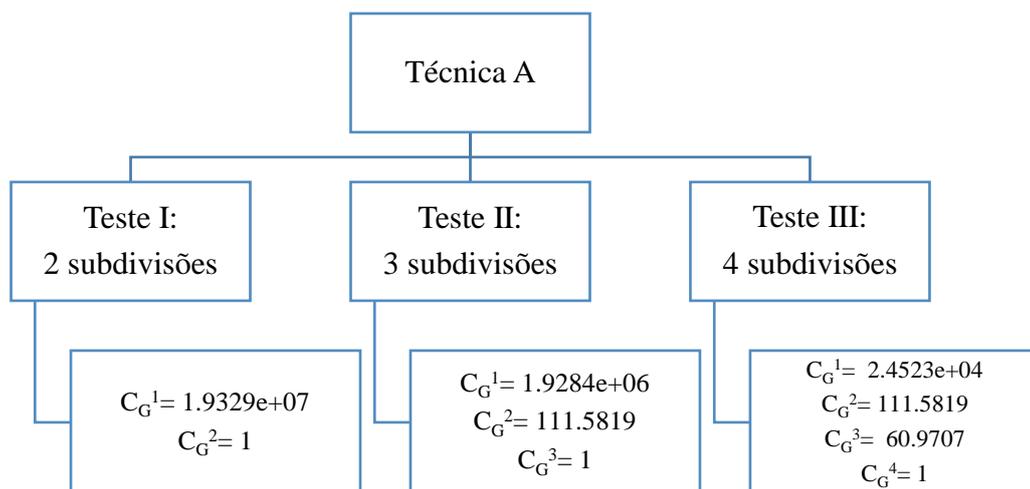
4.4.7 Condicionamento da Matriz de Ganho

No decorrer da modelagem do estimador de estados foi verificado um mal condicionamento da matriz de ganho, onde o mesmo apresentava um valor significativamente elevado, $C_G=1.5276e+09$, comprometendo os resultados da metodologia proposta. Como possível causa, indica-se o alto nível de discrepância na ordem de grandeza das variáveis de estado utilizadas no processo de estimação. Dessa forma, com o objetivo de melhorar o condicionamento da matriz de ganho foram utilizadas duas técnicas diferentes:

- Técnica A

Buscando eliminar o mau condicionamento da matriz de ganho, dividiu-se o problema de estimação em diferentes subproblemas que permitiram a separação das diferentes variáveis de estado (CRUZ, 2015; ALBERTINI, 2010). Tal divisão foi feita e testada em diferentes formatos, sendo realizadas duas, três e até quatro subdivisões. A Figura 18 apresenta os testes realizados por meio da presente técnica, onde foi necessário calcular o condicionamento de cada subdivisão gerada.

Figura 18 – Condicionamento da matriz de ganho por meio da Técnica A



Fonte: Autoria própria.

Como exposto na Figura 18, foram obtidos diferentes valores de condicionamento da matriz de ganho em cada teste realizado. No entanto, independentemente do número de subdivisões, o condicionamento da matriz de ganho sempre se apresentou de forma elevada.

Apesar de uma visível diminuição do valor de condicionamento ao se elevar o número de subdivisões, a redução não foi suficiente para garantir resultados numericamente mais confiáveis.

- Técnica B

Como outra tentativa foi empregado a decomposição de Cholesky na determinação da Equação (2.6.2). Segundo Sousa (2011) esse método pode ser empregado para excluir o mau condicionamento da matriz de ganho, evitando problemas de convergência e deterioração dos resultados. Contudo, o método de Cholesky também não garantiu êxito no objetivo proposto, apresentando o mesmo valor de condicionamento visto antes da aplicação da técnica, $C_G=1.5276e+09$

Dessa maneira, o número de condicionamento da matriz de ganho permaneceu com valores elevados, podendo comprometer os resultados obtidos no decorrer desta pesquisa.

Capítulo 5

Análise de Resultados

Nesta seção é apresentada uma análise do desempenho da metodologia de estimação de localização de faltas descrita na seção 4.4 diante da presença de possíveis erros de medidas em tensão e em corrente, oriundos da classe de exatidão dos respectivos transformadores para instrumentos (TIs). A avaliação do desempenho será feita de forma semelhante a seção 4.3, onde foram realizados testes para verificar a influência dos erros de transformadores de corrente e de potencial na exatidão do algoritmo de localização proposto por Oliveira Neto (2018).

Assim como na seção 4.3, foram utilizados registros oscilográficos de faltas em linhas de transmissão obtidos por meio do *software* ATP, considerando linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV com seus respectivos parâmetros apresentados na Tabela 1 e na Tabela 2. A taxa de amostragem empregada corresponde a 256 amostras/ciclo e foram analisadas faltas monofásicas.

A apresentação dos resultados será feita da seguinte forma:

- ✓ Seção 5.1: resultados da estimação do local de falta sem erros de TIs;
- ✓ Seção 5.2: influência de erros de TPs no processo de estimação do local de falta;
- ✓ Seção 5.3: influência de erros de TCs no processo de estimação do local de falta;
- ✓ Seção 5.4: influência conjunta de erros de TPs e TCs no processo de estimação do local de falta;

Vale destacar que no decorrer das seções seguintes serão elaboradas comparações entre os resultados obtidos pela metodologia de estimação e os resultados obtidos pela metodologia proposta por Oliveira Neto (2018). Essa investigação tem como intuito apurar os ganhos ou as perdas de desempenho entre as duas metodologias. Daqui por diante, a metodologia proposta e a metodologia de Oliveira Neto (2018) serão intituladas, respectivamente, por Metodologia 1 e Metodologia 2.

5.1 Estimação do local de falta sem erros de TIs

Apresenta-se nesta seção os valores dos locais de falta obtidos pelo estimador para linhas de transmissão com diferentes níveis de tensão e diferentes valores de resistência de falta. Considera-se neste caso que os erros de TIs são nulos, verificando apenas os ganhos de desempenho da Metodologia 1 quando comparada a Metodologia 2, avaliando também o desempenho de ambos os métodos em dois contextos: o primeiro considerando resistência de falta nula e o segundo considerando resistência de falta igual a 100 Ω .

5.1.1 Primeiro caso: resistência de falta nula

As Tabelas 14, 15 e 16 apresentam os valores de erros obtidos no processo de estimação do local de falta sem introdução de erros de TPs e TCs, considerando resistência de falta nula e linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente. Além disso, também é possível observar os erros obtidos pela Metodologia 2 permitindo uma comparação entre os dois algoritmos.

Tabela 14 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 138 kV $R_f = 0 \Omega$

Comprimento da linha	Local de falta	Metodologia 1	Erro (%)	Metodologia 2	Erro (%)
90km	20	20,05	0,05	20,06	0,06
	30	30,04	0,04	30,04	0,04
	45	45,00	0,00	45,00	0,00
	60	59,96	0,05	59,96	0,05
	70	69,94	0,06	69,93	0,07

Fonte: Autoria própria.

Tabela 15 – Estimação do Local de Falta sem de Erros de TIs – Linha de 230 kV $R_f = 0 \Omega$

Comprimento da linha	Local de falta	Metodologia 1	Erro (%)	Metodologia 2	Erro (%)
180km	30	30,79	0,44	30,58	0,32
	60	60,49	0,27	60,36	0,20
	90	89,99	0,01	89,99	0,00
	120	119,48	0,29	119,62	0,21
	150	149,19	0,45	149,38	0,34

Fonte: Autoria própria.

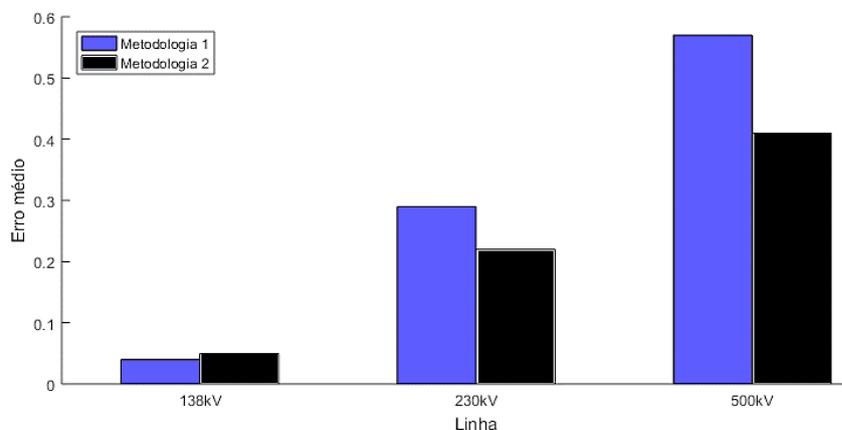
Tabela 16 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 500 kV $R_f = 0 \Omega$

Comprimento da linha	Local de falta	Metodologia 1	Erro (%)	Metodologia 2	Erro (%)
250km	40	41,95	0,78	41,44	0,58
	80	81,55	0,62	81,08	0,43
	125	124,96	0,02	124,99	0,00
	170	168,37	0,65	168,88	0,45
	210	208,03	0,79	208,48	0,61

Fonte: Autoria própria.

