



DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE FALHAS DE ALTA RESISTÊNCIA POR ONDAS VIAJANTES

Thiago America de Oliveira Rosa

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Karen Caino de Oliveira Salim

Rio de Janeiro

Junho de 2018

DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE FALHAS DE ALTA RESISTÊNCIA POR
ONDAS VIAJANTES

Thiago America de Oliveira Rosa

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof^ª. Karen Caino de Oliveira Salim, D.Sc.

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

Prof. Carlos Augusto Duque, D.Sc..

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2018

Rosa, Thiago America de Oliveira

Detecção e Localização de Falha de Alta Resistência
por Ondas Viajantes / Thiago America de Oliveira Rosa –
Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XIV, 139 p. il.; 29,7 cm

Orientadora: Karen Caino de Oliveira Salim

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa
de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 103-109.

1. Localização de falhas. 2. Ondas viajantes. 3.
Transformada de Park. I. Salim, Karen Caino de Oliveira.
II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

À Deus, pelo dom da vida e por toda a força e determinação entregue para a conclusão desse curso de mestrado em Engenharia Elétrica.

Aos meus familiares, em especial a minha mãe Graciete America de Oliveira Rosa e minha esposa Aline da Silva que sempre estiveram ao meu lado me incentivando, compreendendo e oferecendo companheiro nos momentos críticos ao longo do curso de mestrado e fundamentais para realização desta dissertação.

A Professora Karen Caindo de Oliveira Salim por toda a orientação, atenção, disponibilidade, paciência nas dificuldades, pelos conselhos que me passaram confiança e animação para conclusão desta dissertação e principalmente por acreditar em mim. O meu mais sincero obrigado.

Aos Professores Antonio Carlos Siqueira de Lima e Carlos Augusto Duque pelo entusiasmo e disponibilidade para a participação da banca examinadora da minha dissertação.

A todos meus amigos do LASPOT pela ajuda, informações, companheirismo e boas conversas ao longo desse processo. Em especial Samuel Souza e Carlos Gomes, fundamentais no suporte a programação em Matlab.

À Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES, pelo suporte financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE FALHAS DE ALTA RESISTÊNCIA POR ONDAS VIAJANTES

Thiago America de Oliveira Rosa

Junho/2018

Orientadora: Karen Caino de Oliveira Salim

Programa: Engenharia Elétrica

A localização de falhas em linhas de transmissão é um assunto que vem sendo constantemente estudado em diversos centros de pesquisa. A requerida importância dada a este assunto é justificada, pois a rápida detecção e localização acelera o processo de restauração do sistema elétrico de potência, perante a ocorrência de diversas falhas ou eventos. Neste sentido, é desenvolvido neste trabalho um método de detecção e localização de falhas para grandes áreas de monitoramento de sistemas elétricos de potência baseado na teoria de ondas viajantes utilizando regras definidas para alocação de PMU. A teoria de ondas viajantes via medição de dois terminais, permite estimar o local da falha de forma mais simples e precisa, em relação às outras técnicas, ideal para aplicações em que o tempo de processamento do algoritmo pode ser considerado um obstáculo. No entanto, a aplicação dessa teoria em sistemas de localização de falhas em grandes áreas de medição é pouco tratada na literatura devido à grande quantidade de reflexão e refração das ondas. Portanto, o método proposto apresenta a utilização dos sistemas de medição fasorial sincronizado por meio do PMU na localização de falhas dentro de uma rede monitorada. Deste modo, tornou-se necessário o desenvolvimento de um conjunto de regras para alocação de PMU e assim obter a observabilidade da rede analisada para aplicação do método proposto. A avaliação do método proposto é realizada por meio de simulações digitais de falhas reproduzidas em um programa dedicado a estudos de transitórios eletromagnéticos.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DETECTION AND LOCATION OF HIGH RESISTANCE FAULTS BY
TRAVELING WAVES

Thiago America de Oliveira Rosa

June/2018

Advisor: Karen Caino de Oliveira Salim

Department: Electrical Engineering

The location of faults in transmission lines is a subject that has been constantly studied in several research centers. The required importance given to this subject is justified, because the rapid detection and localization accelerates the process of restoration of the electric power system, due to the occurrence of several faults or events. In this way, it is developed in this work a method of detection and localization of fault for large areas of monitoring of electrical power systems based on the theory of traveling waves using defined rules for PMU allocation. The theory of traveling waves via two-terminal measurement makes it possible to estimate the place of the fault in a simpler and more precise shape, in relation to the other techniques, ideal for applications in which the processing time of the algorithm can be considered an obstacle. However, the application of this theory to fault location systems in large areas of measurement is little discussed in the literature due to the great amount of reflection and refraction of the waves. Therefore, the proposed method introduce the use of synchronized phasor measurement systems through the PMU in the location of faults within a monitored network. Thus, it became necessary to develop a set of rules for PMU allocation and thus obtain the observability of the analyzed network for application of the proposed method. The evaluation of the proposed method is performed by means of digital simulations of failures reproduced in a program dedicated to studies of electromagnetic transients.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABELAS	XII
LISTA DE ABREVIATURAS.....	XIII
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO	4
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
1.2.1 Métodos para Detecção de Transitórios Eletromagnéticos.....	5
1.2.2 Localização de Falhas	7
1.2.2.1 Métodos Baseados em Componentes Fundamentais.....	7
1.2.2.2 Métodos Baseados na Teoria de Ondas Viajantes	9
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	11
CAPÍTULO 2 REVISÃO TEÓRICA.....	12
2.1 MODELOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	12
2.1.1 Modelos com Parâmetros Concentrados	13
2.1.2 Modelos com Parâmetros Distribuídos	15
2.2 MÉTODOS DE LOCALIZAÇÃO DE FALHAS EM LT	18
2.2.1 Métodos Baseados na Análise de Transitórios da Falha	18
2.2.1.1 Ondas Viajantes	21
2.2.1.2 Método Localização de Falhas de Dois Terminais.....	22
2.2.2 Métodos Baseados na Análise da Componente Fundamental	24
2.3 SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADO	28
2.3.1 Principais Componentes do SMFS.....	29
2.3.1.1 Global Positioning System.....	29
2.3.1.2 Unidades de Medição Fasorial.....	30
2.3.1.3 O Concentrador de Dados Fasoriais.....	32
2.3.1.4 Sistema de Comunicação e Transferência de Dados.....	33
CAPÍTULO 3 METODOLOGIA PROPOSTA	36
3.1 INTRODUÇÃO	36
3.2 ALOCAÇÃO DE PMU	37
3.2.1 Mapeamento da Rede	38
3.2.2 Seleção das Subestações.....	38
3.2.3 Exemplo do Processo de Alocação de PMU	43

3.2.4	Fluxograma do Processo de Alocação de PMU	46
3.3	DETECÇÃO DE TRANSITÓRIOS DE FALHA.....	47
3.3.1	Aplicação da TDQ na Detecção de Falha.....	47
3.3.2	Tratamento das Componentes de Eixo Direto A_d	50
3.3.3	Ajustes dos Limiares Auto Adaptativos	57
3.3.4	Determinação do Instante Inicial da Falha	57
3.3.5	Fluxograma do Processo de Detecção de Falhas	60
3.4	LOCALIZAÇÃO DE FALHAS POR OV EM GRANDES ÁREAS.....	61
3.4.1	Fluxograma do Processo de Localização de Falhas	64
3.5	SÍNTESE DO MÉTODO PROPOSTO	65
CAPÍTULO 4 RESULTADOS		68
4.1	MODELAGEM DO SISTEMA	68
4.1.1	SEP Modelado.....	69
4.2	AVALIAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO	77
4.2.1	Avaliação do Método Proposto de Alocação de PMU	77
4.2.1.1	Alocação de PMU no SEP Analisado.....	79
4.2.2	Avaliação do Método Proposto de Detecção e Localização de Falha Via ATP... 83	
4.2.3	Estudo de Caso	84
4.2.3.1	Análise Relativa dos Resultados.....	95
CAPÍTULO 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS		98
5.1	PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS.....	101
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS		103
ANEXO A FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DA TDQ.....		110
ANEXO B CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ANALISADO		115
B.1	EQUIVALENTE.....	115
B.2	TRANSFORMADORES	119
B.3	LINHAS DE TRANSMISSÃO	124
B.4	REATORES.....	128
B.5	COMPENSADORES ESTÁTICOS	132
B.6	CAPACITORES SÉRIE.....	133
B.7	BANCO DE CAPACITORES	133
B.8	MÁQUINAS ELÉTRICAS	134
B.9	CARGAS	134
ANEXO C MEDIDAS DESCRITIVAS		136

C.1. MEDIDAS SEPARATRIZES OU DE ORDENAMENTO.....	136
C.2. DIAGRAMA EM CAIXA.....	137
ANEXO D OBTENÇÃO DO θ_v DA FASE “A”	139

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – MODELO DE LT A PARÂMETROS CONCENTRADOS PARA LT CURTAS [6]	14
FIGURA 2.2 - MODELO DE LT A PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS PARA LT MÉDIAS [12]	14
FIGURA 2.3 - MODELO DE LT A PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS [12].....	15
FIGURA 2.4– ONDAS PROGRESSIVAS E REGRESSIVAS [8]	17
FIGURA 2.5 – DIAGRAMA DE REFLEXÕES DE UMA FALHA [4]	19
FIGURA 2.6 – PROPAGAÇÃO DAS ONDAS VIAJANTES EM DIREÇÃO AOS TERMINAIS DA LT [4]	23
FIGURA 2.7 – DIGRAMA UNIFILAR DO SEP EM ANÁLISE [33]	26
FIGURA 2.8 – REPRESENTAÇÃO DE SMFS [41].....	29
FIGURA 2.9– ESTRUTURA BÁSICA DE UMA PMU [27].....	31
FIGURA 2.10– ARQUITETURA BÁSICA DE UMA ESTRUTURA COM SUPER PDC [25]	33
FIGURA 3.1 – OCORRÊNCIA DE FALHA NA LT [4]	39
FIGURA 3.2 – PROPAGAÇÃO DAS ONDAS VIAJANTES EM UMA FALHA NO TERMINAL A	39
FIGURA 3.3 – SEP DE 3 SUBESTAÇÕES	41
FIGURA 3.4 – SEP COM DIVERSAS SUBESTAÇÕES	43
FIGURA 3.5 – SEP DE 4 BARRAS.....	44
FIGURA 3.6 – FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE ALOCAÇÃO DE PMU	46
FIGURA 3.7– TDQ APLICADA A SEP TRIFÁSICO [4]	48
FIGURA 3.8 – PROCESSAMENTO DAS COMPONENTES DE EIXO DIRETO: (A) COEFICIENTES C_{DIF} DA TENSÃO; (B) ENERGIA \mathcal{E}_{DIF} DA TENSÃO.....	52
FIGURA 3.9 – PROCESSAMENTO DA COMPONENTE DE EIXO DIRETO COM E SEM θv : (A) COMPONENTE DE EIXO DIRETO DA TENSÃO (V_D) CONSIDERANDO θv ; (B) COEFICIENTES C_{DIF} DA TENSÃO CONSIDERANDO θv ; (C) COMPONENTE DE EIXO DIRETO DA TENSÃO (V_D) SEM CONSIDERAR θv ; (D) COEFICIENTES C_{DIF} DA TENSÃO SEM CONSIDERAR θv	54
FIGURA 3.10 – PROCESSAMENTO DAS COMPONENTES DE EIXO DIRETO: (A) SINAL TRIFÁSICO DE TENSÃO; (B) COMPONENTE DE EIXO DIRETO DA TENSÃO (V_D); (C) COEFICIENTES C_{DIF} DA TENSÃO; (D) ENERGIA \mathcal{E}_{DIF} DA TENSÃO.	56
FIGURA 3.11. DETECÇÃO DO INSTANTE INICIAL DOS TRANSITÓRIOS: (A) TENSÃO MONITORADA (B) ENERGIA JANELADA \mathcal{E}_{DIF} (C) POSIÇÃO DAS JANELAS DE TEMPO NO INSTANTE DA DETECÇÃO.	58
FIGURA 3.12 – FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE DETECÇÃO DE FALHAS	60
FIGURA 3.13 – SEP COM FALHA NA LT_{CA}	62
FIGURA 3.14 – ARQUIVO DE SAÍDA DO ALGORITMO PROPOSTO	63
FIGURA 3.15 – FLUXOGRAMA BÁSICO DO PROCESSO DE LOCALIZAÇÃO DE FALHAS	65
FIGURA 3.16 – FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DO MÉTODO DE DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE FALHAS PROPOSTO	67
FIGURA 4.1 – REGIÃO QUE ABRANGE O SEP MODELADO [56]	70
FIGURA 4.2– CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DO SEP ANALISADO	79
FIGURA 4.3. SINAL DE UMA FALHA TRIFÁSICA ATERRADA COM: (A) RESISTÊNCIA DE 100 Ω (B) RESISTÊNCIA NULA.	86
FIGURA 4.4 – APLICAÇÃO DE FALHA TRIFÁSICA ATERRADA NA LT 500 kV ARINOS – RIO DA ÉGUAS NO INSTANTE DE TEMPO IGUAL 30 MS COM FS DE: (A) 200 KHZ E (B) 15,4 KHZ.....	89

FIGURA 4.5 – DESEMPENHO DO MÉTODO PROPOSTO CONSIDERANDO UMA $F_s = 15,4$ KHZ.....	90
FIGURA 4.6 – LT 500 KV SERRA DA MESA 1 – SERRA DA MESA 2.....	91
FIGURA C.1 – DIAGRAMA EM CAIXA (BOX PLOT) [71]	137

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1– CONJUNTO DE CAMINHOS ENTRE TODAS AS SES.....	45
TABELA 4.1 – DADOS DOS EQUIVALENTES PRÓPRIOS	71
TABELA 4.2 – DADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE TRANSFERÊNCIA	71
TABELA 4.3 – DADOS DOS TRANSFORMADORES COM 2 ENROLAMENTOS.....	72
TABELA 4.4 – DADOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	72
TABELA 4.5 – DADOS DOS REATORES DE LINHA	73
TABELA 4.6 – DADOS DOS REATORES DE BARRA	75
TABELA 4.7 – COMPENSADORES ESTÁTICOS REPRESENTADOS	76
TABELA 4.8 – CAPACITORES SÉRIE REPRESENTADOS	76
TABELA 4.9 – MÁQUINAS ELÉTRICAS REPRESENTADAS.....	76
TABELA 4.10– NÚMERO OTIMIZADO DE PMU OBTIDOS ATRAVÉS DE MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO	79
TABELA 4.11– NÚMERO DAS SE NO ALGORITMO DE ALOCAÇÃO DE PMU	81
TABELA 4.12 – COMPRIMENTO DA LT DO SEP ANALISADO	82
TABELA 4.13 – CARACTERÍSTICAS DOS CASOS SIMULADOS POR MEIO DO ATP	87
TABELA 4.14 – ERRO MÉDIO E DESVIO PADRÃO DOS CASOS SIMULADOS.....	88
TABELA 4.15 – ERRO MÉDIO E DESVIO PADRÃO POR TIPO DE FALHA	93
TABELA 4.16 – ERRO MÉDIO POR MÉTODO DE LOCALIZAÇÃO DE FALHAS	96
TABELA B.1 – DADOS DOS EQUIVALENTES PRÓPRIOS.....	115
TABELA B.2 – DADOS DOS EQUIVALENTES SHUNT	116
TABELA B.3 – DADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE TRANSFERÊNCIA	116
TABELA B.4 – DADOS DAS IMPEDÂNCIAS DE TRANSFORMAÇÃO	118
TABELA B.5 – DADOS DOS TRANSFORMADORES COM 3 ENROLAMENTOS.....	119
TABELA B.6 – DADOS DOS TRANSFORMADORES COM 2 ENROLAMENTOS.....	120
TABELA B.7 – DADOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	124
TABELA B.8 – DADOS DOS REATORES DE LINHA	128
TABELA B.9 – DADOS DOS REATORES DE BARRA	131
TABELA B.10 – COMPENSADORES ESTÁTICOS REPRESENTADOS	133
TABELA B.11 – CAPACITORES SÉRIE REPRESENTADOS.....	133
TABELA B.12 – BANCO DE CAPACITORES REPRESENTADOS	134
TABELA B.13 – MÁQUINAS ELÉTRICAS REPRESENTADAS	134
TABELA B.14 – CARGAS REPRESENTADAS.....	134

LISTA DE ABREVIATURAS

- A/D - Analógico/digital.
- AIEE - American Institute of Electrical Engineers.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ATP - *Alternative Transients Program.*
- CIGRE - *International Council on Large Electric Systems.*
- DIPC - Duração da interrupção no ponto de controle.
- EMTP - *Electromagnetic Transients Program.*
- FIPC - Frequência da interrupção no ponto de controle.
- GPS - Global Positioning System.
- IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- LT - Linha de transmissão.
- ONS - Operador Nacional do Sistema.
- RTDS - *Real Time Digital Simulator.*
- PDC - Phasor Data Concentrator.
- PMU - *Phasor Measurement Unit.*
- SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition.*
- SE - Subestação.
- SEP - Sistema elétrico de potência.
- SIN - Sistema Interligado Nacional.
- SMFS - Sistema de Medição Fasorial Sincronizada.
- TC - Transformador de corrente.

TPC - Transformador de potencial capacitivo.

TDQ - Transformada de Park.

TWD - Transformada wavelet discreta.

TWDR - Transformada wavelet discreta redundante.

WAMS - *Wide-Area Monitoring System*.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A constante ampliação e atualização dos sistemas elétricos de potência (SEP) demandam cada vez mais estudos sobre os impactos dessas alterações nas redes de transmissão de energia elétrica, requerendo uma análise mais detalhada sobre as possibilidades de falhas em seus componentes, que podem implicar na indisponibilidade total ou parcial do fornecimento de energia.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) tem dimensões continentais e é caracterizado pela predominância das hidrelétricas, as quais são responsáveis por 71,5 % da capacidade de geração instalada no Brasil e na sua maioria, estão instaladas distante dos grandes centros consumo de energia, exigindo assim, um enorme sistema de transmissão. Portanto, para que essa energia possa chegar até os centros consumidores, o sistema dispõe mais de 134.000 km de extensão de linhas de transmissão (LT), comprimento este suficiente para dar mais de três voltas na Terra, com a projeção de aumento para 154.748 km em 2019 [1].

Este fato, aliado a exposição das LTs a desastres naturais (intempéries) ou problemas de natureza elétrica, mecânica ou térmica, conduz a realidade que aponta a LT como o elemento mais susceptível as falhas dentro do SEP [23]. Essa falha pode ser

caracterizada por um rompimento do cabo, contato de um objeto externo com cabo ou rompimento da isolação do cabo provocado por uma descarga elétrica atmosférica (raio), gerando um curto-circuito na LT, também denominado como falta, distúrbio ou falha. Esta última terminologia será mais adota nesta dissertação.

Neste cenário, o sistema de proteção de uma LT em falha, atua isolando a falha e caso a mesma seja permanente, exigirá da concessionária responsável pela LT, à pronta localização da falha para a rápida manutenção e restauração da LT, deixando a mesma operando novamente. O pronto restabelecimento da LT é um fato importantíssimo para evitar desligamentos prolongados que afetam diretamente os índices de continuidade de serviço como a Duração da Interrupção do Ponto de Controle (DIPC) e a Frequência da Interrupção do Ponto de Controle (FIPC) [2], os quais oneram as concessionárias de energia elétrica com multas ou compensações financeiras aos consumidores afetados, quando os limites de padrões de indisponibilidade estabelecidos pela Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) são ultrapassados [3].

Ao longo dos anos, a busca pela melhoria dos índices de qualidade do serviço vem fomentando a pesquisa no desenvolvimento e aprimoramento de técnicas na área de proteção e operação que ajudam os serviços de transmissão de energia elétrica no SIN a satisfazer os limites mínimos de qualidade de energia relacionados tanto à disponibilidade quanto à continuidade do serviço. Uma dessas técnicas trata da detecção e localização de falhas, que estima o local do ponto da falha na LT, reduzindo drasticamente a área de busca da equipe de manutenção na localização do ponto de ocorrência do distúrbio e conseqüentemente o tempo de restabelecimento da LT.

Na literatura podem ser encontradas diversas de técnicas que utilizam diferentes análises e conceitos para localizar o ponto de ocorrência de falhas em LT. Uma técnica em destaque é o método baseado na teoria de ondas viajantes [9], [4]. Com o desenvolvimento de novas tecnologias e o avanço do conceito de redes inteligentes (*Smart grid*), tem crescido a necessidade de técnicas aplicáveis em sistemas de medições de grandes áreas (*Wide Area Measurement Systems – WAMS*) em tempo real. No que se refere à localização de falhas, isso implica em fornecimento de resultados logo após a isolação da falha, evitando a necessidade de processamento de registros oscilográficos antes do procedimento de localização de falha e, conseqüentemente, agilizando o despacho da equipe de manutenção. Os procedimentos tradicionais de

localização de falhas na LT são profundamente dependentes de inspeções visuais da LT em falha, percorrendo o comprimento da mesma, sem conhecer previamente o local estimado da falha, portanto, em alguns casos esse procedimento pode ser bastante demorado. Sendo assim, a mudança para localizadores de falhas automáticos não só foi necessária, mas também natural.