Por meio da Tabela 14, Tabela 15 e Tabela 16 observa-se que os valores de falta obtidos pela Metodologia 1 são próximos dos valores reais, apresentando assim um alto nível de exatidão com erro máximo de 0,06%, 0,45% e 0,79%, e erro médio de 0,04%, 0,29% e 0,57%, para as linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente. Ao ser comparado com os resultados obtidos pela Metodologia 2, o estimador da metodologia da Metodologia 1 apresenta praticamente os mesmos valores de erros para linha de 138 kV e erros mais elevados para as linhas de 230 kV e 500 kV, no entanto, permanecendo na mesma faixa de valores, não contribuindo nem prejudicando de forma significativa o processo de localização de faltas. Por fim, é visto que nos dois algoritmos o aumento do erro ocorre proporcionalmente ao aumento do nível de tensão da linha, sendo essa característica presente em praticamente todas simulações analisadas daqui por diante.

Tendo sido apresentado os erros obtidos para cada ponto de falta juntamente com o erro máximo que cada simulação gerou, é agora exibido na Figura 19 o erro médio entre esses diferentes pontos, permitindo uma análise mais geral dos dados obtidos anteriormente.

Figura 19 – Erro Médio de Localização sem Erros de TIs ($R=0 \Omega$)

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 19 observa-se de forma mais clara o aumento proporcional do erro de localização de acordo com o nível de tensão da linha, como também o melhor desempenho da Metodologia 2 na indicação do ponto de falta. No entanto, o erro médio máximo apresentado é menor que 0,6% provando que os dois algoritmos geram resultados confiáveis.

5.1.2 Segundo caso: resistência de falta igual a 100 Ω

Seguindo uma análise semelhante ao caso anterior, as metodologias agora são comparadas considerando uma resistência de falta de 100 Ω , em que os resultados são mostrados na Tabela 17, Tabela 18 e Tabela 19.

Tabela 17 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 138 kV $R_f = 100 \Omega$

Comprimento da linha	Local de falta	Metodologia 1	Erro (%)	Metodologia 2	Erro (%)
90km	20	20,01	0,01	20,10	0,11
	30	30,00	0,00	30,09	0,10
	45	45,00	0,00	45,05	0,05
	60	59,99	0,01	59,98	0,02
	70	69,98	0,02	69,94	0,07

Fonte: Autoria própria.

Tabela 18 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 230 kV $R_f = 100 \Omega$

Comprimento da linha	Local de falta	Metodologia 1	Erro (%)	Metodologia 2	Erro (%)
180km	30	30,34	0,19	30,76	0,42
	60	60,28	0,16	60,54	0,30
	90	89,99	0,00	90,09	0,05
	120	119,67	0,18	119,60	0,22
	150	149,58	0,23	149,26	0,41

Fonte: Autoria própria.

Tabela 19 – Estimação do Local de Falta sem Erros de TIs – Linha de 500 kV $R_f = 100 \Omega$

Comprimento da linha	Local de falta	Metodologia 1	Erro (%)	Metodologia 2	Erro (%)
250km	40	40,97	0,39	42,06	0,82
	80	81,17	0,47	81,57	0,63
	125	125,01	0,00	125,28	0,11
	170	168,75	0,50	168,82	0,47
	210	208,79	0,48	208,12	0,75

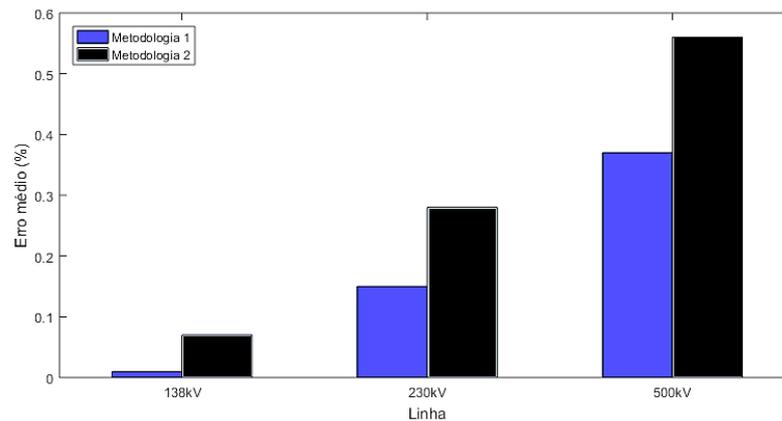
Fonte: Autoria própria.

Diferente do caso com resistência de falta nula, observa-se uma melhoria na indicação do local de falta ao utilizar a Metodologia 1, no entanto, a diferença entre os resultados dos dois algoritmos continua sendo pouco significativa para o contexto em estudo. Os erros máximos

obtidos para o algoritmo com estimador foram de 0,02%, 0,23% e 0,50%, enquanto para Metodologia 2 obteve-se 0,11%, 0,42% e 0,82% para as linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente.

Na Figura 20 são mostrados os resultados de forma gráfica, se tratando mais precisamente do erro médio obtido pelas diferentes metodologias.

Figura 20 – Erro Médio de Localização sem Erros de TIs ($R=100 \Omega$)



Fonte: Autoria própria.

Diferente do que foi visto na Figura 19 é possível observar na Figura 20 um melhor desempenho da Metodologia 1 na localização de faltas. Percebe-se que nesse caso a resistência de falta influencia negativamente a Metodologia 2 elevando seu erro médio máximo que antes era de cerca 0,4% para 0,57%. Semelhante aos resultados da seção 5.1.1, verifica-se nesta análise o aumento proporcional do erro de localização em relação ao nível de tensão da linha, além de erros com valores pouco significativos.

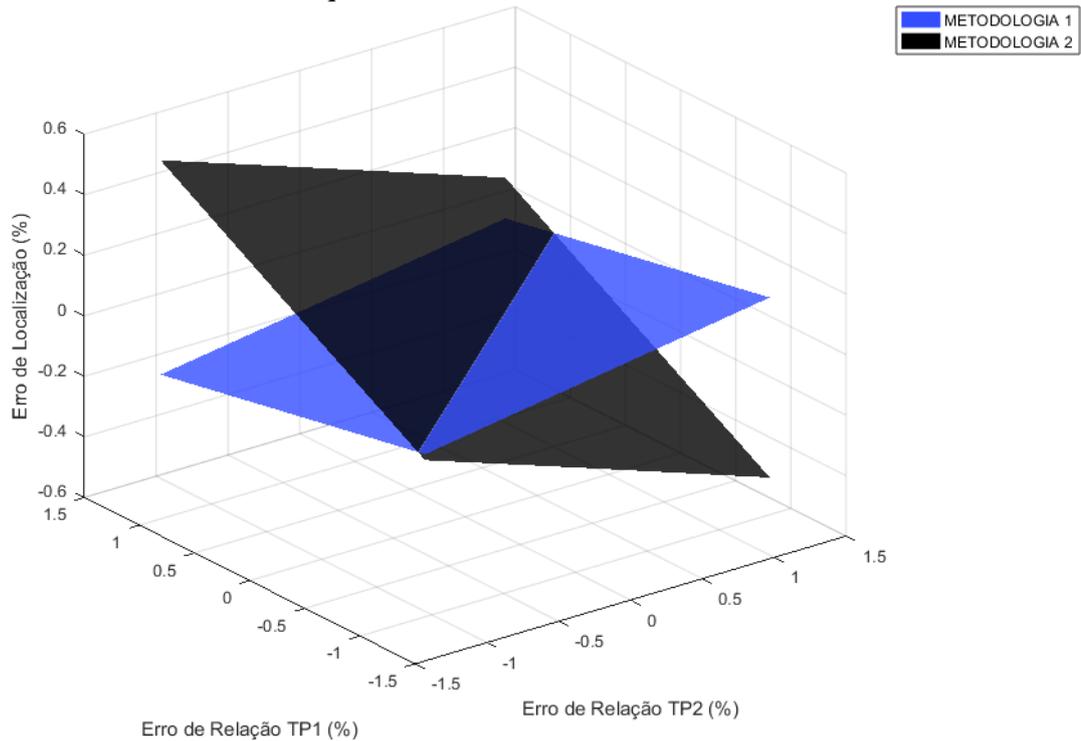
5.2 Influência de erros de TPs no processo de estimação do local de falta

A seguir será analisada a influência dos erros de relação dos TPs na metodologia de estimação do local de falta (Metodologia 1), mantendo os demais tipos de erros constantes e iguais a zero. Para isso, foram utilizados valores de erros de TPs de acordo com o paralelogramo de exatidão de classe 1,2. Considera-se a partir dessa seção $R_f = 100 \Omega$.