Dentre os métodos de localização de falhas, os baseados na análise de componentes fundamentais de tensão e corrente são os mais comuns na literatura devido ao baixo custo e fácil implantação [5]. Entretanto, os métodos baseados na teoria de ondas viajantes (OV) vêm se destacando, principalmente, os de dois terminais, os quais são geralmente considerados como os mais robustos e confiáveis dentre as técnicas desta categoria, inclusive na localização de falhas com transitórios excessivamente atenuados, seja por baixa taxa de amostragem do sinal ou por elevada resistência de falha. Portanto, o método localização de falha baseado em OV foi escolhido para desenvolvimento desta dissertação.

A aplicação desta técnica de localização de falha no algoritmo proposto nesta dissertação está associada à utilização de um sistema de medição fasorial sincronizado (SMFS) que fornece dados sincronizados no tempo por meio da *phasor measurement units* (PMU) instaladas em pontos de monitoramento escolhidos em um SEP avaliado. Para que esse sistema forneça a supervisão necessária do SEP avaliado, é requerido um processo de alocação, que reduz a quantidade pontos monitorados e determina no sistema, os locais onde as PMUs devem ser instaladas visando promover a aplicabilidade desta técnica de localização de falhas baseados em OV para grandes áreas de rede monitorada. Portanto é desenvolvido nesta dissertação um procedimento singular com o propósito de selecionar pontos estratégicos para alocação das PMUs no SEP analisado.

Diante deste contexto, considerando a localização de falhas um procedimento essencial para acelerar o processo de manutenção da LT, colocando a mesma novamente disponível para operação, se justifica o desenvolvimento de uma técnica que avalie o SEP como um todo, independente de sua forma, não se restringindo a localizar falhas em apenas uma determinada LT ou parte desse sistema. Além disso, a teoria utilizada na detecção e localização de falhas, nesta dissertação, apresenta vantagens frente às técnicas tradicionalmente utilizadas, como por exemplo, a localização de

falhas com transitórios demasiadamente atenuados por alta resistência na mesma, de forma rápida, segura e precisa.

1.1 Objetivo

Esta dissertação é proposta com o principal objetivo de apresentar um método de detecção e localização de falhas baseado na teoria de ondas viajantes de dois terminais que seja capaz de localizar falhas com transitórios significativamente atenuados através de um sistema de medição fasorial sincronizado, que monitora, via PMU, pontos estratégicos dentro do SEP a ser supervisionado, os quais são determinados por um processo baseado em regras, para alocação desses medidores no sistema.

1.2 Revisão Bibliográfica

Normalmente, os algoritmos de localização de falhas são divididos em grupos segundo suas características, os quais referem-se às diferentes análises realizadas no procedimento de localização de falhas. No entanto, as pesquisas realizadas nesta dissertação foram de dois principais grupos: métodos baseados em componentes fundamentais, uma vez que são os mais utilizados [5] e métodos baseados na teoria de ondas viajantes, usado como base teórica desta dissertação.

A detecção de transitórios, provenientes das falhas, é ponto que merece destaque nos métodos de localização de falhas baseados na teoria de ondas viajantes, inclusive percebe-se na literatura várias pesquisas desenvolvidas no sentido de propor técnicas para este fim. Portanto, são apresentadas algumas técnicas mais utilizadas e inovadoras neste assunto, antes de abordar os métodos de localização de falhas mencionados acima.

1.2.1 Métodos para Detecção de Transitórios Eletromagnéticos

Da literatura, percebe-se que as técnicas mais abordadas, dentre as existentes, para detecção de transitórios são as baseadas na transformada *wavelet*, as quais se baseiam na convolução dos sinais monitorados digitalizados com filtros digitais passa-altas, cujos coeficientes de detalhes, que dependem da *wavelet* mãe adotada, são utilizados para detectar os transitórios eletromagnéticos nos sinais monitorados. Neste contexto, são referidas as duas técnicas mais utilizadas: transformada *wavelet* discreta (TWD) [5] e transformada *wavelet* discreta redundante (TWDR) [44], que também tem sido largamente empregada para detecção de transitórios de falha em SEP.

Em Santos et al. 1996 [45], foi apresentado a utilização do quadrado dos coeficientes *wavelet*, os quais são obtidos via TWD e TWDR referentes às componentes de alta frequência do sinal avaliado, para classificação e detecção de distúrbios. Este processo é realizado, de modo que, a falha seja detectada no momento em que tais coeficientes ultrapassam um limiar previamente determinado, cujo valor depende do valor máximo dos coeficientes *wavelet* verificados ao longo do registro oscilográfico avaliado. Embora seja muito eficiente e simples, entende-se que esta técnica é mais adequada para aplicações *off-line*, como em análises pós-distúrbios, visto que requer o conhecimento completo dos registros oscilográficos para o ajuste dos limiares.

Em Costa et al. 2010 [46], foram propostas análises sobre a aplicabilidade da TWD e da TWDR como instrumento de diagnósticos de distúrbios em SEP. Neste trabalho, a TWDR é sugerida como técnica mais apropriada para detecção de transitórios, pois a mesma não usa o processo de subamostragem por 2 contemplado pela TWD, o qual acarreta em resolução depreciada dos sinais no tempo. Tal procedimento de subamostragem por 2, requerido no processo da TWD, reduz o número de coeficientes *wavelet* calculados pela metade em relação ao número de amostras do sinal original. Mesmo assim, a TWD e a TWDR, independentemente das particularidades de cada técnica, superam algumas limitações encontradas em técnicas tradicionais como, a popular transformada de Fourier, dado que possibilitam a análise de sinais digitais em níveis diferentes de resolução na frequência e no tempo [5].

Em outros trabalhos, Xiaoli et al. 2007 [46] e Costa et al. 2008 [48], pode-se observar propostas de técnicas baseadas na análise das energias janeladas dos coeficientes *wavelet* obtidos por meio de TWD, no intuito de mitigar os efeitos negativos da presença de ruídos de natureza elétrica nos sinais analisados, os quais podem acarretar em detecções equivocadas de transitórios eletromagnéticos, problema este, bem conhecido na literatura. Estas técnicas possibilitam detecções de transitórios de forma mais confiável. Porém, assim como para outras técnicas baseadas na transformada de *wavelet*, estes algoritmos requisitam o monitoramento das fases do sistema em estudo, de forma separada, podendo apresentar desempenhos variados dependendo da *wavelet* mãe utilizada, a qual representa os coeficientes dos filtros utilizados no processo de aplicação da TWD e da TWDR.

Tal limitação é mitigada por uma nova metodologia apresentada em Costa, 2014 [49], para cálculo das energias janeladas dos coeficientes *wavelet*, a qual reduz a interferência da *wavelet* mãe sobre o desempenho da TWD e da TWDR, mostrando ser uma técnica que possibilita detecções de transitórios eletromagnéticos bastante precisas. Todavia, requisita, separadamente, o monitoramento das fases do sistema e a utilização de amostras de corrente e/ou tensão de instantes passados, o que aumenta o esforço computacional associado e a complexidade do algoritmo, podendo ser tornar um obstáculo para aplicações *online*.

Em Lopes et al. 2013 [4], é proposta uma nova técnica para detecção de transitórios baseada na transformada de Park (TDQ), a qual possibilita o monitoramento de todas as fases do SEP, de forma simultânea, por meio do processamento apenas dos coeficientes de eixo direto, os quais são obtidos por meio da TDQ. Além disso, os limiares calculados por esta técnica são auto-adaptativos às características do SEP e a detecção de transitórios eletromagnéticos é realizada através da análise das energias janeladas dos elementos incrementais dos coeficientes de eixo direto. Estes dois procedimentos aumentam a confiabilidade da técnica mediante a presença de ruídos elétricos nos sinais avaliados e a precisão na determinação dos instantes de tempo de chegada dos transitórios trazidos pelas OV. Foi apresentado em Lopes, 2014 [13], uma análise comparativa da técnica proposta com outras técnicas convencionais e os resultados demonstram que esta técnica de detecção de transitórios eletromagnéticos baseada na TDQ é mais simples, rápida e apresentou resultados mais precisos, dentre todas as técnicas analisadas. Por este motivo, esta técnica foi definida para compor o

algoritmo de detecção e localização de falha baseado na teoria de OV proposto nesta dissertação.

Outras técnicas para detecção de transitórios, além dos métodos referenciados, também são encontradas na literatura, as quais estão baseadas: na utilização de técnicas baseadas em inteligência artificial [50], na análise dos coeficientes de correlação entre registros de um, dois ou mais terminais [10] e na utilização de filtros digitais [51]. Nesta última, sabe-se que a detecção de transitórios eletromagnéticos tem apresentado bons desempenhos em SEP reais, entretanto, além de requisitar, separadamente, o monitoramento das fases do sistema, atrasos e resposta em frequência com largura de banda limitada são verificados com a utilização dos filtros digitais, sabe-se que isso pode comprometer o desempenho dos localizadores de falhas em determinados casos. Em relação às outras técnicas existentes de detecção de transitórios eletromagnéticos, nota-se que devido elevada complexidade e ao alto esforço computacional associado são pouco utilizadas e têm apresentado aplicação limitada em SEP reais.

1.2.2 Localização de Falhas

São apresentados dois grupos de métodos de localizações de falhas: os baseados em componentes fundamentais, os quais são os mais difundidos pela literatura, e os baseados na teoria de ondas viajantes, que se destacam pela simplicidade e fundamentam o método proposto nesta dissertação.

1.2.2.1 Métodos Baseados em Componentes Fundamentais

Os algoritmos de localização de falhas baseados na análise de componentes fundamentais são os mais difundidos na literatura e os mais utilizados pelas concessionárias de energia elétrica, dado que são relativamente simples, de baixo custo de implementação, exigem baixas taxas de amostragem e, geralmente, pequeno esforço computacional [5]. Neste sentido, os métodos de um terminal foram os primeiros a

surgir, pois sua maior vantagem é a independência de sistemas de comunicação e, por conseguinte, da sincronização de dados.

A exemplo de algoritmo baseado em um método de um terminal, pode ser visto em Takagi et al., 1982 [32], o qual faz uso de dados de pré-falha para minimizar a influência do fluxo de potência do SEP na precisão da estimação do local da falha. Todavia, este método é elaborado admitindo impedâncias de falha puramente resistivas, o que dependendo da natureza do curto-circuito, resulta em uma fonte de erros na sua localização. Além disso, o efeito capacitivo dos condutores não é considerado, pois o algoritmo é baseado na versão mais simples do modelo de LT a parâmetros concentrados. Desta forma, são encontrados maiores erros nas localizações estimadas, para falhas distantes do terminal monitorado. Na literatura são encontrados algoritmos mais recentes que contornam a limitação do modelo de LT, considerando o efeito capacitivo da mesma, porém ainda esbarram na adversidade de avaliar apenas falhas puramente resistivas. Além disso, esta técnica não é adequada para aplicações em tempo real, pois utiliza processos iterativos, que são, geralmente, considerados lentos e mais apropriados para aplicações *off-line* [5].

Ao longo dos anos, com o desenvolvimento de novas pesquisas e o advento da tecnologia, verificou-se a possibilidade de mitigar o impacto das fontes de erro dos métodos de um terminal utilizando de técnicas de dois ou mais terminais, com a possibilidade de medições sincronizadas. De fato, percebe-se que os métodos de dois terminais são os mais discutidos na literatura, pois estes algoritmos demonstraram ser mais confiáveis do que os métodos de um terminal.

Em Lopes et al. 2013 [33], apresenta-se uma análise comparativa entre dois algoritmos de dois terminais desenvolvidos na década de 1990 e utilizados até hoje como base para outros algoritmos de localização de falhas. O primeiro Johns & Jamali, 1990 [34], demonstra boa precisão para localização de falhas e se baseia no modelo de LT a parâmetros distribuídos, porém, demonstra grande sensibilidade a imprecisões nos parâmetros de sequência positiva da LT.

O segundo Girgis et al. 1992 [35], não é afetado pelo parâmetros de sequência positiva, apresentando maior robustez nestes casos de imprecisões nos parâmetros da LT. No entanto, é desenvolvido com base no modelo de LT a parâmetros concentrados para linhas curtas, ignorando-se, o efeito capacitivo das LT. Portanto, em casos

aproximadamente ideais (parâmetros da LT precisos), o método apresenta menos precisão quando comparado com o método citado anteriormente.

Em Tziouvaras et al. 2001 [36], foram propostas técnicas de dois e três terminais, as quais funcionam com ou sem dados sincronizados. Dentre as abordagens propostas, o método de dois terminais se destaca pela simplicidade e precisão, por isso muito referenciado na literatura e usado por várias concessionárias. Essa técnica utiliza componentes simétricas de sequência negativa, afastando problemas com acoplamento mútuo de sequência zero entre fases e com fluxo de potência de pré-falha. Com tudo, é exigido o conhecimento dos parâmetros das fontes equivalentes conectadas nas extremidades da linha monitorada e da própria LT, limitando a aplicação desta técnica quando estes dados não são precisos ou não se encontram disponíveis.

1.2.2.2 Métodos Baseados na Teoria de Ondas Viajantes

A aplicação da teoria de ondas viajantes para análises de distúrbios elétricos é considerada antiga, pois de acordo com AIEE Committee Report, 1955 [37], os primeiros trabalhos que apresentaram métodos deste tipo são da década de 1930, desde então, diversas pesquisas nessa categoria foram realizadas nas décadas seguintes. Na década de 70, surgiram trabalhos que já apresentavam conceitos de proteção relacionados à análise de transitórios eletromagnéticos em forma de ondas viajantes provenientes da própria falha, por exemplo, como em Dommel & Michels, 1978 [38]. Entretanto, por exigirem altas taxas de amostragem para medição adequada destes transitórios, estas técnicas se tornam mais comuns apenas recentemente com o desenvolvimento da tecnologia, a qual permitiu que os medidores digitais obtivessem um aumento considerável das taxas de amostragem.

Em Gale et al. 1993 [9], descreve-se que os métodos baseados na teoria de ondas viajantes podem ser classificados em grupos, segundo o número de terminais monitorados, a utilização de pulsos elétricos para a localização de falhas e a utilização de ondas refletidas no ponto de falha. Os métodos de um terminal, embora não necessitem da sincronização de dados são mais susceptíveis a erros, pois dependem da

detecção de ondas refletidas no local de falha, as quais em determinados casos, podem ser confundidas com ondas refratadas e/ou refletidas de outros pontos do SEP. Deste modo, os métodos de dois terminais baseados na teoria de ondas viajantes, mesmo exigindo a sincronização de dados, são referenciados como sendo os mais simples, robustos e menos susceptíveis a erros, visto que, exigem apenas da detecção do instante de chegada das primeiras ondas eletromagnéticas aos terminais monitorados da LT e não requerem o uso de pulsos elétricos [5].

Os métodos baseados na teoria de ondas viajantes se consolidaram por meio de diversos trabalhos desenvolvidos, os quais visavam à minimização do impacto das fontes de erro citadas anteriormente [39]. Portanto, avanços foram realizados, viabilizando a obtenção de estimativas mais precisas do ponto de falha considerando o uso dos parâmetros da LT no cálculo da velocidade de propagação. No entanto, os equacionamentos propostos consistiam, geralmente, em um procedimento lento, tornando os algoritmos mais adequados para aplicações *off-line*.

No início do segundo milênio, surgem outros trabalhos apresentando algumas melhorias em relação aos anteriores, por exemplo, em Feng et al. 2008 [39], apresenta um método de três terminais que elimina a utilização da velocidade de propagação no cálculo do local da falha. No entanto, embora apresente essa vantagem, verifica-se que a análise de registros oscilográficos derivados de três pontos diferentes do SEP pode tornar o processo de localização de falhas mais lento e complexo, visto que os relés podem se encontrar em subestações distantes entre si, tendo como obstáculo a concentração das informações necessárias para o cálculo da localização da falha. Além disso, o procedimento adotado, para contornar o uso da velocidade de propagação, considera que as velocidades de propagação são iguais em todos os trechos das LT monitoradas, podendo consistir em uma fonte de erros.

Nos últimos anos, tem surgido cada vez mais trabalhos, no sentido de tornar os métodos de dois terminais adequados para aplicações *online* (tempo real), a exemplo do apresentado em Lopes et al. 2013 [42], na qual não requer a sincronização de dados, porém exige um sistema dedicado de comunicação entre os terminais, e em Costa & Souza, 2011 [43], cuja formulação considera a sincronização de dados, ideal para aplicações utilizando PMU, sendo por esse motivo, escolhido como base desta dissertação. Embora os resultados apresentados nestes mencionados trabalhos sejam

satisfatórios, frente a diversas fontes de erro, é proposto nesta dissertação um algoritmo singular que aplica essas técnicas de detecção e localização de falhas considerando o monitoramento de uma grande área de SEP em vez de apenas uma LT, como vem sendo desenvolvidos em praticamente todos os métodos disponíveis na literatura. Para tanto, propõe-se a utilização de um sistema de medição fasorial sincronizado, o qual realizará centralização e sincronização dos dados obtidos das PMU instaladas nos pontos estratégicos de monitoramento, da rede analisada, escolhidos por um processo de alocação de PMU.

1.3 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação é composta por 5 capítulos e organizada de acordo com a estrutura abaixo.

- No Capítulo 2, são abordados alguns dos principais conceitos sobre os modelos de LT, os sistemas de medição fasorial sincronizado e dos métodos de localização de falhas, constituindo uma base teórica do assunto a ser utilizado para o desenvolvimento do objetivo aqui apresentado.
- No Capítulo 3, descreve-se o método proposto para alocação de PMU e localização de falhas baseadas na teoria de ondas viajantes, implementando um algoritmo para detecção de transitórios eletromagnéticos provenientes da falha.
- No Capítulo 4, apresenta-se a configuração e as características do sistema modelado para o estudo de caso realizado neste trabalho e realiza-se a avaliação do método proposto para detecção e localização de falhas baseadas na teoria de ondas viajantes para grandes áreas de SEP, destacando-se analiticamente os resultados obtidos.
- No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões desta dissertação e propostas para trabalhos futuros.
- Nos Anexos A, B, C e D apresentam, respectivamente, a formulação completa da TDQ, os parâmetros do SEP analisado, conceitos relativos à estatística descritiva e a determinação do ângulo da fase A.

CAPÍTULO 2

REVISÃO TEÓRICA

Para auxiliar o entendimento dos aspectos teóricos necessários para compreender todos objetivos dessa dissertação é apresentada uma revisão teórica sobre os modelos de linhas de transmissão mais adequados para os métodos de localização de falhas. Também é realizada uma fundamentação teórica a respeito de alguns métodos de localização de falhas em LT, com ênfase nos baseados em OV e por último, é explanado, sucintamente, o sistema de medição fasorial sincronizado, descrevendo seus principais componentes e sua importância para o método de detecção e localização de falhas proposto neste trabalho.

2.1 Modelos de Linhas de Transmissão

O processo de desenvolvimento de métodos de localização de falhas possui relação direta com modelos de LT. Efetivamente, estes modelos podem representar os fenômenos eletromagnéticos associados à transmissão de energia elétrica de forma mais simplificada ou completa, de tal modo que, dependendo do modelo escolhido como base para a elaboração de um estudo, o objetivo desse possa não ser atingido. Deste

modo, sabe-se que os métodos de localização de falhas disponíveis na literatura se baseiam em dois modelos de LT: modelo a parâmetros concentrados e modelo a parâmetros distribuídos [5], por esse motivo serão apresentados a seguir.

2.1.1 Modelos com Parâmetros Concentrados

O modelo de LT a parâmetros concentrados, na forma mais simples, é representado apenas por sua impedância série Z_L , a qual é calculada de acordo com a frequência fundamental do SEP. Desta forma, o efeito capacitivo da LT é desprezado, de modo que este modelo é considerado apropriado apenas para representação de LT curtas, com comprimentos até 80 km [11].

Sabe-se que a impedância série da LT é composta por uma resistência R_L e por uma reatância indutiva X_L , conforme mostrado na Figura 2.1, onde V_A e V_B são as tensões nos terminais A e B da LT, I_A e I_B são as correntes nos respectivos terminais A e B da LT, ℓ é o comprimento da LT, r e l são, respectivamente, a resistência e indutância série por unidade de comprimento da LT e ω é a frequência angular fundamental do SEP. Em sistemas trifásicos balanceados, Z_L é normalmente representada por uma matriz de ordem 3 [6], conforme equação (2.1):

$$Z_L = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{ba} & Z_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_P & Z_M & Z_M \\ Z_M & Z_P & Z_M \\ Z_M & Z_M & Z_P \end{bmatrix}, \quad (2.1)$$

sendo Z_P e Z_M as impedâncias própria e mútua da LT, respectivamente, para sistemas perfeitamente balanceados, dadas por: $Z_M = (Z_{L0} - Z_{L1})/3$, $Z_P = Z_M + Z_{L1}$, onde Z_{L0} e Z_{L1} são, respectivamente, as impedâncias de sequência zero e positiva da LT.

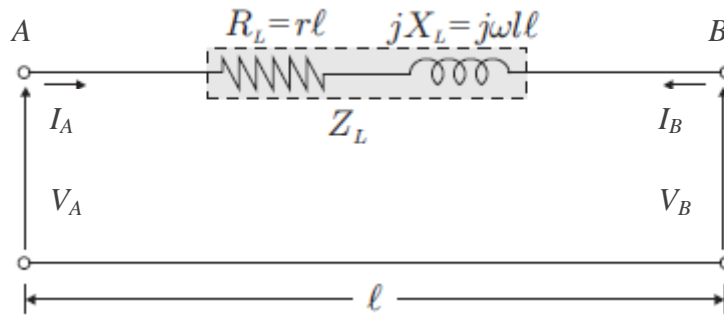


Figura 2.1 – Modelo de LT a parâmetros concentrados para LT curtas [6]

Em linhas de médio comprimento (normalmente entre 80 e 250 km), é usual a inclusão de admitâncias em derivação no modelo a parâmetros concentrados da LT. Normalmente, as condutâncias dessas admitâncias são desprezadas, restando somente às reatâncias capacitivas em derivação para exprimir o efeito capacitivo dos condutores. Para isso, divide-se a admitância em duas partes iguais, as quais são conectadas nas extremidades da LT, conforme ilustrado na Figura 2.2, onde Y_L representa a admitância, sendo g e c , respectivamente, a condutância e a capacitância em derivação, por unidade de comprimento da LT.

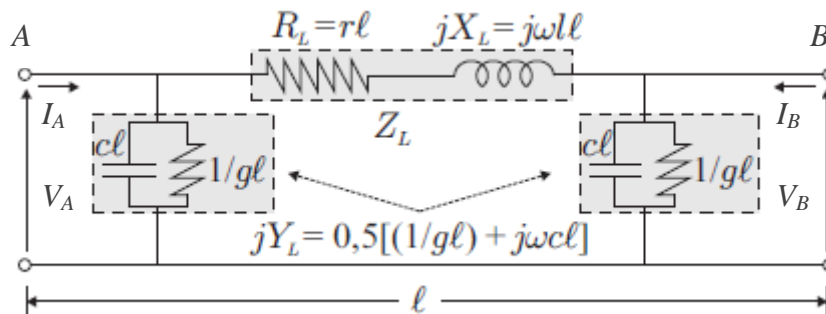


Figura 2.2 - Modelo de LT a parâmetros distribuídos para LT médias [12]

É importante ressaltar que neste modelo de LT, por serem caracterizadas parâmetros concentrados, variações nos sinais de tensão ou corrente no terminal A da linha são instantaneamente transmitidas para o terminal B, o que não ocorre na realidade, visto que essas variações medidas em uma extremidade da LT levam um determinado tempo viajando ao longo do comprimento dos condutores até que sejam percebidas no terminal oposto da LT, em questão [6]. Entretanto, para linhas com pequena extensão, esse tempo de propagação pode ser na maioria dos casos desconsiderado por ser muito pequeno, por isso, são mais adequadas ao modelo de LT a parâmetros concentrados. Porém, para longas LT, torna-se necessário adotar modelos

mais precisos que considerem esse tempo de propagação, a exemplo do modelo a parâmetros distribuídos apresentado na próxima secção.

2.1.2 Modelos com Parâmetros Distribuídos

O modelo de LT a parâmetros distribuídos considera a influência do comprimento dos condutores, desta forma, o efeito do tempo de propagação da LT mencionado acima, é representado. Então, para obter as tensões e correntes ao longo da LT, devem-se conhecer, em pelo menos uma das extremidades da linha, as tensões e correntes e a distância do ponto para o qual estão sendo calculadas as grandezas elétricas desejadas [5].

O modelo de LT referido é ilustrado na Figura 2.3 que apresenta um circuito equivalente de uma LT longa de comprimento ℓ , composto por vários componentes incrementais de uma LT monofásica de comprimento Δx . Nesta figura, encontra-se o ponto X de medição a ser analisado, o qual se encontra localizado a uma distância x do terminal A , onde pode ser calculadas as grandezas de tensão e de corrente em função da distância e do tempo.

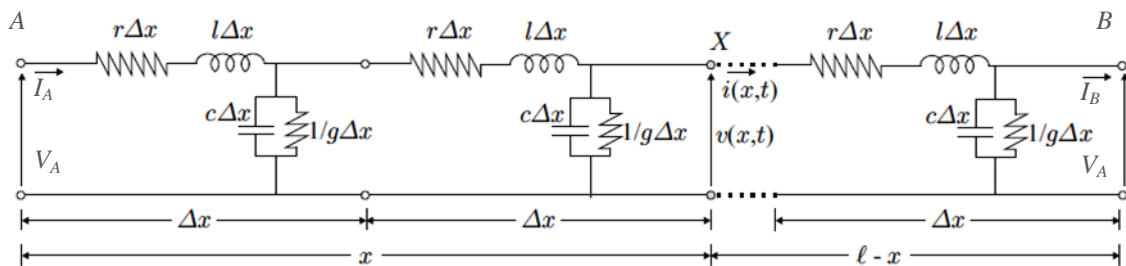


Figura 2.3 - Modelo de LT a parâmetros distribuídos [12]

Para um determinado componente incremental da LT, a tensão $v(x, t)$ e a corrente $i(x, t)$ podem ser associados aos parâmetros da LT através das expressões (2.2) e (2.3) [8]:

$$-\frac{\partial v(x, t)}{\partial x} = r \cdot i(x, t) + l \cdot \frac{\partial i(x, t)}{\partial t}, \quad (2.2)$$

$$-\frac{\partial i(x, t)}{\partial x} = g \cdot v(x, t) + c \cdot \frac{\partial v(x, t)}{\partial t}. \quad (2.3)$$

Onde:

c é a capacitância em derivação, por unidade de comprimento da LT;

r é a resistência série, por unidade de comprimento da LT;

l é a indutância série, por unidade de comprimento da LT.

A resolução das equações (2.1) e (2.2) culmina em um conjunto de expressões equivalentes, apresentadas em (2.4) e (2.5), as quais descrevem as variações de tensão e corrente no espaço e no tempo.

$$\frac{\partial^2 v(x, t)}{\partial x^2} = rg \cdot v(x, t) + (rc + lg) \cdot \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} + lc \cdot \frac{\partial^2 v(x, t)}{\partial t^2} \quad (2.4)$$

$$\frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial x^2} = rg \cdot i(x, t) + (rc + lg) \cdot \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} + lc \cdot \frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial t^2} \quad (2.5)$$

Onde:

g é a condutância em derivação, por unidade de comprimento da LT.

Considerando uma LT sem perdas (ou seja, $r = g = 0$), obtém-se das expressões (2.4) e (2.5) as expressões abaixo, as quais são denominadas equações de onda das tensões e correntes.

$$\frac{\partial^2 v(x, t)}{\partial x^2} = lc \cdot \frac{\partial^2 v(x, t)}{\partial t^2} \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial x^2} = lc \cdot \frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial t^2} \quad (2.7)$$

O sistema de equações representado pelas expressões (2.6) e (2.7) pode ser representado, por uma solução geral, de forma simplificada [8], conforme abaixo.

$$v(x, t) = f_1 \left(t - \frac{x}{v_p} \right) + f_2 \left(t + \frac{x}{v_p} \right) \quad (2.8)$$

$$i(x, t) = \frac{1}{Z_c} \left[f_1 \left(t - \frac{x}{v_p} \right) - f_2 \left(t + \frac{x}{v_p} \right) \right] \quad (2.9)$$

Onde:

$Z_c = \sqrt{\frac{l}{c}}$, representa a impedância característica da LT sem perdas;

$v_p = \sqrt{\frac{1}{lc}}$, representa a velocidade de propagação das ondas para uma LT sem perdas.

Analisando as expressões (2.8) e (2.9) percebe-se que as mesmas representam a superposição de duas ondas, onde as funções f_1 e f_2 são interpretadas como ondas eletromagnéticas que trafegam em sentidos opostos ao longo do comprimento da LT. Admitindo que f_1 se propaga no sentido do terminal A para o B (sentido positivo do eixo x) e f_2 no sentido do terminal B para o A (sentido negativo do eixo x), f_1 e f_2 são denominadas de ondas progressivas e ondas regressivas, respectivamente, cuja polaridade e sentido de propagação são ilustrados na Figura 2.4.

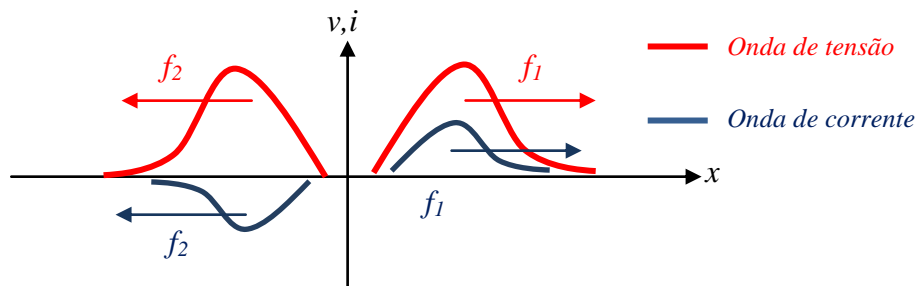


Figura 2.4– Ondas progressivas e regressivas [8]

Essas últimas expressões explicam o fato das variações de tensões e correntes no ponto X não serem instantaneamente percebidas nos terminais monitorados da LT, pois essas variações se propagam em forma de ondas eletromagnéticas ao longo dos condutores. Portanto, ao analisar longas LTs, torna-se obrigatório o uso do modelo de linha a parâmetros distribuídos para abranger tais características.

De acordo com as expressões anteriormente apresentadas, as tensões e correntes no ponto X dependem da distância x do terminal A . Dessa forma, por meio deste modelo de LT, tornar-se possível avaliar as tensões e correntes do sistema monitorado sem desprezar os efeitos das ondas viajantes na LT, cuja representação é indispensável para os métodos de localização de falhas em LT. Portanto, os conceitos apresentados nesta subseção têm sido, contemporaneamente, utilizados como base para a elaboração de

diversos métodos de localização de falhas, inclusive será também adotado para o método proposto nesta dissertação.

2.2 Métodos de Localização de Falhas em LT

Os métodos de localização de falhas podem ser classificados em quatro grupos, são eles: baseados em componentes fundamentais; baseados em componentes de alta frequência; baseados em inteligência artificial; e baseados na teoria de ondas viajantes. Da literatura, percebe-se que os grupos citados requerem procedimentos comuns que podem ser enquadrados em duas grandes classes, as quais envolvem a análise de transitórios provenientes da falha e de componentes de frequência fundamental [5].

2.2.1 Métodos Baseados na Análise de Transitórios da Falha

A análise de transitórios provenientes da ocorrência e isolamento de distúrbios em LT constitui a base dos localizadores de falhas baseados na análise de componentes de alta frequência e na teoria de ondas viajantes. Conforme visto na Seção 2.1.2, os transitórios nos sinais de tensão e corrente em um determinado ponto de uma LT se propagam como ondas eletromagnéticas a uma velocidade aproximadamente igual à velocidade da luz (300.000 km/s) [8].

Para as análises requeridas por esses métodos, ilustra-se na Figura 2.5 o diagrama de reflexões das ondas progressivas e regressivas relativas a uma falha sucedida no ponto F de uma LT de comprimento ℓ , a uma distância x do terminal A . O diagrama ilustra os instantes de chegada das ondas viajantes incidentes (t_{11} e t_{21}), refletidas (t_{12} , t_{22} e t_{23}) e refratadas no ponto de falha (t_{21r} , t_{22r} e t_{11r}) medidos nos terminais da A e B da LT.

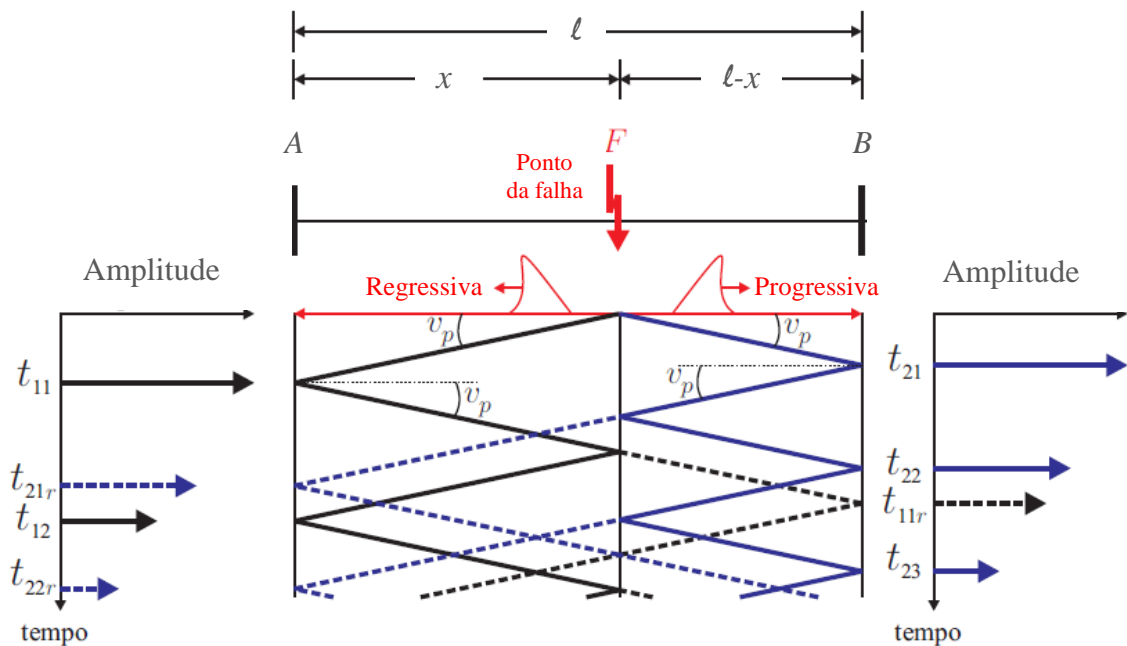


Figura 2.5 – Diagrama de reflexões de uma falha [4]

Métodos baseados na teoria de ondas viajantes são desenvolvidos a partir das treliças formadas pelos diagramas que representam a propagação dos transitórios ao longo do comprimento da LT [5]. Portanto, diante de informações como: os instantes de tempo da incidência das ondas viajantes aos terminais monitorados, o comprimento da linha e velocidade de propagação, torna-se possível obter uma formulação matemática que permite associar a distância x do ponto de falha aos instantes de chegada das ondas viajantes nos terminais da LT [9]. Desta forma, para aplicação dos métodos baseados na teoria de ondas viajantes, torna-se imprescindível o instante de detecção dos transitórios de falha. Faz-se, então, o uso de dados sincronizados de dois ou mais terminais monitorados. Neste cenário, sabe-se que quanto mais preciso for o valor do instante de tempo de incidência das ondas viajantes nas extremidades da LT, mais confiável torna-se o método de localização de falhas. Esse fato tem motivado inúmeras pesquisas para encontrar soluções práticas para detecção rápida de transitórios [4][10].

Outros métodos de localização de falhas em LT podem ser realizados através da análise de transitórios, verificando as frequências dominantes das ondas viajantes incidentes nas extremidades da linha. Os métodos de localização de falhas baseados na análise de componentes de alta frequência utilizam esse procedimento de identificação das frequências dominantes e por não requererem análises no domínio do tempo, a sincronização de dados não é necessária [5].

Analisando a Figura 2.5, percebe-se que quanto mais perto for a falha do terminal monitorado, maior será o número de reflexões das ondas viajantes entre o ponto de falha e o ponto de medição, acarretando em uma maior frequência dominante dos transitórios derivados da falha e de sua isolação. Este fenômeno permite o desenvolvimento de formulações matemáticas que associam as frequências dominantes das ondas viajantes com a distância x do ponto de falha [5][7].

Neste contexto, o fato de que o procedimento para a localização da falha através dos métodos baseados na análise de componentes de alta frequência trata-se de uma análise espectral dos transitórios durante e/ou após a ocorrência da falha, tornando esses métodos inaplicáveis, no que se refere a aplicações em tempo real, pois exigem o conhecimento das tensões e correntes durante todo o período da falha, necessitam de altas taxas de amostragem para representação segura das altas frequências e, normalmente, grande esforço computacional para realização da análise espectral dos transitórios [5][7].

Por último, observa-se que os métodos de localização de falhas baseados em inteligência artificial se distinguem pelo reconhecimento de padrões nos sinais de tensão e corrente, sejam eles associados às componentes fundamentais ou aos transitórios no período da falha. Deste modo, as análises exigidas por esses métodos são semelhantes às mencionadas anteriormente neste capítulo, no entanto, adicionalmente, apresentam técnicas de reconhecimento dos padrões em registros oscilográficos da falha, baseadas no uso de redes neurais artificiais ou na utilização da lógica nebulosa (lógica *fuzzy*) ou em algoritmos genéticos. Na generalidade, essas técnicas são complexas e exigem um grande esforço computacional associado para a determinação do local do ponto x de falha [5], portanto, não serão tratadas nesta dissertação.

2.2.1.1 Ondas Viajantes

A teoria de Ondas viajantes está relacionada com a ocorrência de uma perturbação (falha, chaveamento, descarga elétrica atmosférica, etc.) na LT, ou seja, quando ocorre um distúrbio ao longo de uma LT, são introduzidas, nos sinais de tensão e corrente, frequências que distorcem sua forma de onda senoidal e viajam para os terminais da LT com velocidade de propagação aproximadamente igual à velocidade da luz. Uma vez que se sabe a velocidade de propagação da OV e seus instantes de tempo de chegada aos terminais na LT monitorada, a distância da falha pode ser estimada.

A velocidade com que a onda se propaga na LT está relacionada à constante de propagação (γ), que caracteriza a maneira pela qual uma onda se propaga ao longo da mesma. Esta constante é determinada pelos parâmetros da LT, os quais são dados por unidade de comprimento da LT, como mostra a expressão (2.10) [6].

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)}. \quad (2.10)$$

Onde:

R é a resistência;

L é a indutância;

C é a capacitância;

ω é a frequência angular.

Sendo γ composta de uma parte real, α , chamada de constante de atenuação e de uma parte imaginária, β , chamada de constante de fase, esta última é importante na determinação do comprimento de onda λ , pela equação (2.11).

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} \text{ [unidade de comprimento da LT]} \quad (2.11)$$

Logo, a velocidade de propagação (v_p) de um sinal ao longo de uma LT, pode ser determinada pela equação (2.12).

$$v_p = \frac{2\pi \cdot f}{\beta} \text{ [unidade de comprimento da LT/s]} \quad (2.12)$$

Onde:

f é a frequência fundamental do SEP analisado.

Considerando-se as perdas elétricas na LT desprezíveis, visto que, os parâmetros de resistência (R) e condutância (G) normalmente são muito menores que os capacitivos (C) e indutivos (L), resulta-se na expressão simplificada da v_p , apresentada na equação (2.13).

$$v_p = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.13)$$

O valor numérico da expressão (2.13), para condutores isolados a ar, é de aproximadamente 3.10^8 m/s, o qual é equivalente à velocidade da luz no espaço livre. De fato, os isolantes sólidos apresentam constantes dielétricas maiores e juntamente com as perdas elétricas na LT promovem a redução dessa velocidade de propagação [11]. Desta forma, como as LT aéreas são basicamente constituídas de cabos de alumínio sem isolantes, considerando somente o ar como meio isolante, a v_p das OV pode se aproximar à velocidade da luz. Em Lopes, 2014 [13], apresenta-se uma análise detalhada da influência de aproximações típicas da v_p em relação à localização de falhas baseada na teoria de OV, demonstrando que essa aproximação, na maioria dos casos, é bastante aceitável.

2.2.1.2 Método Localização de Falhas de Dois Terminais

Conhecendo-se a v_p , o comprimento e os instantes de tempo de chegada da OV incidente nos terminais da LT, torna-se possível estimar o local da falha por meio da equação (2.14) [5]. A Figura 2.6 ilustra a ocorrência de uma falha na LT produzindo uma a OV progressiva (em direção a B) e uma regressiva (em direção a A), os instante de tempo das OV incidentes são registrados em cada terminal, conforme pode ser visto no diagrama simplificado de reflexões.

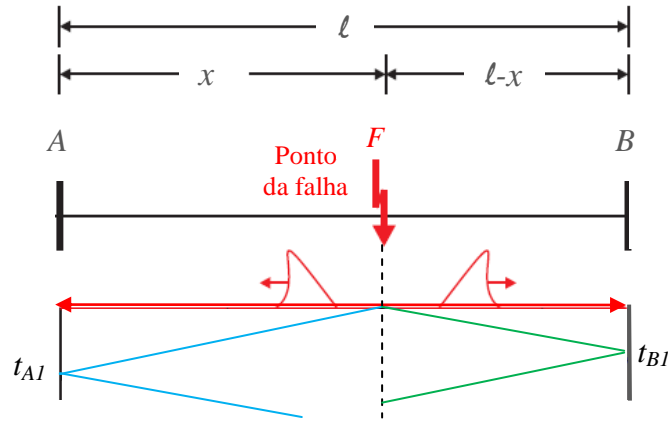


Figura 2.6 – Propagação das ondas viajantes em direção aos terminais da LT [4]

$$x_{AF} = \frac{\ell - (t_{B1} - t_{A1}) \cdot v_p}{2} \quad (2.14)$$

Onde:

x_{AF} é a distância de falha estimada no sentido do terminal A para a terminal B;

ℓ é o comprimento da LT;

t_{A1} é o instante de tempo de chegadas das OV incidente no terminal A;

t_{B1} é o instante de tempo de chegadas das OV incidente no terminal B;

v_p é a velocidade de propagação das OV.