5.2.1 Falta ocorrida no quilômetro 45 da linha de 138 kV

São apresentados na Figura 21 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 ao serem variados os possíveis erros nas medidas de tensão.

Figura 21 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP – Falta no quilômetro 45, Linha 138 kV



Fonte: Autoria Própria.

Observa-se na Figura 21 que o erro de localização se comporta de forma linear, aumentando à medida que se aproxima de regiões próximas aos extremos dos paralelogramos de exatidão. Comparando as duas metodologias é possível verificar que na presença dos erros de TPs a Metodologia 2 apresenta erros de localização mais elevados, onde o erro que antes era de 0,05% atingiu 0,53%, enquanto a Metodologia 1 atingiu um erro de 0,18%. Os valores de erros de TPs que mais contribuíram para um maior erro de localização estão destacados na Tabela 20.

Tabela 20 – Erros de TP que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 45, Linha 138 kV

	Erro de relação (TP1)	Erro de relação (TP2)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	-1,2 (%)	1,2 (%)	0,18
Metodologia 2	-1,2 (%)	1,2 (%)	0,53

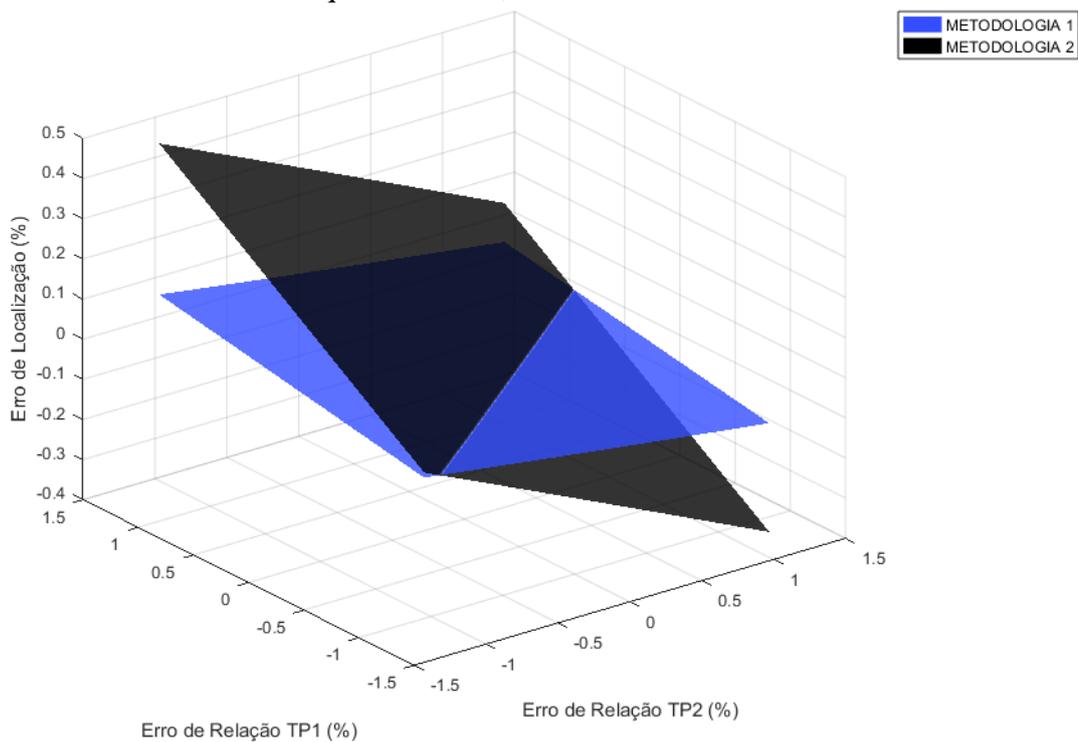
Fonte: Autoria própria.

Apesar do visível aumento do erro de localização, em comparação às análises sem inserção de erros, os valores apresentados podem não afetar de forma expressiva o desempenho dos algoritmos, pois fornecem resultados com níveis de exatidão adequados, principalmente se tratando da Metodologia 1 que garante a indicação do local de falta com erros menores que 0,2%.

5.2.2 Falta ocorrida no quilômetro 90 da linha de 230 kV

São apresentados na Figura 22 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 ao serem variados os possíveis erros nas medidas de tensão.

Figura 22– Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP – Falta no quilômetro 90, Linha 230 kV



Fonte: Autoria própria.

Observa-se na Figura 22 que o erro de localização se comporta de forma linear. Comparando as duas metodologias é possível verificar que na presença dos erros de TPs a Metodologia 2 apresenta maiores erros de localização, onde o erro que antes era de 0,05% atingiu 0,49%, enquanto a Metodologia 1 atingiu um erro de 0,12%. Os valores de erros de TPs que mais contribuíram para um maior erro de localização estão destacados na Tabela 21.

Tabela 21 – Erros de TP que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 90, Linha 230 kV

	Erro de relação (TP1)	Erro de relação (TP2)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	1,2 (%)	-1,2 (%)	0,12
Metodologia 2	-1,2 (%)	1,2 (%)	0,49

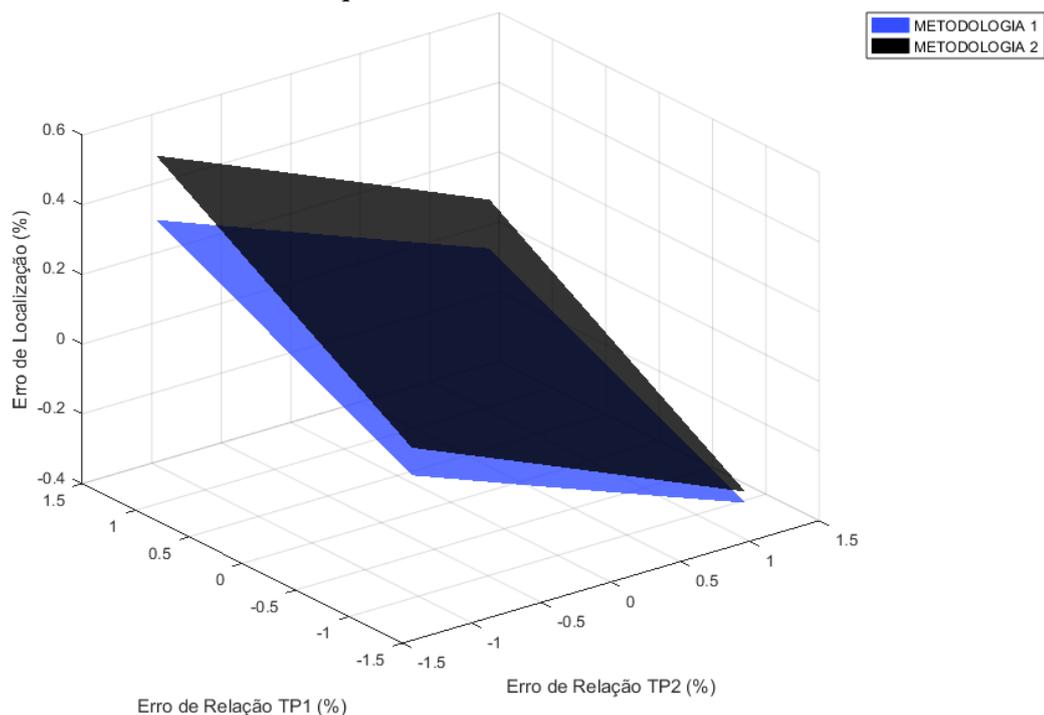
Fonte: Autoria própria.