Através da equação (2.14), podemos destacar que a diferença dos instantes de tempo com que as OV chegam aos dois terminais da LT é a principal informação para a estimação do ponto da falha, por isso, uma detecção rápida, das OV incidentes nos terminais da LT, é crucial para que o método de localização de falhas baseado na teoria de ondas viajantes seja preciso.

Uma vez que os parâmetros da LT não são conhecidos ou não são precisos, existe a impossibilidade do cálculo da velocidade de propagação por meio da equação (2.13), nestes casos, recomenda-se que v_p a ser considerada no cálculo da localização de falhas por OV, seja igual a 98% da velocidade da luz [51], esta aproximação é bastante utilizada em dispositivos localizadores reais.

O método proposto nesta dissertação, considera que os instantes t_{AI} e t_{BI} são detectados individualmente, em cada terminal monitorado do SEP analisado, de forma que a sincronização de dados é fundamental para garantir estimativas confiáveis do local da falha. Além de um sistema de referência global de tempo (GPS) individual, é necessário um canal de comunicação entre os dois terminais e uma central, a qual organizará as informações recebidas dos terminais monitorados e realizará a sincronização dos dados, para que seja possível obter entradas confiáveis para a aplicação deste método. Para obtenção de resultados satisfatórios, é mandatório que o modelo matemático da LT seja a parâmetros distribuídos para que possa ser bem representado o comportamento transitório de uma onda na LT, permitindo assim, que a teoria de OV seja corretamente aplicada [6].

2.2.2 Métodos Baseados na Análise da Componente Fundamental

A análise das componentes de frequência fundamental é base para vários métodos de localização de falhas e se fundamenta no cálculo dos fasores fundamentais do SEP, o que possibilita mensurar as variações dos fasores (módulo e ângulo) de tensões e/ou correntes durante a ocorrência de uma falha. Tal propósito é alcançado usando algoritmos de estimação de fasores, pois na maioria dos casos, apenas as amostras dos sinais analisados são conhecidas. Assim sendo, uma vez calculados, os fasores fundamentais são utilizados como as entradas dos algoritmos de localização de falhas, cujas expressões, dependem do modelo da LT adotado (parâmetros distribuídos ou concentrados).

Com o incremento da tecnologia digital, em aplicações de sistemas de proteção, foram desenvolvidos os primeiros algoritmos para estimação de fasores, durante a década de 70. Fundamentalmente, esses algoritmos conseguem estimar módulo e fase de sinais periódicos por meio de um conjunto de amostras do sinal analisado. Entre os métodos disponíveis na literatura pode-se encontrar os baseados na Transformada *Wavelet* [15], nos filtros de Fourier [16] e na teoria dos mínimos quadrados [18].

Todos os algoritmos de estimação de fasores, mencionados, requerem a digitalização e posteriormente o ajuste dos sinais analógicos a serem estimados em janelas de tempo, mesmo que esses algoritmos apresentem equacionamentos distintos entre si. A inicialização do processo de digitalização dos sinais analógicos dá-se na limitação da banda de frequência do sinal analisado, com propósito de evitar erros no processo de amostragem do sinal em virtude da sobreposição de espectros [16]. Tal solução pode ser obtida, empregando filtros analógicos passa-baixas, chamados de filtros *anti-aliasing*, cuja frequência de corte deve ser menor que a metade da frequência de amostragem usada no processo de conversão A/D dos sinais analisados, segundo o teorema de Nyquist [17].

Dispondo das amostras das formas de onda em questão inicia-se o processo de janelamento dos sinais. Este passo é essencial para a estimação do módulo e fase de componentes de frequência fundamental, sabendo-se que os algoritmos de estimação fasorial usam como entrada um conjunto específico de amostras do sinal a ser estimado, o qual é chamado de *janela de dados*. A cada instante de amostragem, essa janela de dados desloca-se pelo sinal de tal forma que, à medida que uma nova amostra é incluída em seu conteúdo a amostra mais antiga deixa de fazer parte dessa janela [16].

A estimação do módulo e da fase do sinal analisado na frequência fundamental é realizada a cada atualização da janela de dados. É importante observar que durante o início da ocorrência de uma falha, inicia-se uma fase de transição, a qual abrange o período em que as janelas possuem amostras do sinal sem e com a presença da falha e cuja duração será determinada pelo tamanho da janela utilizada. Esse cenário é indesejável, pois os algoritmos de estimação de fasores executam o cálculo correto das componentes fundamentais quando na referidas janelas de dados englobem somente amostras do sinal com ou sem a presença da falha [13].

Desta forma, os fasores estimados obtidos durante o período de transição não podem ser usados como entradas dos métodos de localização de falhas baseados na análise da componente de frequência fundamental, isso tem incentivado o desenvolvimento de técnicas de estimação de fasores considerando janelas curtas, para as quais o período de transição da falha nas janelas de dados seja o menor possível [16].

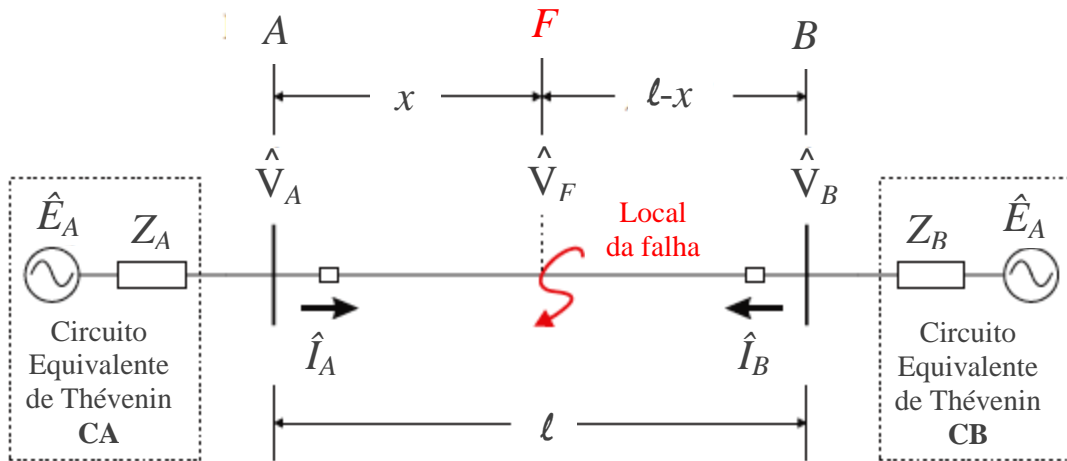


Figura 2.7 – Digrama unifilar do SEP em análise [33]

A Figura 2.7 ilustra a ocorrência de uma falha em um SEP que consiste basicamente em uma LT de comprimento ℓ que conecta a *Barra A* até a *Barra B*. Sendo, \hat{V}_F o fasor fundamental da tensão no local de falha F , o qual se encontra a uma distância x da *Barra A*, \hat{V}_A e \hat{I}_A , respectivamente, os fasores fundamentais de tensão e corrente na *Barra A*, \hat{V}_B e \hat{I}_B , respectivamente, os fasores de tensão e corrente na *Barra B* e, por fim, CA e CB representam os circuitos equivalentes de Thévenin dos sistemas conectados aos terminais da LT.

Utilizando o método de localização de falhas para LT monitoradas em dois ou três terminais, usando dados sincronizados, proposto em Girgis et al. 1992 [35] pode-se demonstrar, de forma geral, como as falhas são localizadas nos métodos baseados na análise das componentes fundamentais. Tal método é fundamentado no cálculo do fasor de tensão \hat{V}_F do local de falha F , considerando apenas a impedância série da LT e conhecendo-se os fasores \hat{V}_A , \hat{I}_A , \hat{V}_B e \hat{I}_B das grandezas de fase, pode-se determinar as equações (2.15) e (2.16) [35].

$$\hat{V}_F^{abc} = \hat{V}_A^{abc} - xZ_{abc}\hat{I}_A^{abc} \quad (2.15)$$

$$\hat{V}_F^{abc} = \hat{V}_B^{abc} - (\ell - x)Z_{abc}\hat{I}_B^{abc} \quad (2.16)$$

Onde:

\hat{V}_F^{abc} é o vetor com os fasores das tensões de fase no ponto de falha;

$V_A^{abc}, V_B^{abc}, I_A^{abc}$ e I_B^{abc} são os vetores dos fasores de tensão e corrente medidos nas barras A e B;

Z_{abc} é a matriz da impedância série da LT por unidade de comprimento.

Igualando as equações (2.15) e (2.16) pode-se obter a equação (2.17), a qual pode ser reescrita na forma da equação (2.18).

$$V_A^{abc} - xZ_{abc}I_A^{abc} = V_B^{abc} - (\ell - x)Z_{abc}I_B^{abc} \quad (2.17)$$

$$Y = M \cdot x \quad \text{ou} \quad \begin{bmatrix} Y_a \\ Y_b \\ Y_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_a \\ M_b \\ M_c \end{bmatrix} \cdot x \quad (2.18)$$

Onde:

$$M_j = \sum_{i=a,b,c} Z_{ji} (I_A^i + I_B^i), \text{ para } j = a, b, c; \quad (2.19)$$

$$Y_j = V_A^i + V_B^i + \ell \sum_{i=a,b,c} (Z_{ji} I_B^i), \text{ para } j = a, b, c. \quad (2.20)$$

A matriz de impedância série Z_{abc} é calculada a partir dos parâmetros de sequência zero e positiva da LT, conforme descrito na equação (2.1). A equação (2.18) pode ser resolvida através do método dos mínimos quadrados e assim a localização da falha pode ser estimada pela equação (2.21) [35].

$$x = (M^+ M)^{-1} M^+ Y \quad (2.21)$$

Sendo, M^+ a matriz transposta conjugada de M .

2.3 Sistema de Medição Fasorial Sincronizado

O surgimento das redes inteligentes ou *smart grids* proveu muitas soluções e desafios no âmbito das aplicações e desenvolvimentos associados à proteção, monitoramento e controle dos SEP. Os frequentes avanços das tecnologias dos meios de comunicação e dispositivos medição motivaram o desenvolvimento das proteções baseadas em sistemas de medições de grandes áreas (*Wide Area Measurement Systems – WAMS*), promovendo a aplicabilidade do sistema de proteção de grandes áreas (*Wide Area Protection System – WAPS*) [19].

O WAPS é um conceito que vem sendo utilizado em diversas aplicações, como por exemplo, para melhorar o desempenho da proteção e do monitoramento associado à estabilidade dos SEP. Dentre as principais aplicações, em condições normais de operação, ou seja, sem a presença de distúrbios, pode-se destacar que o WAPS deverá prover o monitoramento do SEP e notificar a operação sobre a ocorrência de distúrbios. Neste contexto, perante a presença da falha, o WAPS deverá tomar decisões, dependendo da aplicação requerida, para localizar e eliminar a falha, protegendo e promovendo medidas para acelerar a restauração do SEP [20].

O sistema de medição fasorial sincronizado (SMFS) é um elemento fundamental para o WAMS, o qual é composto por quatro partes principais para seu funcionamento: unidade de medição fasorial (*Phasor measurement unit – PMU*), redes de comunicação, concentrador de dados fasoriais (*Phasor Data Concentrator – PDC*) e a aplicação, esta última refere-se ao processamento desses dados para um determinado destino (monitoramento, controle, proteção, etc.) [23]. Desta forma, torna-se necessária uma discriminação mais detalhada destes principais componentes, para auxiliar a sua compreensão.

A abordagem deste assunto, nesta dissertação, será baseada em sua potencial aplicação em métodos de detecção e localização de falhas baseado na teoria de ondas viajantes por meio de PMU na aplicação de grandes áreas de SEP, tema deste trabalho.

2.3.1 Principais Componentes do SMFS

As PMUs medem fasores (módulo e ângulo) de tensão e corrente com alta precisão, desta forma, podem fornecer uma base de dados para o WAMS. Os fasores mensurados são sincronizados através de uma etiqueta de tempo, a qual é provida através do sistema de posicionamento global (*Global Positioning System* – GPS). De forma sucessiva, os fasores são coletados das PMUs, alocadas em subestações geograficamente afastadas, e enviados, através de um sistema de comunicação, para o PDC, o qual recebe esses dados os organiza de acordo com a etiqueta de tempo provida pelo GPS e os disponibiliza de acordo com a requerida aplicação. A Figura 2.8 ilustra esta estrutura do SMFS, cada componente deste sistema será descrito nas seguintes subseções.

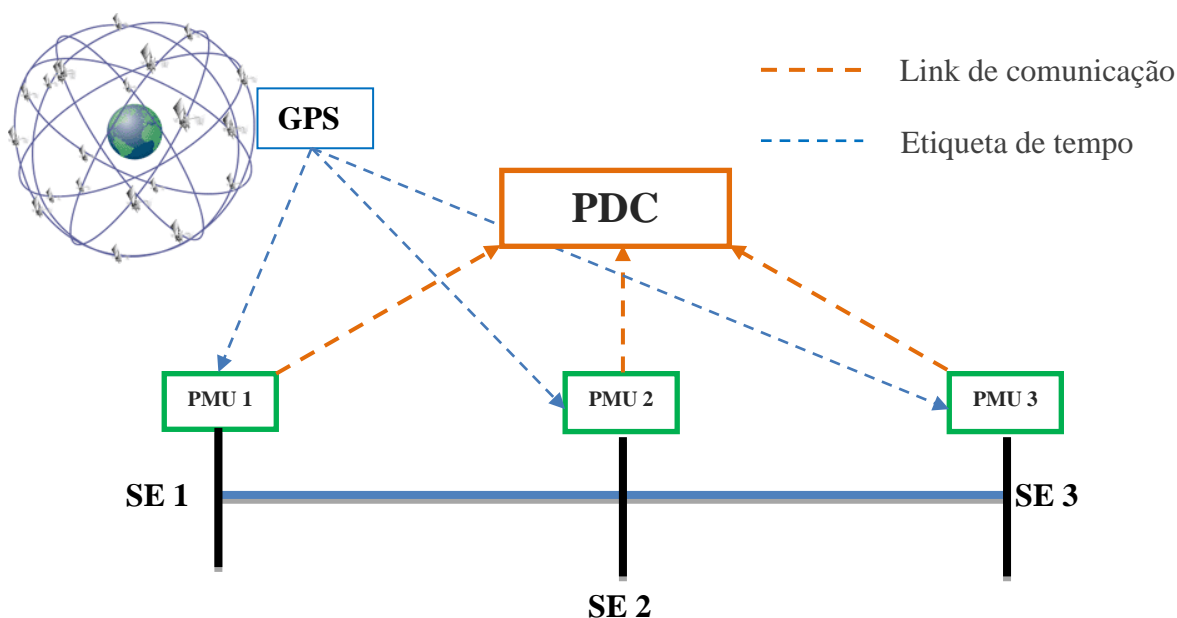


Figura 2.8 – Representação de SMFS [41]

2.3.1.1 Global Positioning System

O *Global Positioning System* (GPS) é um sistema de posicionamento, navegação e coordenação de tempo, disponibilizado pelos Estados Unidos gratuitamente. Este sistema é formado por um conjunto de 27 satélites (27 em operação e 4 extras para o caso de um dos satélites sair de operação), orbitando a 20.350 km da superfície terrestre [21], os quais são responsáveis por fornecer informações precisas de tempo e de

coordenadas espaciais (altitude, latitude e longitude) de receptores posicionados na superfície da Terra.

O fato de ser um sistema gratuito, aberto e seguro, fez o GPS ser um componente essencial para a infraestrutura global da informação e conduziu ao desenvolvimento de diversas aplicações, inclusive em SEP. Após recorrentes casos de blecautes nos SEP, as concessionárias de energia passaram a utilizar dispositivos de sincronização de tempo com base no GPS em suas subestações e usinas. Visto que, este componente permite uma melhor análise dos eventuais distúrbios, percebendo, por exemplo, como os mesmos se propagam ao longo do sistema [21].

Apesar do GPS ser usado majoritariamente para determinar as coordenadas do receptor, o dado mais importante para as PMUs é o sinal de um pulso por segundo (PPS), o qual consiste de um trem de pulsos retangulares a uma frequência de 1 Hz, que fornece a desejada referência de tempo. O Tempo Universal Coordenado (*Universal Time Coordinated* – UTC), usado como base de tempo do GPS, consiste no fuso horário de referência a partir do qual se calculam todas as outras zonas horárias mundiais, ou seja, utilizando o GPS, as PMUs possibilitam determinar os fasores de tensão e corrente do SEP com relação a uma referência fixa no tempo [22]. Sabe-se, que a medida de tempo tem a precisão de 1 μ s, ou seja, considerando sistemas com frequência fundamental de 60 Hz, obtém-se uma precisão de 0,0022° [26].

2.3.1.2 Unidades de Medição Fasorial

A Unidade de Medição Fasorial (PMU) é um dispositivo que é capaz de medir os fasores de corrente e tensão de forma sincronizada, os quais são obtidos por meio da amostragem dos sinais de corrente e tensão do mesmo instante de tempo, utilizando um sinal de sincronismo fornecido pelo GPS. O processo de funcionamento da PMU é ilustrado na Figura 2.9, e se assemelha à de um relé digital, visto que, se inicia com aquisição e filtragem dos sinais de entrada, seguindo pela sincronização e digitalização do sinal e, por fim, a extração do sinal fasorial [27].

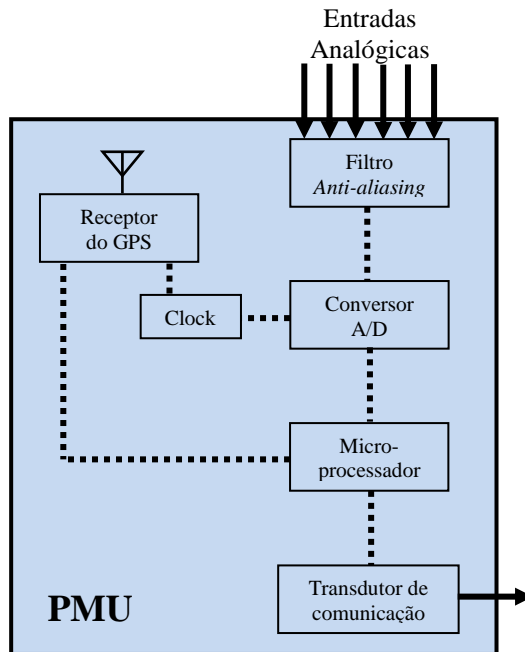


Figura 2.9– Estrutura básica de uma PMU [27]

O hardware da PMU contém um receptor de GPS interno, o qual decodifica o sinal recebido e produz outro sinal, que pode ser interpretado como um código pulsado que possui informações de tempo e data, e é atualizado a cada segundo e transmitido por meio de uma portadora de dados.

Os ruídos presentes nos sinais de corrente e tensão da entrada analógica são filtrados pelo filtro *anti-aliasing*. Este processo de filtragem é aplicado, de acordo com o Teorema de Nyquist, com o intuito de retirar as componentes cuja frequência seja maior ou igual a duas vezes a mais alta componente de frequência contida neste sinal [22]. Este procedimento é importante, visto que evita o efeito da sobreposição de espectros (*aliasing*), que consiste na interpretação errônea de componentes de alta frequência como os componentes de baixa frequência, assim como, também remove sinais indesejados [13].

Os sinais filtrados são discretizados por meio do conversor Analógico-Digital (A/D). A frequência de amostragem considerada neste processo de conversão determinará a frequência de corte do filtro anti-aliasing, que corresponde a mais alta componente de frequência contida no sinal avaliado. Com o advento da tecnologia e desenvolvimento dos conversores e microprocessadores, as novas PMUs operam com uma taxa típica de 256 amostras por ciclo de frequência nominal [23], isso significa um bom avanço, considerando que as primeiras PMUs apresentavam uma taxa de amostragem de 12 amostras por ciclo de frequência nominal [27].

O microprocessador é o dispositivo responsável pela execução do cálculo dos fasores de corrente e tensão por meio da Transformada Discreta de Fourier (TDF). Depois de todo o processo descrito, os fasores obtidos são enviados ao PDC, e, finalmente, utilizados para as aplicações aos quais são requeridos.

De fato, a implementação das PMUs conferiu uma grande melhora na confiabilidade das aplicações para as quais são requisitados, oferecendo monitoramento sincronizado no tempo e uma alta resolução das informações, sobre grandes áreas do SEP, em tempo real [23]. Ainda assim, o sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) é o atual responsável pelo monitoramento do SEP. No entanto, este sistema possui uma alta latência, obrigando os sistemas de proteção e controle a fazer algumas suposições em seus cálculos e análises, antes de tomar decisões [24]. Entretanto, com o surgimento dos WAMS baseados na tecnologia de medições fasoriais sincronizadas aliada com incremento da transmissão de dados por links de comunicação velozes (rápidas taxas de transmissão), o cenário de monitoramento da rede está sofrendo mudanças. Portanto, verifica-se a grande utilidade que a PMU e os demais componentes do SMFS tem se tornado para o monitoramento e conseqüentemente para aplicações em sistemas de proteção e controle do SEP.