Os valores de erro apresentados mostram que a Metodologia 1 garante a indicação do local de falta com erros menores que 0,15%, se destacando em relação a Metodologia 2. Além disso, verificou-se que para a linha 230 kV ocorreu uma pequena diminuição nos valores de erro de localização quando comparados a linha de 138 kV.

5.2.3 Falta ocorrida no quilômetro 125 da linha de 500 kV

São apresentados na Figura 23 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 ao serem variados os possíveis erros nas medidas de tensão.

Figura 23 – Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP – Falta no quilômetro 125, Linha 500 kV



Fonte: Autoria própria.

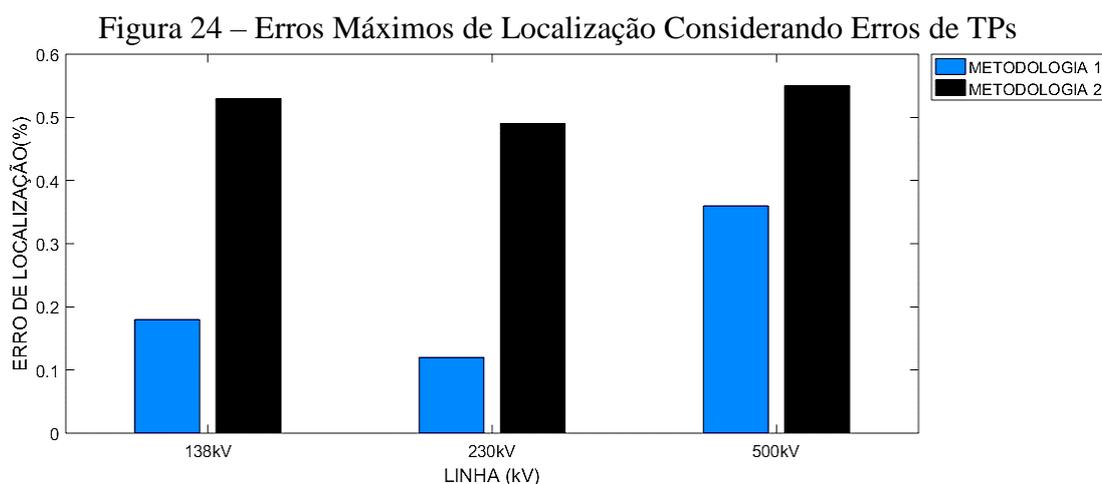
Por meio da Figura 23, percebe-se que na análise da linha de 500 kV, a Metodologia 2 continua apresentando um erro máximo de localização mais elevado. A Tabela 22 exhibe os valores de erros de TPs que mais contribuíram para um maior erro de localização.

Tabela 22 - Erros de TP que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 125, Linha 500 kV

	Erro de relação (TP1)	Erro de relação (TP2)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	-1,2 (%)	1,2 (%)	0,36
Metodologia 2	-1,2 (%)	1,2 (%)	0,55

Fonte: Autoria própria.

Por meio dos resultados obtidos nas subseções 5.2.1, 5.2.2 e 5.2.3, são apresentados na Figura 24 os maiores erros de localização obtidos pela Metodologia 1 e pela Metodologia 2 para os três tipos de linhas analisadas.



Fonte: Autoria própria.

Por meio da Figura 24 é visto o melhor desempenho da Metodologia 2 que permite a estimação do local de falta com menores valores de erros de localização.

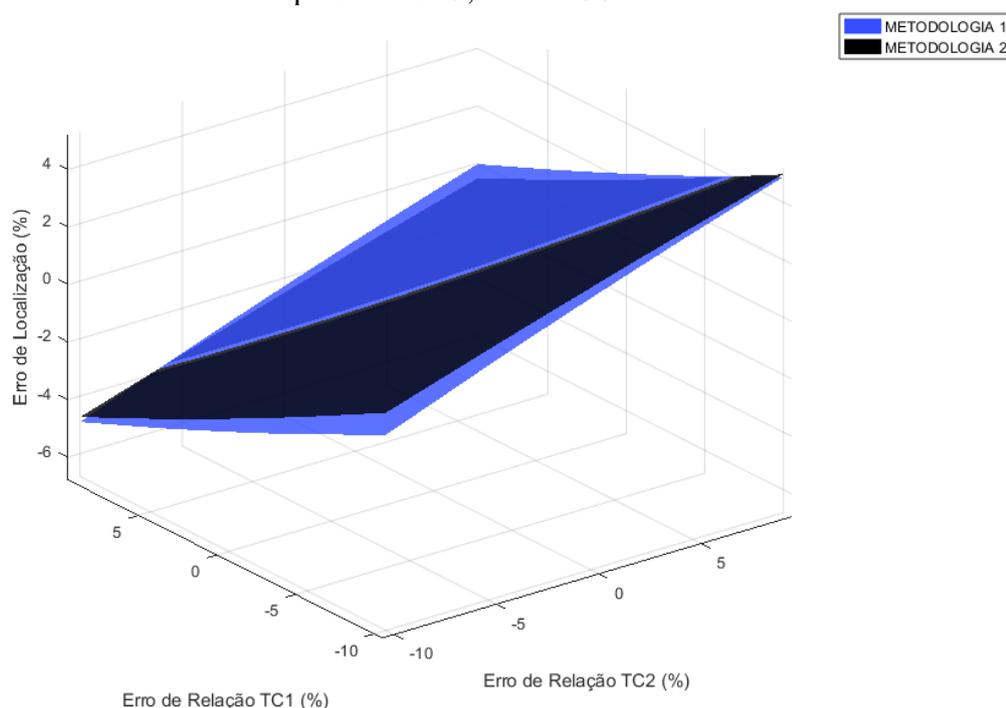
5.3 Influência de erros de TCs no processo de estimação do local de falta

Nesta seção é analisada a influência dos erros de relação de TCs na estimação do local de falta apresentando os erros de localização obtidos ao serem atribuídos erros nas medições de corrente de acordo com o paralelogramo de exatidão do TC de classe 10 (Figura 8).

5.3.1 Falta ocorrida no quilômetro 45 da linha de 138 kV

São apresentados na Figura 25 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 de acordo com os possíveis erros nas medidas de corrente.

Figura 25 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TC – Falta no quilômetro 45, Linha 138 kV



Fonte: Autoria própria.

Observando a Figura 25 e por meio dos resultados obtidos na seção 5.2.1, nota-se o significativo aumento do erro de localização, tanto para Metodologia 1 quanto para Metodologia 2. Essa característica demonstra que o desempenho de ambos os algoritmos apresenta um nível de sensibilidade consideravelmente mais elevado a erros de TCs, gerando erros máximos de localização em torno de 5% para as duas metodologias.

A Figura 25 permite também uma análise comparativa entre a Metodologia 1 e a Metodologia 2, observando-se um desempenho semelhante entre as duas, com erros máximos de 5,01% e 5,09% para a Metodologia 1 e Metodologia 2, respectivamente. Apesar do desempenho similar, a Metodologia 1 continua se sobressaindo em relação a Metodologia 2 ao apresentar valores inferiores de erros. Os valores de erros de TCs que mais contribuiram para um maior erro de localização estão destacados na Tabela 23.