2.3.1.3 O Concentrador de Dados Fasoriais

O concentrador de dados fasoriais ou PDC (*Phasor Data Concentrator*) tem como propósito, receber todos os fasores sincronizados enviados pelas PMU, os quais são organizados de acordo com as etiquetas de tempo, disponibilizados de acordo com as aplicações requeridas e, por último, armazenados para futuras análises ou apenas para registro histórico. O PDC, em sua origem, possuía apenas a função de organizar e monitorar todas as medidas do SEP, visto que, era o único dispositivo em comum na comunicação com os demais componentes do SEP. No entanto, com o desenvolvimento dos sistemas de medição, novas aplicações vêm sendo acrescentadas nas funções do PDC, de modo que, o mesmo já é utilizado para a manipulação e o armazenamento de dados [24].

Uma das grandes vantagens da aplicação dos recursos PDC é a possibilidade de detecção de situações críticas, como, por exemplo, perceber a instabilidade de tensão e a

oscilação de potência, viabilizando ações em tempo hábil de mitiga-las. Alguns PDCs podem atuar como super PDCs, dependendo do tamanho e da arquitetura do SEP supervisionado. Neste caso, o super PDC assume a função de coletar dados provenientes de outros PDC, conectados entre si, constituindo uma grande base dados (*Big Data*) para análises [25], conforme ilustra a Figura 2.10.

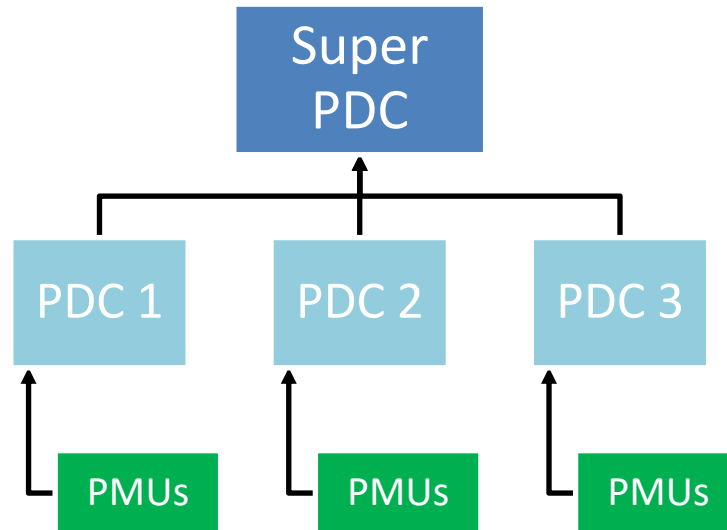


Figura 2.10– Arquitetura básica de uma estrutura com super PDC [25]

2.3.1.4 Sistema de Comunicação e Transferência de Dados

O sistema de comunicação e transferência de dados é peça tão importante quanto os outros componentes do SMFS. Estabelecer um caminho de transferências de dados rápido e confiável entre as PMUs e o PDC é um grande desafio para o desenvolvimento das redes de comunicação para as requeridas aplicações do WAMS. Destaca-se a importância de dois aspectos associados à transferência de dados: a capacidade de transmissão e a latência. Esse último, se refere ao tempo decorrido entre o instante que o dado é criado e quando o mesmo está disponível para sua requerida aplicação. O primeiro aspecto se trata da capacidade máxima de transferência de dados do canal de comunicação adotado, denominada taxa de transferência.

No sentido de especificar e padronizar a forma como a PMU é usada e aplicada nos SEP, inclusive em relação aos meios de comunicação e transferência de dados, foi

criada a norma IEEE C37.118.1 – 2011 [26], a qual descreve que cada pacote de dados enviados pela PMU pode ser composto por quatro tipos de mensagens, as quais são:

- *Head Frame*: contém a descrição da PMU (enviado somente uma vez);
- *Command Frame*: serve para controlar a operação das PMU (enviado do PDC para as mesmas);
- *Configuration Frame*: representa a configuração completa das PMUs e PDC, englobando as informações necessárias para decodificar as mensagens (enviado apenas quando há mudanças no sistema);
- *Data Frame*: constitui o fluxo de dados em tempo real, formado pelas medidas, enviado das PMUs para o PDC, durante a operação do SEP.

Ressaltar-se que, apenas o *Data Frame* é transmitido em condições normais de operação do sistema supervisionado.

O tamanho da mensagem varia de acordo com o número de fasores e dos dados analógicos e digitais a serem transmitidos. Os dados transmitidos podem corresponder desde os valores analógicos e digitais dos fasores medidos até frequência e taxa de mudança de frequência. Além disso, para transmissão de um único fasor em formato de número real a mensagem transmitida terá o tamanho de 38 bytes, e no formato de número inteiro terá 30 bytes [28].

A largura de banda é a taxa de transferência de dados do canal de comunicação adotado, ou seja, é a medida da capacidade de transmissão. A referida norma descreve que o tamanho das mensagens, a taxa de transmissão e os gastos de comunicação determinarão a largura de banda utilizada no sistema de comunicação das PMUs. Para SEP com frequência nominal de 60 Hz, as taxas típicas de reportagem de dados variam 10 até 60 pacotes de dados por segundo [26]. Com desenvolvimento da tecnologia e o surgimento do conceito dos WAMS, a infraestrutura dos SEP tem sido atualizada com canais de comunicação com largura de banda cada vez maior, motivado também pelo crescimento dos sistemas utilizando PMU para medições e monitoramento [29].

Em relação à latência, as suas principais causas podem ser advindas dos seguintes aspectos: tamanho da janela de amostragem, filtragem das medidas, processamento da PMU, processamento e alinhamento do PDC, saída serial, sistema de comunicação (entrada e saída), distância, *buffer* e correção do erro do sistema de

comunicação e por último, atrasos computacionais na aplicação. Os dois primeiros aspectos são, respectivamente em ordem decrescente, os que mais podem adicionar latência no sistema de comunicação. No entanto, observando a variação dos valores típicos de cada aspecto, verifica-se que a menor latência somando a parcela de cada aspecto é da ordem de 30 milissegundo (ms) e a máxima de 10 segundos (s) [26].

Tais aspectos apresentados influenciam fortemente na escolha do meio de comunicação. Considerando isso para as aplicações que não exigem grandes volumes de dados e um tempo de resposta mais lento, os tipos de canais de comunicação que podem ser utilizados são: circuitos de telefone, canais de micro-ondas ou PLC (Power Line Carrier) [28]. Por outro lado, para aplicações que exigem uma quantidade considerável de dados, com baixa latência, o melhor meio de comunicação para estes casos são os cabos de fibra óptica, os quais possuem uma alta taxa de transferência, alta largura de banda e proteção contra interferência eletromagnética [27].

É importante destacar que, devido ao mencionado atraso do sistema de comunicação em conjunto com os atrasos de processamento das PMUs e do PDC, existe uma suposta impossibilidade do SMFS ser aplicado a esquemas de proteção em que exijam curtos tempos de resposta, entretanto, podem ser satisfatoriamente utilizados em esquemas de proteção de retaguarda de grandes áreas [23]. Na literatura, encontram-se referências estabelecendo que as aplicações baseadas em PMU podem ter uma latência que varia entre 100 ms a 1 s [30] e que para a maioria das aplicações associadas a proteção e controle, que usam medidas derivadas de SMFS, as mesmas podem ter uma resposta bem-sucedida com tempos de até 200 ms [31].

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Introdução

O método proposto nesta dissertação pode ser dividido em três partes, as quais são referentes à alocação de PMU no SEP, à detecção de transitórios eletromagnéticos e à localização de falhas propriamente dita. A parte que trata de alocação de PMU apresenta um algoritmo distinto dos encontrados nas literaturas e nos estudos acadêmicos, pois é desenvolvido especificamente para localização de falha através da teoria de ondas viajantes. Este conjunto de regras para posicionamento das PMUs se dá como uma análise previa do SEP supervisionado, para que seja alocado uma quantidade mínima de PMUs que forneçam condições de operação seguras e confiáveis para o método de localização de falha proposto. A segunda aborda a detecção de transitórios eletromagnéticos introduzidos pela falha, propondo um algoritmo fundamentado na Transformada de Park (Transform-Direct-Quadrature – TDQ), o qual consiste na técnica apresentada em Lopes et al. 2013 [4]. Este algoritmo é auto adaptativo às condições de operação do SEP supervisionado e facilita a detecção rápida das falhas,

tanto pela identificação de transitórios eletromagnéticos quanto por meio da identificação de desbalanceamentos fasoriais das tensões e/ou correntes trifásicas, o que garante detecções mesmo em casos nos quais os transitórios da falha se encontram razoavelmente atenuados. Por fim, para a localização de falhas usando dados sincronizados dos terminais monitorados, o algoritmo proposto, usa a formulação fundamentada nos conceitos básicos dos algoritmos clássicos de dois terminais baseados na teoria de ondas viajantes. O método proposto exige apenas que os terminais monitorados das LT estejam conectados por um sistema de transmissão de dados das PMUs para o PDC, onde o algoritmo proposto possa ser executado analisando os sinais sincronizados recebidos.

3.2 Alocação de PMU

Antes de tratar o problema de detecção e localização de falha, propriamente dito, é necessário estudar a estrutura que pode viabilizar a sua resolução. Nesta dissertação é proposto um método usando sistemas de monitoramento de grandes áreas (WAMS), considerando como ponto fundamental para que o mesmo funcione, o processamento de dados fasorias dos sinais de tensão e corrente, dos pontos monitorados, sincronizados no tempo.

Contudo, por ser tratar de uma tecnologia ainda pouco presente nas instalações do SIN, deve-se estudar meios para a determinação da quantidade mínima necessária de equipamentos (PMUs) que devem ser instalados, no SEP avaliado, para que não seja comprometida a confiabilidade do método proposto, ao passo em que uma quantidade menor de PMUs demandará conseqüentemente menos investimento em estrutura e menor esforço computacional. Para isso, foi desenvolvido um método por meio de regras pré-estabelecidas para alocação de PMUs exclusivo para detecção e localização de falhas baseados na teoria de ondas viajantes, visto que, não foi encontrada na literatura um método similar de alocação de PMUs que seja aplicável para essa teoria.

O algoritmo proposto para alocação de PMUs foi implementado através do software MATLAB e pode ser dividido em duas etapas: a primeira identifica e calcula as distâncias físicas entre todas as subestações (SEs) do SEP avaliado e a segunda

determina quais destas SEs irão, de fato, receber PMU baseado nos critérios a serem definidos.

3.2.1 Mapeamento da Rede

A teoria de ondas viajantes é baseada na relação física da velocidade de propagação da onda no meio a qual está inserida. Portanto, é de suma importância conhecer os possíveis caminhos que a onda pode viajar pelo SEP analisado. Neste caso, os caminhos são dados pelas linhas de transmissão que fazem as conexões entre cada SE do SEP. Portanto, é considerado como dados de entrada do algoritmo o comprimento de cada linha, assim como, as suas subestações terminais (barras).

A informação supracitada permite que o algoritmo possa construir a denominada *Matriz Primária (MP)* onde cada linha, juntamente com a coluna de mesmo índice, representa uma dada subestação, ou seja, a *MP* é uma matriz quadrada de ordem n , onde n é igual ao número de SEs do SEP analisado. Por exemplo, a célula da MP_{35} , tem valor igual ao comprimento da LT entre a SE representada pela linha 3 e a SE representada pela coluna 5. Logo, pode se dizer que as células $MP_{35}=MP_{53}$ e, conseqüentemente, que a *MP* é simétrica com a diagonal principal (*DP*) nula, pois neste caso a *DP* representa a distância da SE em questão com ela mesma.

As SEs que não estão conectadas diretamente, ou seja, não são ligadas por apenas uma LT, recebem valor zero nas células da *MP* que representariam suas distâncias. Porém, conforme será discutido mais a frente, sabe-se que é fundamental conhecer todas as menores distâncias entre as SEs do SEP analisado, para que seja possível montar a denominada *Matriz Secundária (MS)*, onde não existe valor nulo fora da *DP*, ou seja, todas as menores distâncias entre SE sem conexão direta são calculadas e inseridas nas respectivas células da *MS*. Desta forma, torna-se possível, que o SEP analisado seja totalmente mapeado para processamento da segunda etapa do método de alocação de PMU, apresentado na próxima secção.

3.2.2 Seleção das Subestações

Ao explorar o problema de localização de falhas em grandes áreas de SEP através de teoria de OV, percebe-se que ao analisar a equação (2.14), considerando que

a falha ocorreu sobre SE “A” da Figura 3.1, o valor esperado para o local do defeito (x) é zero. Esse argumento mostra que a diferença entre o tempo de chegada das ondas, nos terminais monitorados multiplicado pela velocidade de propagação, para o caso discutido, é igual ao comprimento da linha em questão, conforme mostra a Equação (3.1).

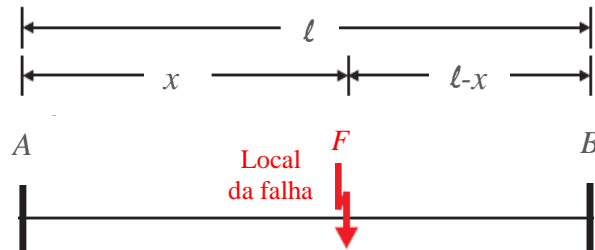


Figura 3.1 – Ocorrência de falha na LT [4]

$$\ell = (t_{B1} - t_{A1}) \cdot v_p \quad (3.1)$$

Pode-se concluir, então, na ocasião em que o cálculo da localização da falha apontar que a mesma ocorreu na SE terminal, admite-se que a falha ocorreu de fato nesta SE ou em outra região do SEP próxima a mesma, que esteja fora LT supervisionada, pois neste último caso a OV derivada da falha chegará primeiro na SE citada e percorrerá todo o comprimento da linha supervisionada até chegar na SE do terminal oposto, revelando que estas duas situações a estimativa do local da falha obtida pelo método de localização de falhas baseado na teoria de OV, será igual. Este fato que torna relevante o conhecimento das menores distâncias entre todas as SEs do SEP analisado, representadas na *MS*. A Figura 3.2, ilustra o caso da falha ocorrendo no terminal A destacando a partida da OV, no instante de tempo t_{A1} , e o instante de tempo (t_{B1}) de chegada da OV incidente no terminal B.

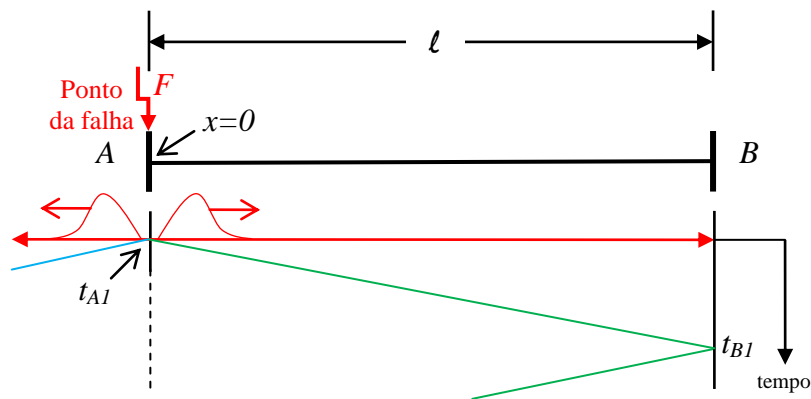


Figura 3.2 – Propagação das ondas viajantes em uma falha no terminal A

O contexto tratado acima pode ser naturalmente aplicável em um sistema radial onde é mais simples determinar se a falha ocorreu dentro ou fora da zona supervisionada. Porém, quando se trata de um SEP interconectado é comum existirem caminhos paralelos, de diferentes comprimentos, entre duas SEs deste SEP. Portanto, é neste tópico que se encontra os maiores desafios para o método de localização de falha para grandes áreas de SEP baseado na teoria OV. A Figura 3.3 ilustra um cenário onde observa-se um SEP composto por 3 SEs e 3 LTs de mesmo comprimento, considerando que apenas as SEs A e B são monitoradas, ou seja, apenas a LT_{AB} é supervisionada. Em caso de ocorrência de uma falha em uma das LTs que estão conectadas na SE C, verifica-se que isso pode acarretar erro na localização de falha na LT_{AB} , desde que o produto da diferença entre os tempos de chegada das OV, nas SEs monitoradas, pela velocidade de propagação da onda seja, conforme a Equação (3.1), menor que o comprimento da linha supervisionada ($\ell_{AB} < (t_{BI} - t_{AI}) \cdot v_p$).

A ocorrência deste erro está relacionada à incidência de falhas dentro de uma área denominada *Zona Suspeita (ZS)* que tem diâmetro igual ao comprimento da linha supervisionada e fica localizada no ramo paralelo a essa linha, com centro posicionado de forma equidistante das SEs monitoradas. Por outro lado, observa-se que para a ocorrência de uma falha no ramo paralelo, mas fora da *ZS*, o produto citado ($\Delta t \times v_p$) resultará em um valor maior ou igual ao comprimento da linha supervisionada (LT_{AB}), dependendo do ponto da falha, indicando que a falha ocorreu fora da linha em questão. Ressalta-se que nos casos em que as referidas SEs monitoradas, não são conectadas diretamente, a *ZS* projetada no centro dos caminhos paralelos tem diâmetro igual ao menor caminho encontrado entre elas, motivo pelo qual a *MS* é imprescindível.

Analisando a Figura 3.3, observa-se que as três LTs têm comprimentos iguais a X , logo os dois ramos paralelos entre as SEs A e B tem distâncias diferentes e respectivamente iguais a X (trecho da LT_{AB}) e a $2X$ (somatório da LT_{AC} com LT_{CB}). Portanto, é possível deduzir que a *ZS*, neste caso tem diâmetro igual X e está centrada na SE C.

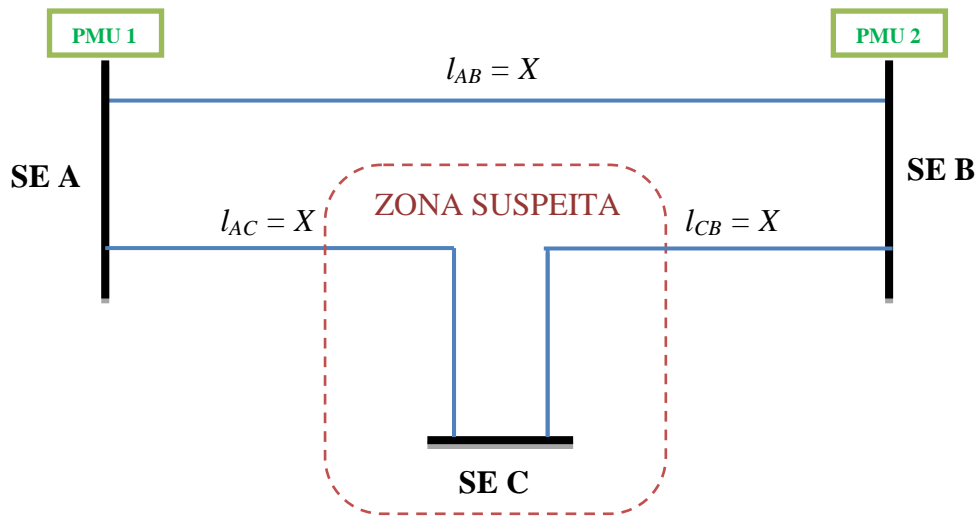


Figura 3.3 – SEP de 3 subestações

Para se evitar o referido erro de localização, na ocorrência de falha dentro da ZS, deve-se alocar uma PMU na SE C, esse terceiro ponto de medição será utilizado pelo algoritmo e irá reduzir drasticamente a possibilidade de erro na localização da linha em um distúrbio.

A discussão acima ajuda a compreender as regras que foram aplicadas para o método de alocação de PMU exclusivo para localização de falhas em grandes áreas do SEP baseado na teoria de OV proposto nesta dissertação. No entanto, antes que tais regras possam ser aplicadas, o algoritmo realiza o processo de identificação de todos os possíveis caminhos existentes entre todas as SEs do SEP analisado, considerando o fato, que para cada caminho descoberto, o mesmo seja traçado de maneira que não passe por uma SE que já tenha PMU instalado ou que já esteja contida no seu trajeto, desta forma o algoritmo diminui razoavelmente a quantidade de caminhos candidatos a receber PMU e evita entrar em laços infinitos (*loop*) durante o processamento do mesmo. Desta maneira, obtém-se todos os conjuntos de caminhos paralelos entre as SEs do SEP analisado, permitindo avaliar todas as ZS encontradas e determinar a necessidade de alocação de PMU nas SEs, de forma, a garantir a boa confiabilidade do método de localização de falhas proposto.