Tabela 23 - Erros de TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 45, Linha 138 kV

	Erro de relação (TC1)	Erro de relação (TC2)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	10 (%)	-10 (%)	5,01
Metodologia 2	10 (%)	-10 (%)	5,09

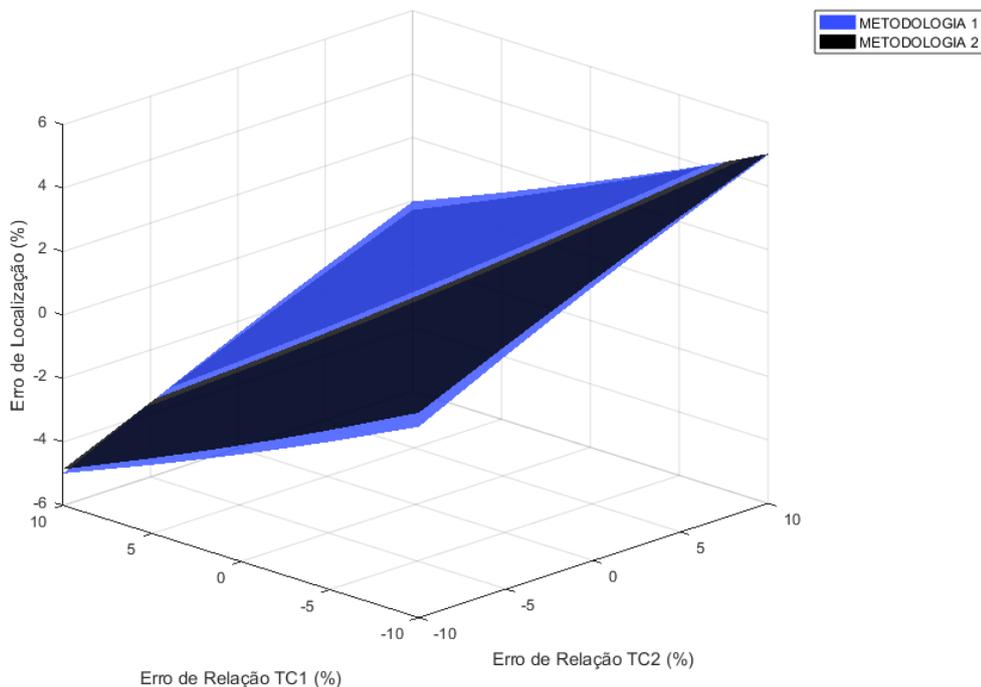
Fonte: Autoria própria.

Assim como na análise para os erros de TPs, verifica-se por meio da Figura 25 e da Tabela 23 que os erros de TCs dos extremos do paralelogramo foram os que mais contribuíram para um maior erro de localização.

5.3.2 Falta ocorrida no quilômetro 90 da linha de 230 kV

São apresentados na Figura 26 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 obtidos a serem variados os possíveis erros nas medidas de corrente.

Figura 26 - Erro de Localização Para Diversas Combinações de Erros de TC – Falta no quilômetro 90, Linha 230 kV



Fonte: Autoria própria.

Assim como para linha de 138 kV, verifica-se um aumento considerável do erro de localização em comparação aos valores gerados na presença de erros de TPs, reforçando a

sensibilidade dos dois algoritmos aos erros de TCs. Outra característica semelhante é que para a linha de 230 kV os valores de erros máximos permaneceram em torno de 5%.

Comparando a Metodologia 1 e a Metodologia 2, percebe-se que as duas apresentam um comportamento semelhante, no entanto a Metodologia 1 permanece com menores valores de erros. Os erros máximos obtidos foram de 4,99% para Metodologia 1 e 5,02% para Metodologia 2, como destacados na Tabela 24, a qual evidencia mais uma vez a contribuição de erros extremos do paralelogramo para um maior erro de localização.

Tabela 24 - Erros de TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 90, Linha 230 kV

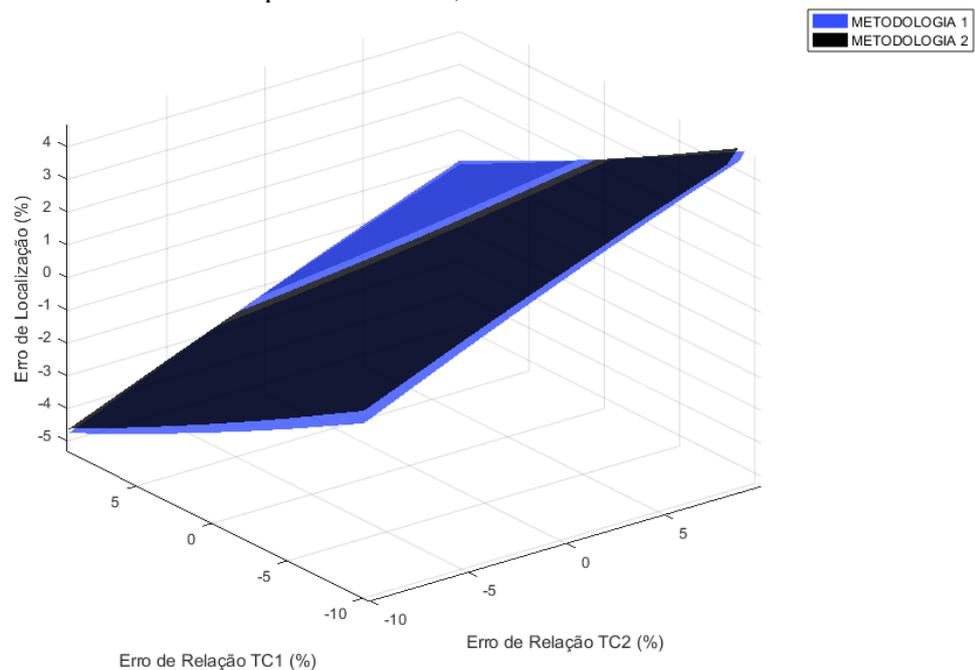
	Erro de relação (TC1)	Erro de relação (TC2)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	10 (%)	-10 (%)	4,99
Metodologia 2	10 (%)	-10 (%)	5,02

Fonte: Autoria própria.

5.3.3 Falta ocorrida no quilômetro 125 da linha de 500 kV

São apresentados na Figura 27 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 obtidos a serem variados os possíveis erros nas medidas de corrente.

Figura 27 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TC – Falta no quilômetro 125, Linha 500 kV



Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 27, o comportamento das duas metodologias ao serem empregadas para uma linha de 500 kV segue um padrão semelhante ao visto nas duas últimas análises: erros de localização elevados (erros máximos em torno de 5%), mas menores quando utilizado a Metodologia 1.

Os valores de erros de TCs que mais contribuirão para um maior erro de localização estão destacados na Tabela 25, que comprova a contribuição de erros extremos do paralelogramo para um maior erro de localização.

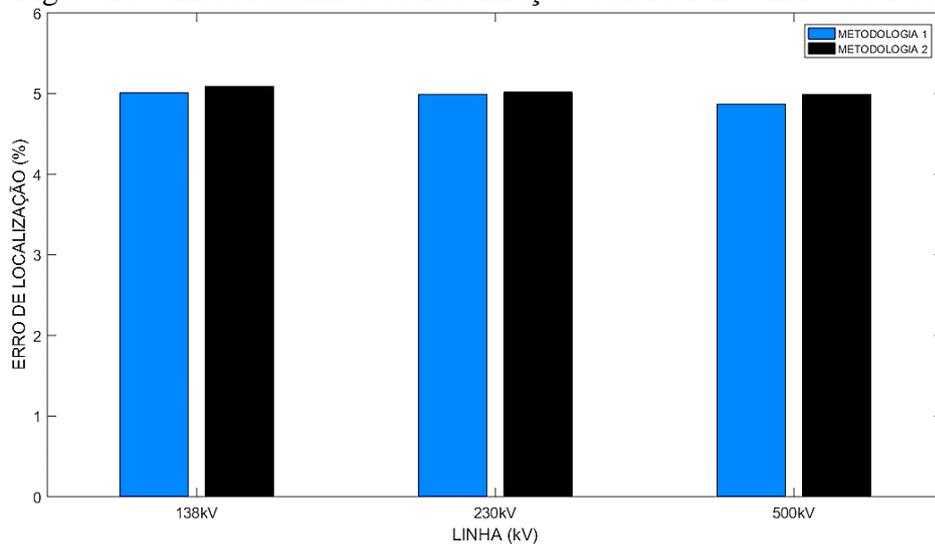
Tabela 25 - Erros de TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro

	Erro de relação (TC1)	Erro de relação (TC2)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	10 (%)	-10 (%)	4,87
Metodologia 2	10 (%)	-10 (%)	5,99

Fonte: Autoria própria.

A Figura 28 apresenta os maiores erros de localização obtidos pela Metodologia 1 e pela Metodologia 2 para os três tipos de linhas analisadas.

Figura 28 – Erros Máximos de Localização Considerando Erros de TCs



Fonte: Autoria Própria.