A seguir serão apresentadas as três regras aplicadas no método de alocação de PMU proposto, obedecendo à ordem de prioridade, pois isso se mostrou eficiente no processamento do algoritmo quando o mesmo é aplicado em SEP com o número de barras ou SEs e de LTs cada vez maiores. As regras são dadas pelos seguintes critérios:

1. Alocar PMU em SEs terminais, ou seja, SE que contenha apenas uma conexão direta com o SEP analisado através de um LT;
2. Alocar PMU em SEs que são conectadas a mais de duas SEs do SEP, ou seja, compartilham mais de duas LT do SEP analisado;
3. Alocar PMU na SE mais próxima do centro da ZS de todos os caminhos candidatos a receber PMU, encontrados no processo de determinação de caminhos paralelos entre duas referidas SEs, **exceto** no menor caminho deste conjunto.

As regras 1 e 2 são justificadas para que não se tenha pontos não observáveis no SEP avaliado e melhore o processamento do algoritmo, pois ao analisar as SEs com mais de duas conexões diferentes no SEP, foi constatado que as mesmas apresentavam diversos caminhos paralelos com outras SEs e/ou estavam presentes em diversas ZS de outros caminhos. Portanto, usar essa consideração torna o processamento eficiente e não compromete a confiabilidade do método. Assim como, descartar caminhos candidatos a receber PMU que já contenham o mesmo, durante processo de determinação de caminhos paralelos entre duas referidas SEs, também acelera o processamento do algoritmo proposto.

A terceira regra pode ser compreendida mais claramente analisando a Figura 3.4, que ilustra um SEP similar ao da Figura 3.3, onde foi adicionado uma quarta SE, seccionando a LT_{AB} no meio, e também foram adicionados três outros caminhos, entre as SEs A e B que contenham outras SEs, estes três últimos foram considerados caminhos mais longos do que os já existentes (são representados pelas linhas tracejadas), as SEs A e B são as únicas monitoradas via PMU. Neste cenário, o algoritmo identifica os 5 caminhos diferentes entre as SEs A e B e encontra o caminho mais curto, que neste SEP é composto pelo comprimento da LT_{AD} mais o da LT_{DB} , o tamanho deste caminho determina o diâmetro das ZS centradas em cada um dos outros caminhos. Logo, em cada caminho, que contenha uma ZS, será determinada a alocação de uma PMU na SE que se encontra mais próximo do centro da sua respectiva zona, para que os mesmos não provoquem possíveis erros na localização de falha, como discutido anteriormente.

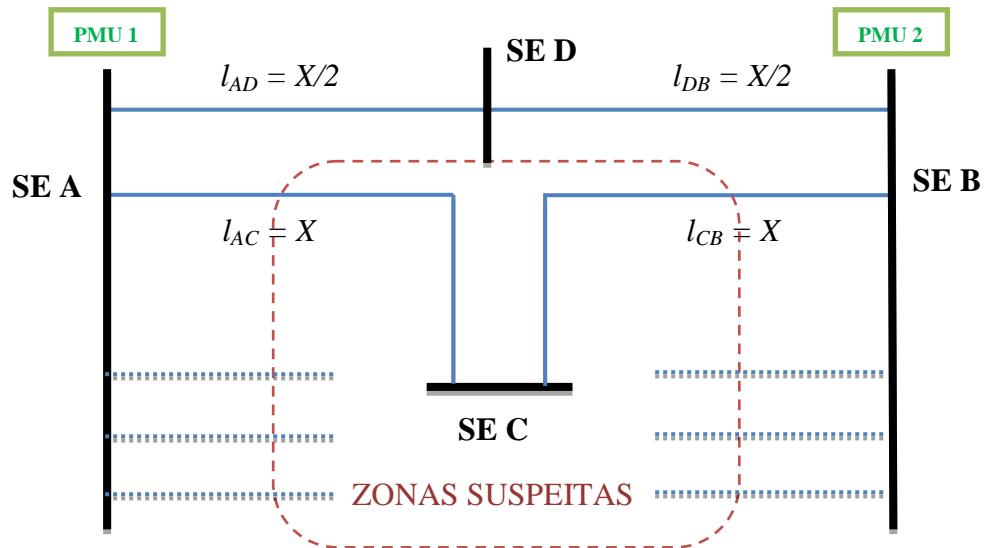


Figura 3.4 – SEP com diversas subestações

Sendo assim, apenas o menor caminho não requer a alocação de PMU, neste caso, a SE D será isenta de ponto de monitoramento, logo as SEs próximas ao centro das respectivas *ZPs* são selecionadas para receber PMU, neste conjunto fica evidente que SE C deverá receber PMU. Deste modo, o SEP avaliado estará supervisionado suficiente para aplicação do algoritmo de detecção e localização de falhas para grandes áreas de SEP baseado na teoria de OV, com possibilidade remota de ocorrência de erro na localização da linha em falha, promovendo a redução da quantidade de PMUs que devem ser instaladas no SEP analisado e indicando os locais que devem ser monitorados.

3.2.3 Exemplo do Processo de Alocação de PMU

A Figura 3.5 ilustra um SEP similar ao da Figura 3.4, onde foram descartados os caminhos paralelos entre as SEs A e B, representados pelas linhas tracejadas, consistindo assim, em um SEP composto por 4 LTs e 4 SEs. Isso permite dizer que a ordem da *MP* para este SEP será igual 4 ($n = N^{\circ} \text{ de SEs}$), considerando que as SEs A, B, C e D são representadas, respectivamente, pelos índices 1, 2, 3 e 4, pode-se afirmar, por exemplo, que célula MP_{13} ou MP_{31} representa a distância entre as SEs A e C $\left(\frac{3x}{2}\right)$.

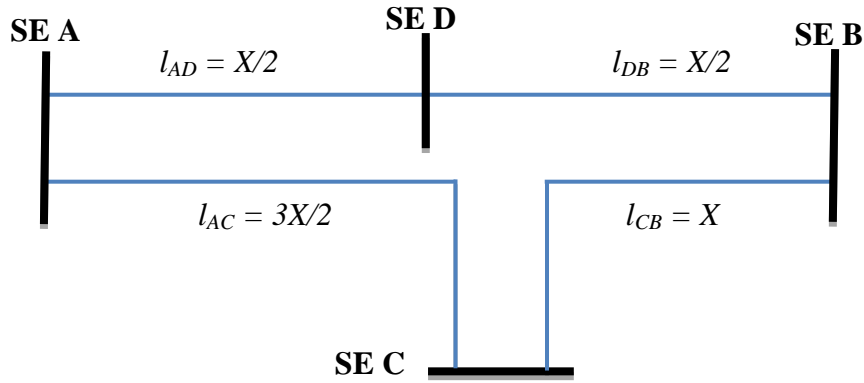


Figura 3.5 – SEP de 4 barras

$$MP = \begin{bmatrix} 0 & - & 3x/2 & x/2 \\ - & 0 & x & x/2 \\ 3x/2 & x & 0 & - \\ x/2 & x/2 & - & 0 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

A expressão (3.2) apresenta a *MP* construída para SEP em questão, observe que a *DP* é nula e as células MP_{34} e MP_{43} são igualmente não preenchidas, pois as SEs C e D não possuem conexão direta, assim como as SEs A e B. O preenchimento destas células é realizado na *MS*, onde são pré-calculados as menores distâncias entre as SEs sem conexão direta, neste caso, x entre as SEs A e B e $\frac{3x}{2}$ entre as SEs C e D. A expressão (3.3) apresenta a *MS* construída a partir das informações supracitadas. Ressalta-se, que com essa última etapa, o processo de mapeamento do SEP analisado é concluído.

$$MS = \begin{bmatrix} 0 & x & 3x/2 & x/2 \\ x & 0 & x & x/2 \\ 3x/2 & x & 0 & 3x/2 \\ x/2 & x/2 & 3x/2 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Antes de serem aplicadas as regras de alocação das PMUs, o algoritmo proposto calcula todos os possíveis caminhos entre as SEs para determinar quais são os caminhos mais curtos e conseqüentemente as *ZSs* nos outros caminhos paralelos a esses. Destaca-se que o diâmetro *ZS* será igual ao comprimento do caminho mais curto, entre as SEs em análise. A Tabela 3.1 apresenta o conjunto de caminhos encontrados entre todas as SEs do SEP analisado.

Tabela 3.1– Conjunto de caminhos entre todas as SEs

SEs	Caminhos (SEs)	Comprimento
A-B	A – D – B	x
	A – C – B	$5x/2$
A-C	A – C	$3x/2$
	A – D – B – C	$2x$
A-D	A – D	$x/2$
	A – C – B – D	$3x$
B-C	B – C	x
	B – D – A – C	$5x/2$
B-D	B – D	$x/2$
	B – C – A – D	$3x$
C-D	C – B – D	$3x/2$
	C – A – D	$2x$

Observando as informações na Tabela 3.1 pode-se inferir que entre as SEs A e B existe uma ZS, no caminho A – C – B, de diâmetro igual x centrada no meio deste caminho e, portanto, a SE C deverá receber PMU. Da mesma forma, analisando os caminhos entre as SEs A e C, existe uma ZS, no caminho A – D – B – C, de diâmetro igual $3x/2$, centrada no meio deste caminho e como a SE B está exatamente no meio desse caminho, esta deverá receber PMU. Procedendo assim sucessivamente para os outros caminhos citados na Tabela 3.1, as SEs que necessitam de monitoramento por PMU são, respectivamente, C, A, C e A.

Portanto verifica-se, que neste SEP as SEs A, B e C necessitam de monitoramento, enquanto a SE D está isenta de receber PMU, desta forma, o algoritmo de detecção e localização de falhas proposto pode ser aplicado com possibilidade remota de erro na localização LT em falha.

3.2.4 Fluxograma do Processo de Alocação de PMU

Com objetivo de ajudar na compreensão do processo de alocação de PMU, desenvolvido nesta dissertação, a Figura 3.6 apresenta um fluxograma das operações descritas nesta secção para cada etapa do processo em forma de blocos, os quais são dispostos de ordem sequencial de operação a ser executada, com as setas indicando a operação seguinte. Ressalta-se, que esta parte do algoritmo de detecção e localização de falhas é tratada como uma inicialização do algoritmo, a qual irá determinar a quantidade mínima de entradas que o algoritmo terá, sendo processada apenas uma vez.

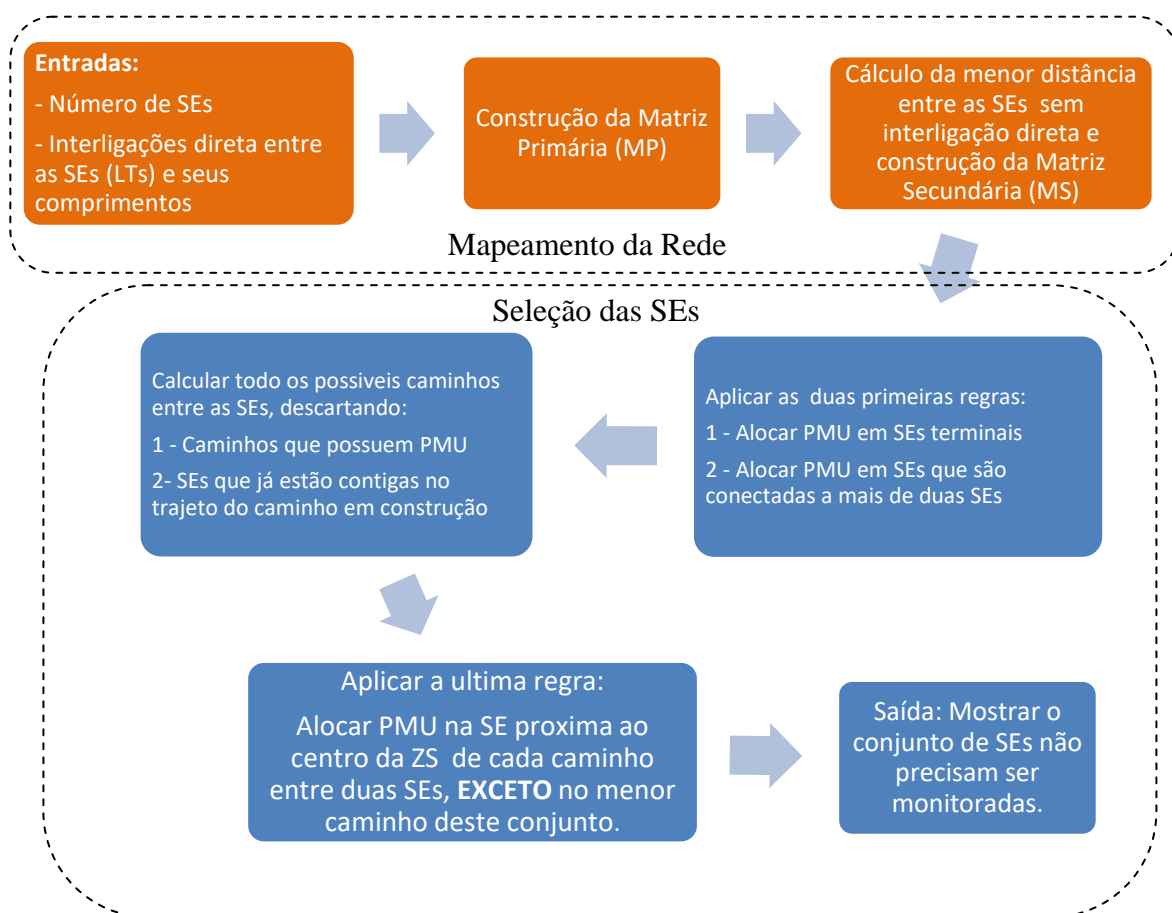


Figura 3.6 – Fluxograma do processo de alocação de PMU

3.3 Detecção de Transitórios de Falha

A detecção de transitórios eletromagnéticos nos sinais de tensão e corrente introduzidos por uma falha é o ponto mais importante dos métodos de localização de falhas baseados na teoria de ondas viajantes. Esse processo que permitirá o cálculo do instante de tempo de chegada das ondas viajantes originárias do distúrbio aos terminais monitorados, possibilitando, a estimativa do local do distúrbio. O algoritmo de detecção e localização de falhas proposto nesta dissertação utiliza a metodologia detecção de falhas apresentada em Lopes et al. 2013 [4], a qual será descrita nesta secção.

No sentido de tornar o procedimento de detecção de transitórios, trazidos pelas OV, mais simples e seguro quanto o possível, é utilizado a TDQ para o monitoramento de falhas em SEP trifásicos. A formulação do método é capaz de monitorar todas as fases do SEP sincronamente através do processamento de apenas amostras atuais do sistema, ou seja, a necessidade de armazenamento de amostras em instantes passados é descartada. Deste modo, o número de amostras analisadas de quaisquer variáveis intermediárias do algoritmo também fica reduzido, diminuindo, assim, o processamento requerido para executar o mesmo. Por outro lado, os métodos de detecção de transitórios baseados na TWD, técnica esta bastante popular na detecção rápida de falhas, requerem o armazenamento de amostras de instantes passados e podem apresentar performance diferentes dependendo da *wavelet* mãe utilizada [51].

A aplicação da TDQ para detecção rápida de falhas é contemporânea e tem apresentado ótimo desempenho quando empregada na análise de registros oscilográficos e em métodos de localização de falhas de dois terminais fundamentados na teoria de ondas viajantes [4]. O processo de detecção de falha, via TDQ, pode ser dividido em três passos: tratamento das componentes de eixo direto, ajuste dos limiares auto adaptativos e determinação do instante inicial da falha. Estes passos serão discutidos nas próximas subsecções.

3.3.1 Aplicação da TDQ na Detecção de Falha

Robert Park em 1929 apresentou a TDQ [54] que atualmente é aplicada em vários campos da engenharia elétrica, por exemplo, como no estudo de máquinas

síncronas de pólos salientes, onde admite que indutâncias variantes no tempo adquiridas a partir de eixos referenciais estáticos sejam vistas como indutâncias constantes. Para obter este efeito, a TDQ cria eixos referenciais que giram em sincronismo com o rotor da máquina, os quais são chamados de eixo direto e de eixo em quadratura, a uma frequência angular (ω_s).

Para o processo de detecção de falhas, a TDQ é utilizada de forma similar, mas para esta aplicação, os eixos referenciais giram na frequência angular nominal (ω) do SEP, em sincronismo com os fasores fundamentais dos sinais de tensão e corrente, como pode ser visto na Figura 3.7. Deste modo, para um observador posicionado sobre os eixos referenciais girantes, as grandezas elétricas em regime permanente são aproximadamente constantes, entretanto, no caso de ocorrência de algum distúrbio na rede, surgem variações nas grandezas, passíveis de detecção.

Um ponto que merece destaque é que os desbalanceamentos nas tensões e correntes do SEP monitorado também são detectados pela TDQ, essa característica difere das técnicas tradicionais de detecção rápida de falhas, onde o instante inicial do distúrbio é identificado somente através das componentes de alta frequência contidas nos sinais avaliados. Essa qualidade torna a TDQ bastante eficaz para aplicações que requerem a detecção rápida de falhas, mesmo em situações nas quais os transitórios se encontrem razoavelmente atenuados, seja pelo tipo de distúrbio, características resistivas da falha ou por fatores externos que alterem a taxa de amostragem do sinal avaliado.

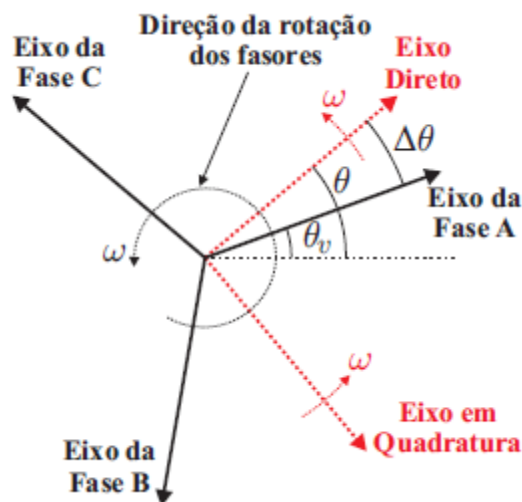


Figura 3.7– TDQ aplicada a SEP trifásico [4]

A formulação das expressões para cálculo das componentes de eixo direto e de eixo em quadratura, são apresentadas em (3.4) e (3.5) e serão tratadas nesta dissertação por A_d e A_q , respectivamente.

$$\begin{bmatrix} A_d(k) \\ A_q(k) \end{bmatrix} = P_{dq} \cdot \begin{bmatrix} A_a(k) \\ A_b(k) \\ A_c(k) \end{bmatrix} \iff A_{dq} = P_{dq} \cdot A_{abc} \quad (3.4)$$

Onde,

$$P_{dq} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\varnothing) & \cos(\varnothing - 120^\circ) & \cos(\varnothing + 120^\circ) \\ -\text{sen}(\varnothing) & -\text{sen}(\varnothing - 120^\circ) & -\text{sen}(\varnothing + 120^\circ) \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

e

$$\varnothing = kw\Delta t + \theta \quad (3.6)$$

Sendo que:

k é a k -ésima amostra do sinal analisado;

A_{abc} é os sinais trifásicos de tensão V ou de corrente I ;

A_{dq} é as componentes de eixo direto e em quadratura (V_d e V_q para as tensões ou I_d e I_q para as correntes);

P_{dq} é a matriz de transformação de fases (abc) para componentes (dq);

w é a frequência angular fundamental do SEP;

Δt é o período de amostragem usado durante a conversão A/D dos sinais monitorados;

$\Delta\theta = \theta - \theta_v$ é a defasagem angular entre as componentes A_d e A_a ;

θ é o ângulo de fase da componente A_d ;

θ_v é o ângulo da fase A do sinal monitorado.

Analisando a equação (3.4), constata-se que o uso de amostras atuais no cálculo das componentes A_{dq} , evita a necessidade de conhecer o registro oscilográfico completo, como exigido por algumas técnicas aplicadas off-line, reduzindo assim o conteúdo a ser armazenado, diferindo dos métodos baseados na TWD e TWDR. Além disso, outra vantagem da aplicação da TDQ é que apenas a análise da componente A_d é suficiente

para detectar transitórios, independentemente das fases envolvidas na falha, pois se observa que tanto o eixo direto quanto o eixo de quadratura da TDQ são constituídos pelas componentes das três fases. Sendo assim, para monitorar transitórios nas três fases do SEP, é necessário analisar apenas as amostras de A_d , resultando em um algoritmo mais simples que os baseados em outros métodos.

A formulação completa da TDQ é apresentada no Anexo A, com foco na detecção de desbalanceamentos e de frequências distintas da fundamental do SEP trifásico analisado e no Anexo D é apresentado o processo de determinação do ângulo do fasor referente à fase A do sinal monitorado (θ_v).

Mesmo que o processo de detecção de falha via TDQ seja simples, o mesmo pode ser dividido em três passos para facilitar a compreensão do método. Estes passos irão permitir que o método torne-se mais preciso e atue com mais segurança evitando possíveis erros na detecção.

3.3.2 Tratamento das Componentes de Eixo Direto A_d

Dependendo do cenário, como no caso de falhas de alta impedância (FAIs) ou quando a combinação do tipo de falha com o ângulo de incidência resulta em transitórios eletromagnéticos razoavelmente atenuados, pode-se tornar mais difícil a detecção de transitórios trazidos pelas OV das falhas. Isso resulta em uma variação imperceptível da amplitude da componente A_d nos instantes iniciais da falha, ou seja, esta amplitude pode ser da mesma ordem de grandeza que a verificada durante o regime permanente. Portanto, em algumas situações, a precisão da estimativa do local da falha calculada a partir do instante inicial dos transitórios pode ser prejudicada.