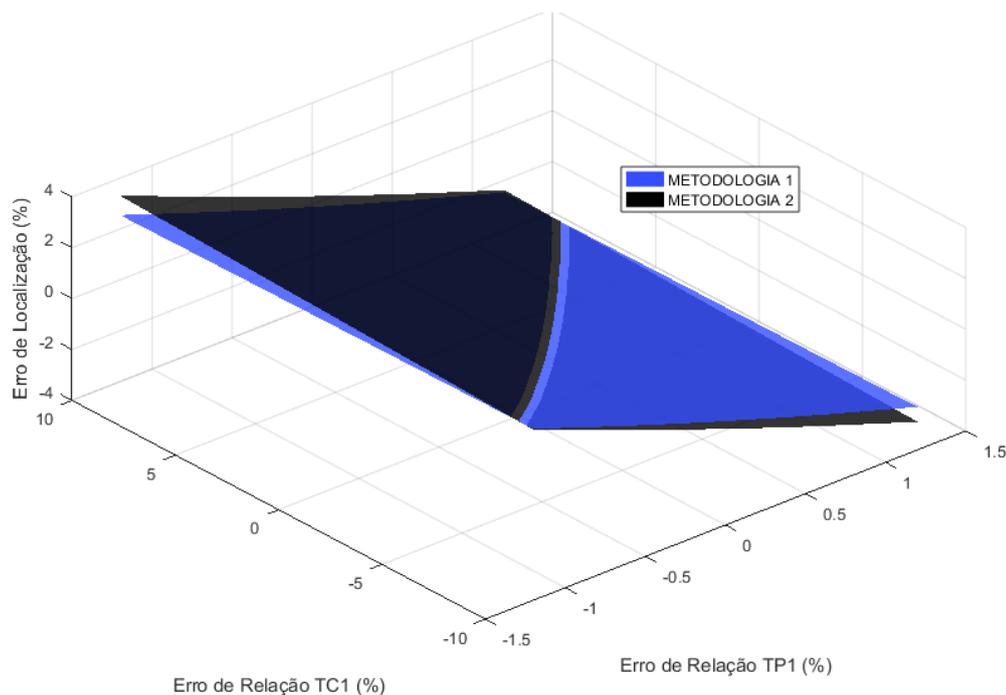
5.4 Influência conjunta dos erros de TPs e TCs no processo de estimação do local de falta

Finalizando a análise da influência dos erros de TIs, será analisada a influência conjunta de erros de relação de TCs e de TPs no processo de estimação do local de falta, verificando o possível aumento do erro de localização e o quanto ele é significativo para o desempenho da metodologia proposta. Para isso, foram utilizados valores de erros de relação de TIs de acordo com o paralelogramo de exatidão do TC de classe 10 (Figura 8) e do TP de classe 1,2 (Figura 12). Os erros de relação serão atribuídos ao primeiro terminal da linha, enquanto que os erros no segundo terminal serão nulos.

5.4.1 Falta ocorrida no quilômetro 45 da linha de 138 kV

São apresentados na Figura 29 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 obtidos a serem variados os possíveis erros nas medidas de tensão e de corrente.

Figura 29 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP e TC – Falta no quilômetro 45, Linha 138 kV



Fonte: Autoria própria.

Observando a Figura 29, nota-se que quando erros de TPs e TCs são adicionados simultaneamente surgem erros de localização com valores em torno de 3%. No entanto, ao serem comparados com os valores obtidos na análise da influência isolada de erros de TCs (seção 5.3) percebe-se uma diminuição dos erros de localização, o que significa uma menor sensibilidade das duas metodologias a presença simultânea dos erros de TPs e TCs.

Comparando a Metodologia 1 e a Metodologia 2 percebe-se, para alguns casos, erros de localização em uma faixa de valores semelhante, mas com resultados mais adequados quando empregada a Metodologia 1. Essa característica também foi observada na seção 5.3, no entanto, na presente análise a diferença entre os erros foi mais expressiva. O erro máximo obtido por meio da estimação de estados foi de 2,74%, enquanto que na Metodologia 2 obteve-se 3,31%. Os valores de erros de TPs e TCs que mais contribuíram para um maior erro de localização estão destacados na Tabela 26.

Tabela 26 - Erros de TP e TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 45, Linha 138 kV

	Erro de relação (TP1)	Erro de relação (TC1)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	-1,2 (%)	-10 (%)	2,74
Metodologia 2	-1,2 (%)	-10 (%)	3,31

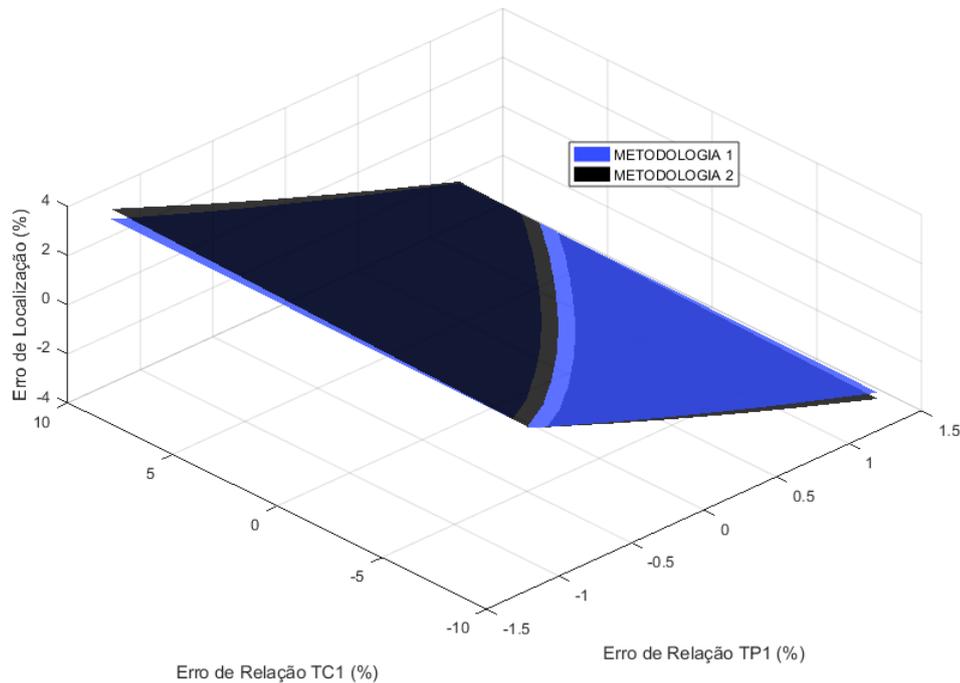
Fonte: Autoria própria.

Assim como nas análises anteriores, verificou-se, por meio da Figura 29 e da Tabela 26, que os erros nos extremos do paralelogramo foram os que mais contribuíram para um maior erro de localização de faltas.

5.4.2 Falta ocorrida no quilômetro 90 da linha de 230 kV

São apresentados na Figura 30 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 obtidos a serem variados os possíveis erros nas medidas de tensão e de corrente.

Figura 30 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP e TC – Falta no quilômetro 90, Linha 230 kV



Fonte: Autoria própria

Assim como para linha de 138 kV, nota-se nesse caso um aumento considerável do erro de localização em comparação aos valores gerados sem erros de TIs. Como característica semelhante ao caso anterior, percebe-se que para a linha de 230 kV os locais de falta também foram estimados com valores de erro máximo em torno de 3%, como pode ser notado na Figura 30.

Comparando a Metodologia 1 e a Metodologia 2 é visto que mais uma vez as duas apresentam uma diferença mais significativa do que na análise isolada de erros de TCs. Os erros máximos obtidos foram de 2,69% para Metodologia 1 e 3,11% para Metodologia 2, sendo apresentados na Tabela 27, que reforça a contribuição de erros extremos do paralelogramo para um maior erro de localização de faltas.

Tabela 27 - Erros de TP e TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 90, Linha 230 kV

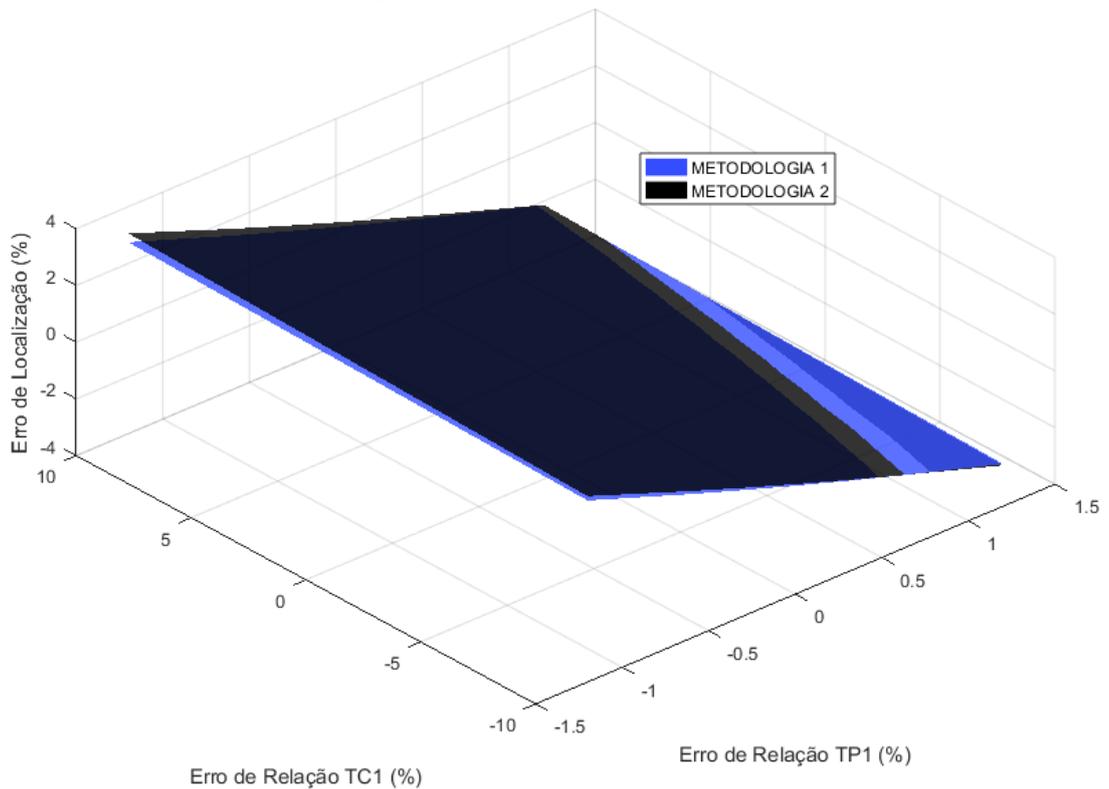
	Erro de relação (TP1)	Erro de relação (TC1)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	-1,2 (%)	10 (%)	2,69
Metodologia 2	-1,2 (%)	10 (%)	3,11

Fonte: Autoria própria

5.4.3 Falta ocorrida no quilômetro 125 da linha de 500 kV

São apresentados na Figura 31 os valores de erros de localização da Metodologia 1 e da Metodologia 2 obtidos a serem variados os possíveis erros nas medidas de tensão e de corrente.

Figura 31 - Erro de Localização para Diversas Combinações de Erros de TP e TC – Falta no Quilômetro 125, Linha 500 kV



Fonte: Autoria própria

Como pode ser visto na Figura 31, o comportamento das duas metodologias ao serem empregadas para uma linha de 500 kV segue um padrão semelhante ao visto nas duas últimas análises. A Metodologia 1 apresentou um erro máximo de 2,75% e a Metodologia 2 um erro máximo de 3,06%, mostrando um melhor desempenho quando utilizada a teoria de estimação de estados.

Os valores de erros de TCs que mais contribuíram para um maior erro de localização estão destacados na Tabela 28, que comprova a contribuição de erros extremos do paralelogramo para um maior erro de localização.

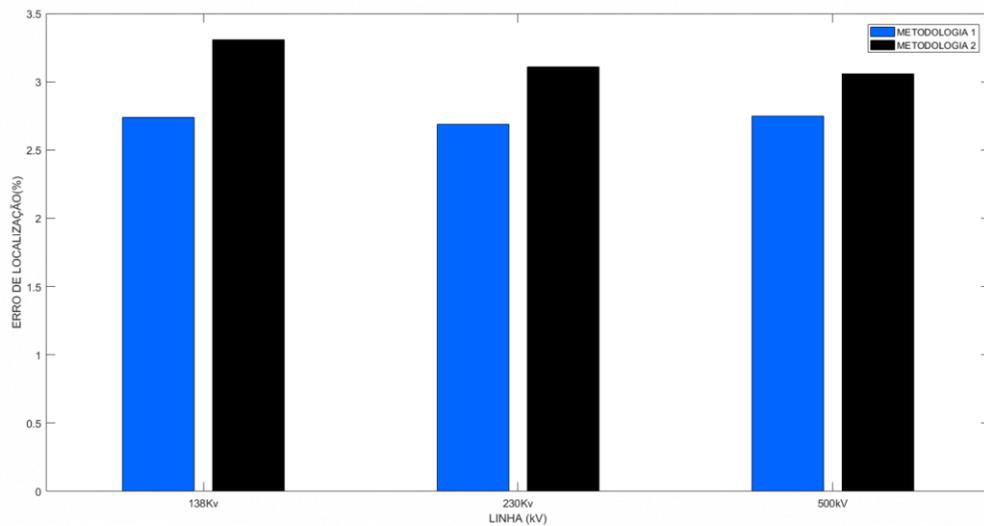
Tabela 28 - Erros de TP e TC que Geraram Maior Erro de Localização - Falta no Quilômetro 125, Linha 500 kV

	Erro de relação (TP1)	Erro de relação (TC1)	Erro de Localização (%)
Metodologia 1	-1,2 (%)	10 (%)	2,75
Metodologia 2	-1,2 (%)	10 (%)	3,06

Fonte: Autoria própria

A Figura 32 apresenta os maiores erros de localização obtidos pela Metodologia 1 e pela Metodologia 2 para os três tipos de linhas analisadas.

Figura 32 – Erros Máximos de Localização Considerando Erros de TP e TC



Fonte: Autoria própria

A Figura 32 mostra um desempenho geral das duas metodologias analisadas, em que a Metodologia 1 consegue se sobressair em relação à Metodologia 2 ao apresentar menores erros de localização de faltas.

Capítulo 6

Considerações Finais

O presente trabalho propôs uma nova metodologia de localização de faltas em linhas de transmissão fazendo uso da teoria de estimação de estados que teve como objetivo principal diminuir a influência dos erros de TPs e TCs no desempenho dos algoritmos de localização de faltas que fazem uso de fasores fundamentais de tensão e corrente. Além disso, a metodologia proposta considera a capacitância *shunt* em seu equacionamento o que a torna viável para aplicação em linhas longas.

Através da análise realizada na subseção 4.3 foi possível verificar a alta sensibilidade que algoritmos de localização podem possuir a erros em medições fasoriais originados dos paralelogramos das classes de exatidão de TPs e TCs. Nessa análise inicial foram observados erros em torno de 6%.

Ao ser verificada a influência isolada dos erros dos transformadores de potencial na estimação do local de falta foi possível observar um melhor desempenho do algoritmo ao ser utilizada a Metodologia 1, contribuindo para diminuição do erro de localização: os erros máximos obtidos para Metodologia 1 foram de 0,18%, 0,12% e 0,36%, e para Metodologia 2 foram de 0,53%, 0,49% e 0,55% para as linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente.

Na análise dos erros de transformadores de corrente foi verificado, por meio dos resultados obtidos, que não ocorreu um melhoramento tão expressivo quanto na análise isolada de TPs. Observando os erros máximos alcançados pelas duas metodologias, verifica-se apenas uma pequena redução, resultando em valores de erros semelhantes: os erros máximos obtidos para Metodologia 1 foram de 5,01%, 4,99% e 4,87%, e para Metodologia 2 foram de 5,09%, 5,02% e 4,99% para as linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente.

Por último, ao verificar a análise conjunta dos erros de TPs e TCs, foram obtidos resultados semelhantes à análise anterior, porém com uma diferença mais expressiva entre os valores de erros para as duas metodologias: os erros máximos obtidos para Metodologia 1 foram de 2,74%, 2,69% e 2,75%, e para Metodologia 2 foram de 3,31%, 3,11% e 3,06% para as linhas de 138 kV, 230 kV e 500 kV, respectivamente. Dessa forma é possível afirmar que ambas as metodologias apresentam uma menor sensibilidade quando os erros de TPs e TCs ocorrem

simultaneamente. Vale ressaltar que, independentemente do tipo de linha, foram verificados erros máximos de localização quando inseridos erros de TIs presentes em regiões próximas aos extremos dos paralelogramos.

De acordo com o que foi exposto, a metodologia de localização proposta, em comparação com Oliveira Neto (2018), possibilitou a determinação do local de falta com menores valores de erros, principalmente quando analisada a influência isolada de erros TPs. Além disso, o estudo e aprimoramento de certos parâmetros, como por exemplo o alto condicionamento da matriz de ganho, podem ser efetuados buscando uma maior redução dos erros de localização alcançados.