Objetivando reduzir os efeitos indesejáveis da atenuação dos transitórios e também tornar o algoritmo mais seguro em relação a possíveis ruídos presentes nos sinais analisados, é implementado o uso de grandezas incrementais c_{dif} das componentes de eixo direto e sucessivamente de suas energias janeladas \mathcal{E}_{dif} [48][46][4], estas últimas, por sua vez, são calculadas utilizando uma janela de dados móvel no tempo que desliza sobre os coeficientes c_{dif} , renovando suas amostras a cada conversão A/D.

Portanto, isso torna o algoritmo mais sensível aos transitórios eletromagnéticos e, ao mesmo tempo, promove uma auto adaptação no critério de detecção de transitórios eletromagnéticos, permitindo que o método seja capaz de distinguir transitórios provocados por um distúrbio no SEP, como chaveamento de uma linha, de um produzido por uma curto circuito (falha) [4]. A formulação dos coeficientes c_{dif} e as energias \mathcal{E}_{dif} são apresentadas nas equações (3.7) e (3.8).

$$c_{dif} = A_d(k) - A_d(k-1) \quad (3.7)$$

$$\mathcal{E}_{dif}(k) = \sum_{n=k-\Delta k_{EN}+1}^k [c_{dif}(n)]^2 \quad (3.8)$$

Sendo que:

$A_d(k)$ é a k -ésima amostra da componente A_d ;

$c_{dif}(k)$ é a k -ésima amostra das grandezas incrementais;

$\mathcal{E}_{dif}(k)$ é a energia da k -ésima janela de dados das amostras de c_{dif} ;

Δk_{EN} é o tamanho da janela, em número de amostras, utilizada para cálculo de cada amostra da energia janelada ($\mathcal{E}_{dif}(k)$).

Nesta dissertação, o tamanho desta janela adotado foi de meio ciclo da frequência fundamental, pois demonstrou não exigir muito processamento e resultados satisfatórios nas simulações realizadas neste trabalho. Ressalta-se que quanto menor for esta janela de dados menos processamento computacional será necessário, porém, em contra partida, o algoritmo estará mais susceptível a erros, pois se torna mais sensível a pequenas variações.

A Figura 3.8 ilustra os gráficos das grandezas incrementais (a) e da energia janeladas (b), ambas calculadas a partir de um sinal de tensão trifásico, no qual surgem OV derivadas de uma falha ocorrida em 0,04 s. Observa-se, que para cada amostra de energia janelada ($\mathcal{E}_{dif}(k)$) calculada, a janela de dados desliza pelas amostras das grandezas incrementais (c_{dif}), de tal forma, que a amostra atual de $c_{dif}(k)$ é incluída em seu conteúdo e a amostra mais antiga é descartada $c_{dif}(k - \Delta k_{EN})$.

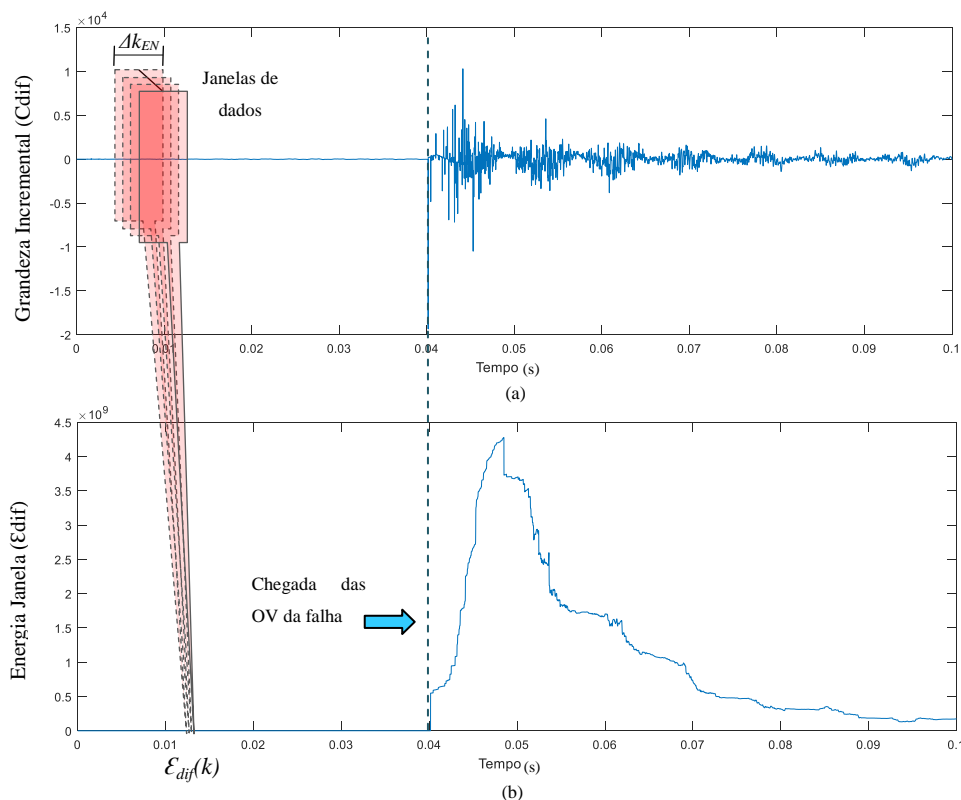


Figura 3.8 – Processamento das componentes de eixo direto: (a) coeficientes c_{dif} da tensão; (b) energia \mathcal{E}_{dif} da tensão.

A implementação da grandeza c_{dif} torna o algoritmo mais sensível do que seria utilizando apenas A_d , adicionado ao fato, de que as variações dos sinais das tensões e correntes monitoradas, são consideradas no cálculo das energias janeladas dessas grandezas incrementais, esse processo produz um aumento súbito e significativo no valor da energia janelada nos momentos iniciais de uma falha. Essa propriedade garante que as detecções do instante de incidência das ondas viajantes nos pontos de medição, sejam precisas, mesmo quando os transitórios se encontram razoavelmente atenuados e/ou os desbalanços entre as fases sejam mínimos.

Deste modo, ao calcular c_{dif} a partir dos coeficientes de eixo direto obtidos através da TDQ, o algoritmo se torna tão sensível aos transitórios quanto no método da TWDR baseada na *wavelet Haar*, conhecida pela literatura por ser uma das mais rápidas e sensíveis *wavelet* a transitórios eletromagnéticos, porém não sendo influenciado pela componente fundamental como nesta última, pois na aplicação da TDQ a componente fundamental é extraída. Esta sensibilidade é fundamental para a confiabilidade do método proposto de localização de falhas, pois observa-se que quanto mais rápida for a

detecção dos transitórios, mais preciso e confiável é o valor estimado do local do ponto da falha.

Para componente de eixo direto A_d apresentar valores desprezíveis durante o regime permanente, o ângulo do $\Delta\theta$ deve ser igual à zero, pois se o mesmo for diferente deste valor, a A_d apresenta um sinal contínuo, cuja amplitude depende do valor de $\Delta\theta$. Neste último contexto, podem ocorrer efeitos de borda¹ nos primeiros coeficientes c_{dif} calculados, que poderia fazer o algoritmo atuar equivocadamente na detecção de transitórios em suas primeiras iterações [4]. Para contornar este problema, na primeira execução da TDQ, é calculado o ângulo relativo (θ_v) a componente A_a e realiza-se o alinhamento com a componente A_d , ou seja, uma vez conhecido o valor de θ_v , define-se o ângulo θ como sendo igual a θ_v , com isso, obtém-se $\Delta\theta = 0^\circ$, conforme almejado para a manutenção da confiabilidade do método. Para ilustrar isso e ajudar a compreender o contexto discutido, na equação (3.9) é mostrada expressão da A_d , desenvolvida no Anexo A, considerando que o sistema seja balanceado e esteja em regime permanente, isto é, ($A_{FA} = A_{FB} = A_{FC}$) e ($w_f = w$), apenas o último termo da equação (3.9) não é anulado, desde que ($\Delta\theta = \theta - \theta_v \neq 0$), ou seja, se $\Delta\theta = 0^\circ$ a $A_d=0$.

$$\begin{aligned}
 A_d = \frac{1}{3} \left\{ \left[A_{FA} - \frac{1}{2}(A_{FB} + A_{FC}) \right] \text{sen} \left[(\omega_f + \omega)t + \theta + \theta_v \right] \right. \\
 + \left[\frac{\sqrt{3}}{2}(A_{FB} - A_{FC}) \right] \cos \left[(\omega_f + \omega)t + \theta + \theta_v \right] \\
 \left. - [A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}] \text{sen} \left[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v \right] \right\} \quad (3.9)
 \end{aligned}$$

Para exemplificar o efeito de borda no cálculo das grandezas incrementais são simuladas falhas em um SEP similar ao da Figura 3.1. Os resultados são apresentados na Figura 3.9 que ilustra os gráficos da componente de A_d , de um sinal de tensão trifásico, e da sua grandeza incremental (c_{dif}) para uma mesma falha, ocorrida em 40 ms, considerando o cálculo do ângulo (θ_v) da componente A_a e sem considerar o mesmo. Verifica-se que as componentes de eixo direto apresentam valores, em regime, diferentes e o mencionado efeito de borda é, aproximadamente, 9 (nove) vezes maior no cálculo da grandeza incremental sem considerar o θ_v . Ressalta-se que na Figura 3.9 são apresentados apenas os primeiros 0,5 ms dos gráficos da grandeza incremental (c_{dif}), no entanto em ambas as situações citadas essa grandeza apresenta valores próximos a zero durante o período (pré-falha) de regime permanente.

¹Efeito de borda é um comportamento inesperado (valores altos) da resposta do cálculo das grandezas incrementais nas primeiras amostras do conjunto de dados

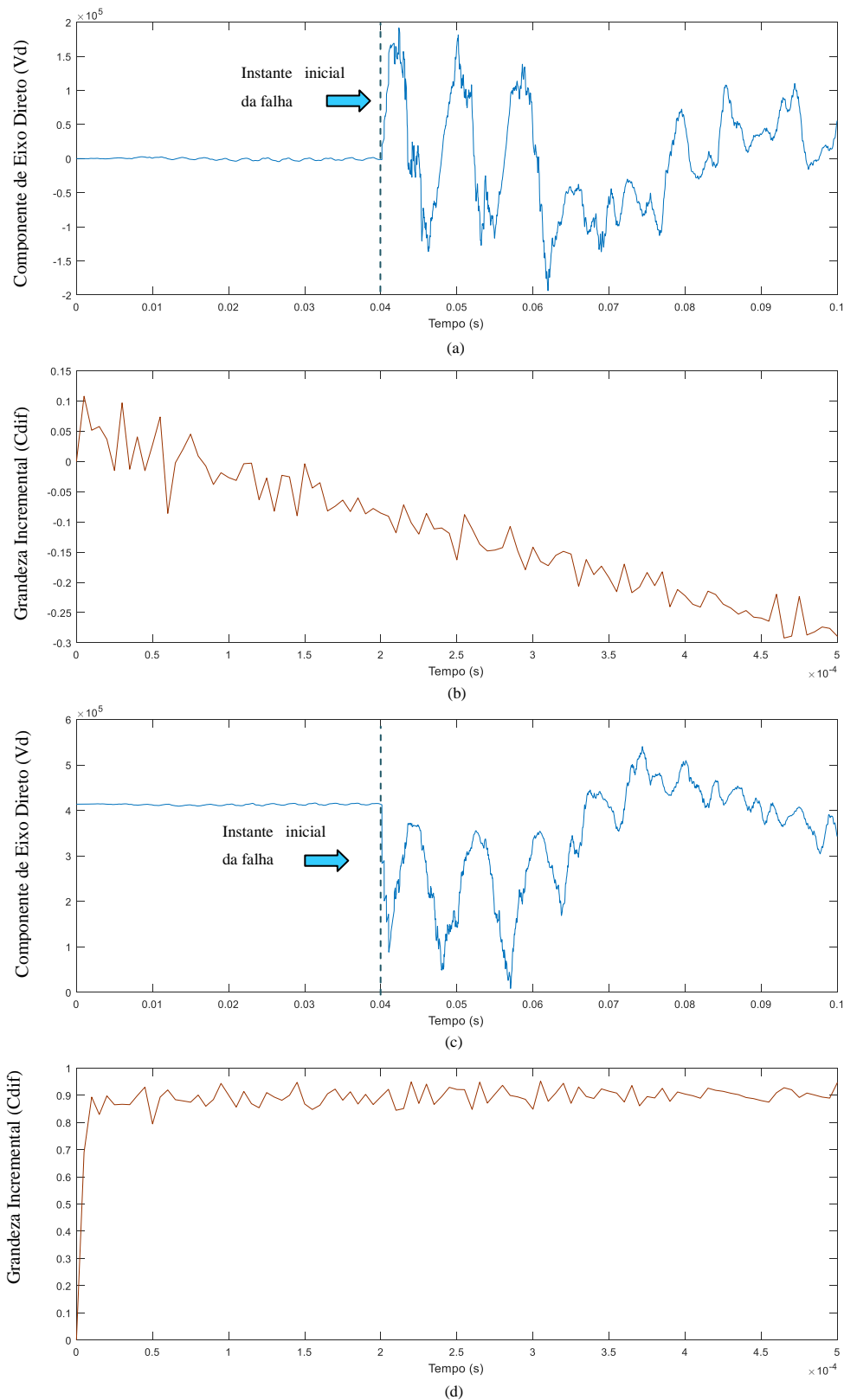


Figura 3.9 – Processamento da componente de eixo direto com e sem θ_v : (a) componente de eixo direto da tensão (V_d) considerando θ_v ; (b) coeficientes c_{dif} da tensão considerando θ_v ; (c) componente de eixo direto da tensão (V_d) sem considerar θ_v ; (d) coeficientes c_{dif} da tensão sem considerar θ_v .

Para ilustrar este primeiro passo de tratamento das componentes de eixo direto, são ilustrados na Figura 3.10 as formas de onda de A_d , c_{dif} e \mathcal{E}_{dif} calculadas para as tensões de um registro oscilográfico obtido em uma simulação, no ATP, de uma falha bifásica aterrada, extinta 20 milissegundos após seu início (40 ms). A falha ilustrada ocorreu em uma das LTs do SEP modelado para avaliação do algoritmo de detecção e localização de falhas proposto nesta dissertação, esse SEP é descrito no Anexo B. Analisando essa figura, pode-se perceber que nas curvas de componente de eixo direto e de coeficientes c_{dif} apresentam pequenas oscilações, durante o regime permanente, as quais são derivadas de ruídos elétricos e/ou pequenos desbalanceamentos na rede monitorada. No entanto, a curva da energia \mathcal{E}_{dif} apresenta variações mais suaves no regime permanente quanto comparadas com as oscilações vistas nas curvas anteriores, o que deixa claro que o uso das energias janeladas \mathcal{E}_{dif} é mais apropriado para a detecção do instante inicial dos transitórios nos pontos monitorados.

O principal ponto que pode ser observado na Figura 3.10, é o crescimento muito acentuado das energias \mathcal{E}_{dif} nos instantes iniciais do distúrbio, permanecendo elevada em relação aos seus valores no regime permanente ao longo de todo o período de falha. Nota-se, que durante o período pré-falha, as energias \mathcal{E}_{dif} apresentam valores muito pequenos e com poucas variações, mas este comportamento implica a necessidade de calcular limiares auto-adaptativos capazes de detectar de forma rápida e confiável os crescimentos repentinos das energias janeladas. O processo de ajuste destes limiares é descrito na secção seguinte.

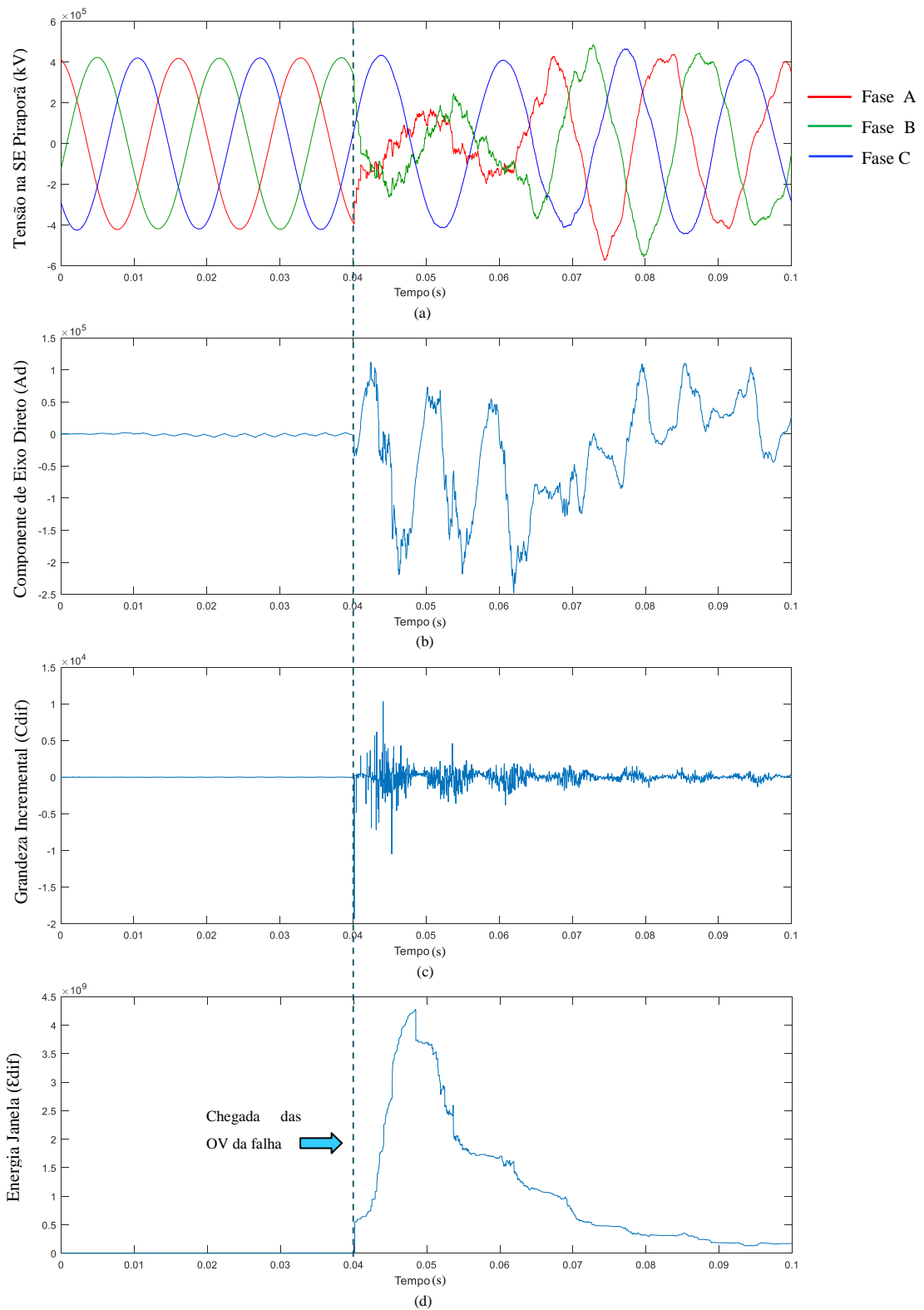


Figura 3.10 – Processamento das componentes de eixo direto: (a) sinal trifásico de tensão; (b) componente de eixo direto da tensão (V_d); (c) coeficientes c_{dif} da tensão; (d) energia E_{dif} da tensão.

3.3.3 Ajustes dos Limiares Auto Adaptativos

Na literatura, a maioria dos algoritmos de detecção rápida de falhas são baseados no processo de filtragem através de limiares fixos. Deste modo, é sabido que essas técnicas são normalmente sensibilizadas pela presença de ruídos elétricos nos sinais analisados, o que pode comprometer a confiabilidade do método de detecção de transitórios, ainda mais se tratando de sistemas reais onde é comum a presença de ruídos na medição.

No sentido de evitar esses problemas, o limiar utilizado para detectar crescimentos repentinos nas energias \mathcal{E}_{dif} é auto adaptativo, ou seja, seus valores são calibrados automaticamente conforme os níveis de ruído elétrico e desbalanceamento, presentes no sinal monitorado, durante o regime permanente do SEP analisado. Desta forma, o referido limiar, chamado de *Fator de Sensibilidade da Energia* (F_{SE}), é modificado a cada conversão A/D a partir dos dados de regime permanente, evitando ajustes manuais.