Por fim, como proposta para trabalhos futuros são listados os seguintes tópicos:

- Estudar técnicas que permitam a diminuição do condicionamento da matriz de ganho do estimador de estados, possibilitando uma análise real da influência deste parâmetro no desempenho da metodologia proposta;
- Investigar a relação existente entre o número elevado de condicionamento da matriz de ganho e as variáveis de estado utilizadas no processo de estimação;
- Avaliar a sensibilidade da metodologia desenvolvida para outros tipos de faltas em linhas de transmissão, como faltas trifásicas, bifásicas e bifásica-terra;
- Calcular a variância e os limites de erro da distância de falta, a fim de verificar se os erros da metodologia de Oliveira Neto (2018) estão contemplados nesses parâmetros;
- Realizar um estudo comparativo entre os resultados obtidos pela metodologia proposta e a metodologia de Cruz (2015), de forma a verificar se há ganho de desempenho ao se modelar o estimador de estados considerando dados de capacitância.
- Verificar se na análise das situações descritas neste trabalho, a implementação de outro tipo de técnica, como por exemplo redes neurais artificiais, podem gerar melhores resultados.

REFERÊNCIAS

ABE, M.; OTSUZUKI, N.; EMURA, T. Development of a new fault location system for multi-terminal single transmission lines. **Ieee Transactions On Power Delivery**, [s.l.], v. 10, n. 1, p.159-168, 1995. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

Abur, A. "A Bad Data Identification Method for Linear Programming State Estimation", **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 3, 1990.

ABUR, Ali; EXPÓSITO, Antonio Gómez. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. New York: Marcel Dekker, 2004.

ALBERTINI, M. R. M. C. **Metodologia para depuração off-line de parâmetros série e shunt de linhas de transmissão através de diversas amostras de medidas**. 2010. 168 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.

ALMEIDA, M. A. D. **Um algoritmo para estimação de estado em alimentadores de distribuição de energia elétrica com base no método da soma de potências**. 2003. 134 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.

ANEEL, 2008. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª Edição. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>. Acesso realizado em: 29 de agosto de 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6546**: Transformadores para instrumentos - Terminologia. Rio de Janeiro, 1991.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6855**: Transformador de potencial indutivo - especificação. Rio de Janeiro, 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856**: Transformador de corrente - especificação. Rio de Janeiro, 1992.

BRITO, Luiz Carlos Grillo de. **Avaliação dos Erros dos Transformadores de Corrente em Medições de Sincrofasores e em Suas Aplicações**. 2011. 167 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

CAMARGO, C. C. B. **Transmissão de energia elétrica: aspectos fundamentais**. 4. Ed. Florianópolis: UFSC, 2009.

CARVALHO JUNIOR, Ademar Viera de. **Interação Transitória Entre Transformadores de Potencial Capacitivos e Linhas de Transmissão: Uma Contribuição Para Minimizar Falhas**. 2008. 224 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pernambuco, Recife, 2008.

COELHO, Valci Vitor. **ESTUDO DA AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE DE ALTA TENSÃO ATRAVÉS DA CURVA DE EXCITAÇÃO**. 2011. 219 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. São Carlos: EDUSP, 2007.

CRUZ, Melinda Cesianara Silva da; MEDEIROS JÚNIOR, Manoel Firmino de. **Influência de Erros de Transformadores para Instrumentos na Estimação da Localização de Defeitos em Linhas de Transmissão**. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 5., 2014, Foz do Iguaçu. Anal. Foz do Iguaçu: 2014.

CRUZ, Melinda Cesianara Silva da. **Metodologia de estimação de estados para tratamento de medições errôneas e registros não sincronizados em algoritmos de localização de faltas em linhas de transmissão**. 2015. 149 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

CRUZ, Melinda Cesianara Silva da; OLIVEIRA, José Tadeu de; MEDEIROS JUNIOR, Manoel Firmino de. **Sincronização de Registros Oscilográficos em Linhas de Transmissão com Parâmetros Elétricos Desconhecidos**. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 6; Natal, 2016.

D'AJUZ, A. et al. **Equipamentos elétricos: Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão**. Rio de Janeiro: FURNAS, 1985.

GIRGIS, A. A.; HART, D.G.; PETERSON, W.L. A new fault location technique for two and three-terminal lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 7, n. 1, p. 98-107, jan. 1992.

GOMES, P.; LIMA, A.C.S.; GUARINI, A.P.; Guidelines for Power System Restoration in the Brazilian System. **Transactions on Power System**, Vol. 19, nº 2, maio, 2004.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A., CONEJO, A. J., & CAÑIZARES, C. **Sistemas De Energia Elétrica Análise e Operação**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

HUANG, J.; **An Integrated Methodology for Power System Restoration Planning**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, McGill University, Canadá, 1992.

IMO – **Independent Electricity Market Operator**; August 2003 Blackout – Restoration Evaluation Report. Relatório Técnico, fevereiro, 2004.

JOHNS, A. T; JAMALI, S. Accurate fault location technique for power transmission lines. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 137, n. 6, p. 395-402, nov. 1990.

KANG, N.; LIAO, Y. Double-circuit transmission-line fault location with the availability of limited voltage measurements. **IEEE Transactions on power Delivery**, v. 27, n. 1, p. 325-336, jan. 2012.

LIAO, Y.; KEZUNOVIC, M. Optimal estimate of transmission line fault location considering measurement errors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 3, p. 1335-1341, jul. 2007.

LIU, W. H. E.; LIM, S. L. (1995). *Parameter error identification and estimation in power system state estimation*. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, Vol.10, nº1.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: Ltc, 2011.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1983.

MONTICELLI, A. J. **State estimation in electric power systems: a generalized approach**. Norwell: Kluwer Academic Publishers, 1999.

OLIVEIRA NETO, M. H., “**Desenvolvimento de metodologias para localização de faltas em linhas de transmissão a partir de medidas não sincronizadas de dois terminais**”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2018.

ONER, Ahmet; GOL, Murat. Fault location based on state estimation in PMU observable systems. **2016 Ieee Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (isgt)**, Minneapolis, set. 2016. IEEE.

ONS, **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 22 de janeiro de 2019.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico; **Análise da Perturbação do Dia 04/02/2011 às 00h21min Envolvendo os Estados da Região Nordeste** - Relatório Técnico, 2011.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico; **Entrevista Coletiva sobre a Perturbação de 21/03/2018**. Apresentação em Audiência Pública, 2018.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico; **Perturbação no Sistema Interligado Nacional – SIN no dia 10/11/2009 às 22h13min**. Apresentação em Audiência Pública, dezembro, 2009.

RICHARDS, G. G.; TAN, O. T. Fault location for transmission lines with current-transformer saturation. **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 130, n. 1, p. 22-27, jan. 1983.

SADEH, J. et al. Accurate fault location algorithm for series compensated transmission lines. **2000 Ieee Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (cat. No.00ch37077)**, [s.l.], v. 15, n. 3, p.1027-1033, jul. 2000.

SCHWEPPE, Fred; WILDES, J. Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. **Ieee Transactions On Power Apparatus And Systems**, [s.l.], v. -89, n. 1, p.120-125, jan. 1970. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

Schweppe F.C., Masiello R.D, "A tracking static state estimator", **IEEE Trans. Power Appl. Syst.** vol. PAS-90, pp. 1025-1033, 1971.

SHIROEI, M.; DANIR, S.; AKHBARI, M. A new algorithm for fault location on transmission lines. In: **IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009**, Calgary. **Proceedings...** Calgary: IEEE, 2009. p. 1-5.

SILVEIRA, Eduardo Gonzaga da. **Localização de Faltas em Linhas de Transmissão: Desenvolvimento de Novos Algoritmos e Implementação de Sistema Computacional Para Aplicações Práticas.** 2007. 188 f. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

SOUSA, Alda Cristina Rodrigues de. **Desenvolvimento de Estimação de Estados em Tempo-Real para a Rede de Distribuição.** 2011. 81 f. Tese (Doutorado) - Curso de Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.

Stevenson Júnior, W. D. "Elementos de Análise de Sistemas de Potência", McGrawHill do Brasil, Edição 2, São Paulo, 1986.

TAKAGI, T. et al. A New algorithm of an accurate fault location for EHV/UHV transmission lines: part I - fourier transformation method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-100, n. 3, p. 1316-1323, 1981.