O valor de F_{SE} é definido pela razão entre o valor máximo e mínimo global das amostras de energias \mathcal{E}_{dif} encontradas em uma janela móvel no tempo, cujo tamanho é dado por ΔF_{SE} , que será determinado da próxima etapa do algoritmo. Contudo, a formulação do F_{SE} é descrita pela equação (3.10) [4].

$$F_{SE} = \frac{\text{máx}\{\{\varepsilon_{dif}(k), \varepsilon_{dif}(k-1), \varepsilon_{dif}(k-2), \dots, \varepsilon_{dif}(k-\Delta F_{SE}+1)\}\}}{\text{mín}\{\{\varepsilon_{dif}(k), \varepsilon_{dif}(k-1), \varepsilon_{dif}(k-2), \dots, \varepsilon_{dif}(k-\Delta F_{SE}+1)\}\}} \quad (3.10)$$

Onde k é o índice da k -ésima amostra de \mathcal{E}_{dif} contida na janela de dados de tamanho ΔF_{SE} e $\text{máx}\{\}$ e $\text{mín}\{\}$ são funções que retornam os valores máximo e mínimo globais das amostras de energia \mathcal{E}_{dif} , dentro do período ΔF_{SE} avaliado.

3.3.4 Determinação do Instante Inicial da Falha

Por fim, neste último passo para detecção de transitórios, realiza-se a identificação de crescimentos súbitos na forma de onda das energias \mathcal{E}_{dif} . Portanto, uma janela móvel no tempo, de tamanho Δk_{DET} , em número de amostras, é utilizada e sucedida pela janela móvel empregada no cálculo de F_{SE} , de maneira que a janela de tempo Δk_{DET} desliza, pelo sinal analisado, constantemente à frente da janela ΔF_{SE} ,

conforme ilustra a Figura 3.11 de uma simulação de falha bifásica aterrada. O registro da tensão ilustrado é o mesmo apresentado na Figura 3.10.

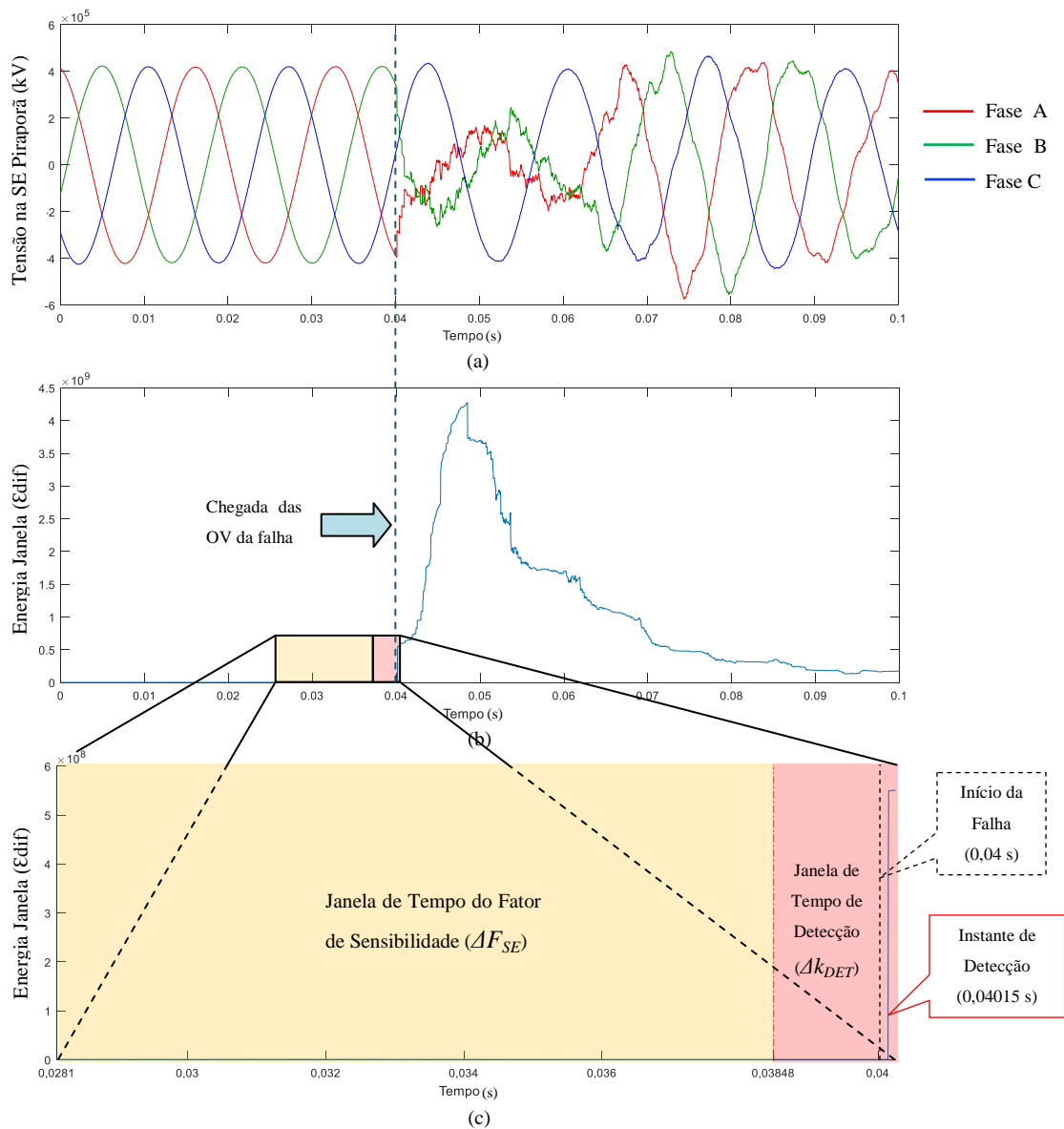


Figura 3.11. Detecção do instante inicial dos transitórios: (a) Tensão monitorada (b) Energia Janelada \mathcal{E}_{dif} (c) Posição das Janelas de tempo no instante da detecção.

O emprego da janela de tempo Δk_{DET} é justificado, pois os valores das extremidades dessa janela serão calculados no critério de identificação do instante inicial da falha. Para tanto, a razão entre a primeira amostra ($\mathcal{E}_{dif}(k)$) e última amostra ($\mathcal{E}_{dif}(k-\Delta k_{DET}+1)$) contidas nesta janela é comparada com o valor mais atual de F_{SE} adicionado de uma margem de segurança chamada de M_S , a qual, por sua vez, torna o algoritmo mais ou menos sensível à presença de componentes de alta frequência imprevisíveis durante o regime permanente. Sendo assim, considerando-se uma dada k -ésima amostra do sinal

analisado, o critério de detecção da falha é dado se a proposição da expressão (3.11) for verdadeira, caso contrário, admite-se que o SEP analisado está em regime permanente [4].

$$\Delta\varepsilon(k) = \frac{\varepsilon_{dif}(k)}{\varepsilon_{dif}(k - \Delta k_{DET} + 1)} > F_{SE}(k) + M_S \quad (3.11)$$

Um ponto importante que deve ser notado é que M_S deve ter valor suficiente para tornar o algoritmo confiável perante os possíveis ruídos elétricos nos sinais analisados. Ainda assim, para melhorar o processo de ajuste do F_{SE} , o tamanho da janela móvel de ΔF_{SE} deve ser maior que o da janela Δk_{DET} , ou seja, $\Delta F_{SE} > \Delta k_{DET}$, a qual deve conter amostras de \mathcal{E}_{dif} no regime permanente e no período transitório de falha separadas suficientemente entre si para possibilitar a detecção do crescimento repentino nas energias \mathcal{E}_{dif} . Observando este contexto, pode-se dizer que o uso de janelas muito longas pode aumentar consideravelmente o esforço computacional do algoritmo, enquanto que a utilização de janelas muito pequenas pode comprometer a confiabilidade do método de detecção de falhas.

Nesta dissertação, Δk_{DET} , ΔF_{SE} , M_S e até Δk_{EN} (usada no cálculo de \mathcal{E}_{dif}) foram definidos a partir de análise de desempenho de estudos de vários registros oscilográficos reais apresentados em Lopes et al. 2013 [4], mostrando que, para Δk_{DET} menor que um décimo de ciclo, alguns problemas podem ser encontrados em casos de baixas taxas de amostragem. Em relação ao F_{SE} , observou-se que quanto maior o ΔF_{SE} melhor a acurácia do limiar F_{SE} . Para a M_S observou-se sua utilidade em apenas casos de registros com alto teor harmônico durante o regime permanente, onde variações inesperadas podem ocorrer na operação normal do SEP avaliado. Por fim, foi constatado que quanto maior Δk_{EN} , mais lentas são variações de \mathcal{E}_{dif} e vice versa. Entretanto, para Δk_{EN} muito pequeno, \mathcal{E}_{dif} fica sensível aos ruídos e desbalanceamentos durante o regime permanente, prejudicando a confiabilidade do método [13].

Diante do exposto, no sentido de minimizar o esforço computacional do método implementado para que tais rotinas sejam aplicáveis em tempo real, sendo N o número de amostras em um ciclo fundamental, foi adotada a configuração sugerida em Lopes et al. 2013 [4]: $\Delta F_{SE} = N$, $\Delta k_{DET} = N/10$, $\Delta k_{EN} = N/2$ e $M_S = 5\%$ de F_{SE} . Ressalta-se que o algoritmo permite que essa configuração do método seja alterada, possibilitando a

adaptação das rotinas, pelo usuário, aos níveis de ruído e desbalanceamento presentes no SEP analisado, assim como o esforço computacional almejado.

3.3.5 Fluxograma do Processo de Detecção de Falhas

Com objetivo de ajudar na compreensão do processo de detecção da falha, descrito nesta dissertação, a Figura 3.12 apresenta um fluxograma das operações mencionadas nesta secção para cada etapa do processo em forma de blocos, os quais são dispostos de ordem sequencial de operação a ser executada, com as setas indicando a operação seguinte. O fluxograma ilustrado se repete a cada atualização dos sinais avaliados e o processo iterativo é formado pelo processamento das amostras do instante de tempo “ k ”, calculando a detecção de falha, para cada SE monitorada do SEP, antes de seguir para as amostras do instante de tempo “ $k+1$ ”.

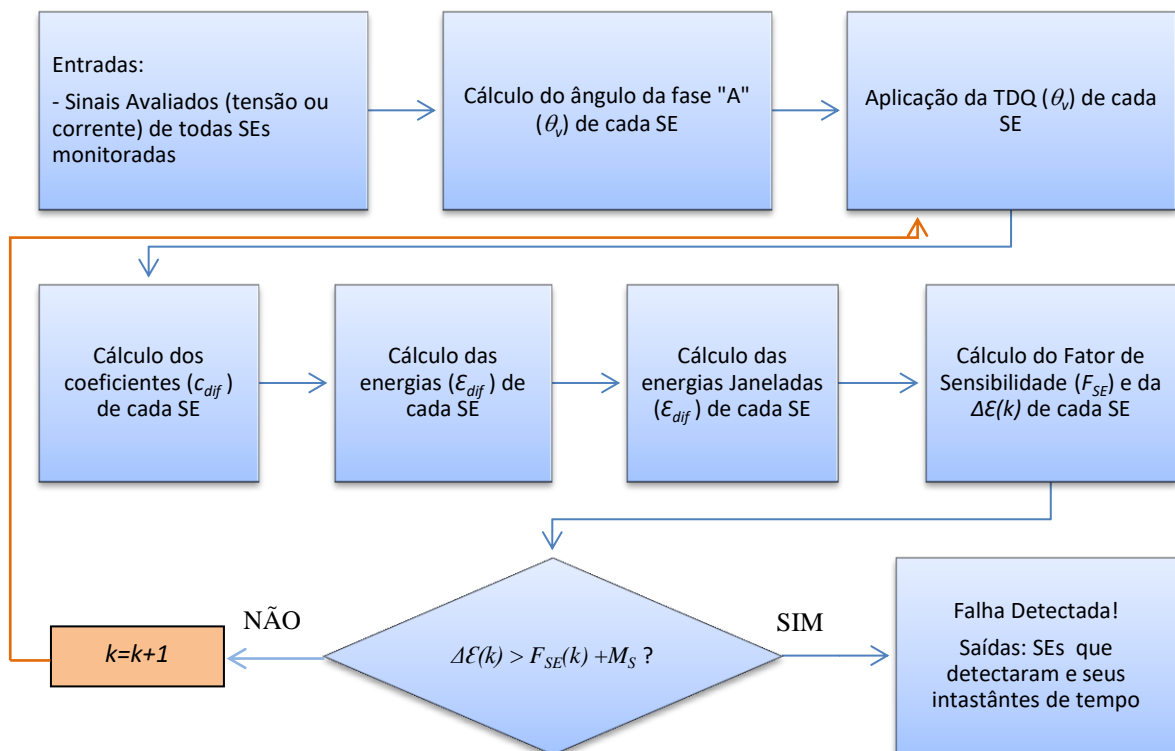


Figura 3.12 – Fluxograma do processo de detecção de falhas

3.4 Localização de Falhas por OV em grandes Áreas

Apesar do método de localização de falhas proposto ser baseado na teoria de ondas viajantes de dois terminais, deve-se ressaltar que o mesmo foi desenvolvido nesta dissertação, com o objetivo de ser aplicado em grandes áreas do SEP utilizando SMFS. Para isso, a formulação do algoritmo teve que ser adaptada, de forma que, a primeira etapa do processamento se dá com monitoramento sincronizado da energia \mathcal{E}_{dif} calculada de cada sinal trifásico enviados pela PMU nas SEs monitoradas, para que fossem identificadas em ordem cronológica de tempo, as SEs que detectarão as possíveis falhas.

A partir da ocorrência da falha são identificados todos instantes de tempo de chegada das ondas viajantes incidentes nas SEs monitoradas através do critério de detecção mostrado na seção anterior. Ressalta-se que, as subestações mais próximas à falha são as primeiras a detectá-la e à medida que a distância entre SE e a falha aumenta, mais difícil se torna sua detecção, pois os transitórios provenientes da falha trazidos pelas ondas viajantes são cada vez mais atenuados pelas LT. Portanto, pode ser considerado razoável que as SEs mais distantes da falha não detectem a mesma.

Diante dos instantes de tempo de detecção da falha de cada SE, considera-se a primeira SE que detectou a falha, por ser a mais próxima dessa, como referência para o cálculo da estimativa do ponto de falha, ou seja, observando a equação (2.14) essa SE seria representada pelo terminal A. Por conseguinte, são realizadas as estimativas do ponto de falha utilizando os instante de tempo da SE de referência com o de cada SE, que detectou a falha, de ordem cronológica crescente.

Na última etapa do processo de localização da falha, utiliza-se o critério apresentado na seção 3.2.2 para determinar se a falha ocorreu dentro ou fora do trecho entre as SEs analisadas, em cada estimativa do local de falha a ser calculada. Esse processo verifica se o produto da diferença entre os instantes de tempo e a velocidade de propagação da onda $((t_{BI}-t_{AI}).v_p)$ é aproximadamente igual ao comprimento do menor trecho entre as SEs analisadas, considerando uma margem de erro aqui estipulada por 0,5 % desse comprimento. Tal margem foi definida baseando-se na análise dos resultados obtidos durante a avaliação do método proposto.

O processamento do algoritmo proposto sem a utilização dessa margem resultou em erros de localizações da LT em falha, pois quando a segunda SE a detectar a falha não faz parte de uma das SEs terminais da LT em falha, ou seja, essa SE está mais próxima da falha que uma das SEs terminais da LT em falha, isso pode acarretar na localização da falha na extremidade da LT adjacente a LT em falha, devido à diferença entre a v_p utilizada (98 % da velocidade da luz) e a v_p da LT ($1/\sqrt{LC}$). Para que isso ocorra, a v_p da LT tem que ser maior que a v_p utilizada, dessa forma o critério para determinar se a falha ocorreu dentro da LT ($l_{AB} < (t_{BI} - t_{AI}) \cdot v_p$) pode ser suficientemente satisfeito para determinar a localização da falha na extremidade da LT errada, próxima ao terminal A. Esse caso é ilustrado na Figura 3.13.

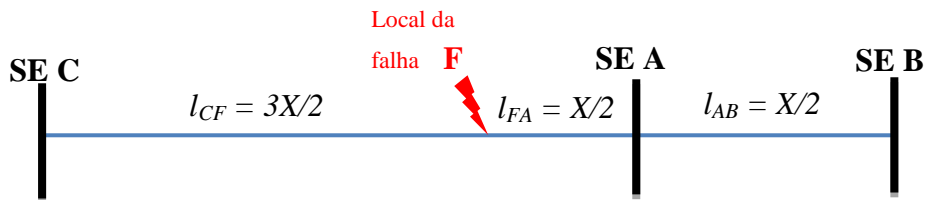


Figura 3.13 – SEP com falha na LT_{CA}

Portanto, com a utilização da margem de erro o critério para determinação se a falha ocorreu fora da LT analisa, modifica-se para: $l_{AB} - Me > (t_{BI} - t_{AI}) \cdot v_p$. Destaca-se que quanto maior for essa margem menos susceptível estará o método proposto a erros de localizações falhas dentro da LT supervisionada. No entanto, observa-se que uma margem muito grande desabilitaria o método proposto a não localizar falhas nas extremidades da LT, ou seja, nas proximidades das SEs terminais.

Caso o critério para determinar se a falha ocorreu dentro da LT analisada, não seja satisfeito, considera-se que a falha está fora do trecho entre as SE analisadas, caso contrário, o local da falha é estimado. Desta forma são apresentadas todas as estimativas que confirmam o local da falha de diferentes pontos do SEP analisado. O algoritmo apresenta como saída um arquivo de texto “.txt”, o qual pode ser manipulado por diversas ferramenta computacionais para a análise dos seus dados. A Figura 3.14 apresenta a forma desse arquivo de saída obtido de uma simulação de falha trifásica aterrada aplicada no meio de uma LT do SEP avaliado, nota-se que a última linha desse arquivo contém as informações mais importantes do resultado de forma resumida.

CASO: BAGI_50_2FT							
INSTANTE DE DETECÇÃO DA FALHA							
SE	TEMPO [s]						
GI500	0.030500						
BA500	0.030500						
BU500	0.031150						
BJ500	0.031250						
RE500	0.031300						
RG500	0.031400						
GO500	0.031700						
IG500	0.031700						
MI500	0.031850						
SP500	0.031900						
AR500	0.032100						
SM500	0.032150						
OL500	0.032300						
M1500	0.032300						
JA500	0.032350						
QU500	0.032450						
IB500	0.032450						
CN500	0.032500						
LU500	0.032600						
SO500	0.032650						
BE500	0.032650						
BR500	0.032750						
PP500	0.032850						
JU500	0.033400						
LOCALIZAÇÃO DA FALHA							
A FALHA ESTÁ LOCALIZADA ENTRE AS SEs: GI500 E BA500							
A 144.500 Km da SE GI500 e a 144.500 Km da SE BA500							
A FALHA ESTÁ LOCALIZADA ENTRE AS SEs: GI500 E BJ500							
A 144.750 Km da SE GI500 e a 365.250 Km da SE BJ500							
A FALHA ESTÁ LOCALIZADA ENTRE AS SEs: GI500 E GO500							
A 146.100 Km da SE GI500 e a 498.900 Km da SE GO500							
A FALHA ESTÁ LOCALIZADA ENTRE AS SEs: GI500 E AR500							
A 145.295 Km da SE GI500 e a 615.695 Km da SE AR500							
RESULTADOS PARA EXPORTAR							
	LT[Km]	SE_A	LF_A[Km]	SE_B	LF_B[Km]	SEs_DETC	T_A
RESULT.:	289.0	GI500	144.500	BA500	144.500	24	0.030500

Figura 3.14 – Arquivo de saída do algoritmo proposto

Nota-se na Figura 3.14, o nome e o respectivo instante de tempo de todas SEs que detectaram a falha em ordem cronológica crescente. Este caso, em exemplo, trata-se de falha no meio da LT entre as SEs de *GI500* e *BA500* e verifica-se que essas SEs são as primeiras a detectarem a falha, aproximadamente ao mesmo tempo. Logo a SE *GI500* é definida como SE de referência e as distâncias são calculadas utilizando a mesma com outra SE, baseando-se no critério que determina se a falha ocorreu dentro ou fora do trecho entre as SE analisadas. A última linha arquivo de saída ilustrado apresenta respectivamente o comprimento da linha que ocorreu a falha, a primeira SE terminal

que detectou a falha, a distância da falha para essa SE, a segunda SE terminal que detectou a falha, a distância da falha para essa SE, o número total de SE que detectaram a falha e, por último, o instante de tempo de detecção da primeira SE.

3.4.1 Fluxograma do Processo de Localização de Falhas

Com objetivo de ajudar na compreensão do processo de localização da falha, descrito nesta dissertação, a Figura 3.15 apresenta um fluxograma das operações mencionadas nesta secção para cada etapa do processo em forma de blocos, os quais são dispostos de ordem sequencial de operação a ser executada, com as setas indicando a operação seguinte. Destaca-se que a entrada desta parte do algoritmo de detecção e localização de falhas é também composta pela Matriz Secundária (*MS*) obtida no processo de alocação de PMU. O processo iterativo ilustrado é formado pelo processamento de “*n*”, o qual se refere ao número da SE que detectou a falha em ordem cronológica crescente, por exemplo, “*SE B₃*” refere-se a terceira SE a detectar a falha. Ressalta-se que *n* começa em 2 (dois), pois a primeira SE a detectar a falha (*SE A₁*) é a SE definida como referência para o cálculo da localização, e *n* termina no número total de SEs que detectaram a falha.

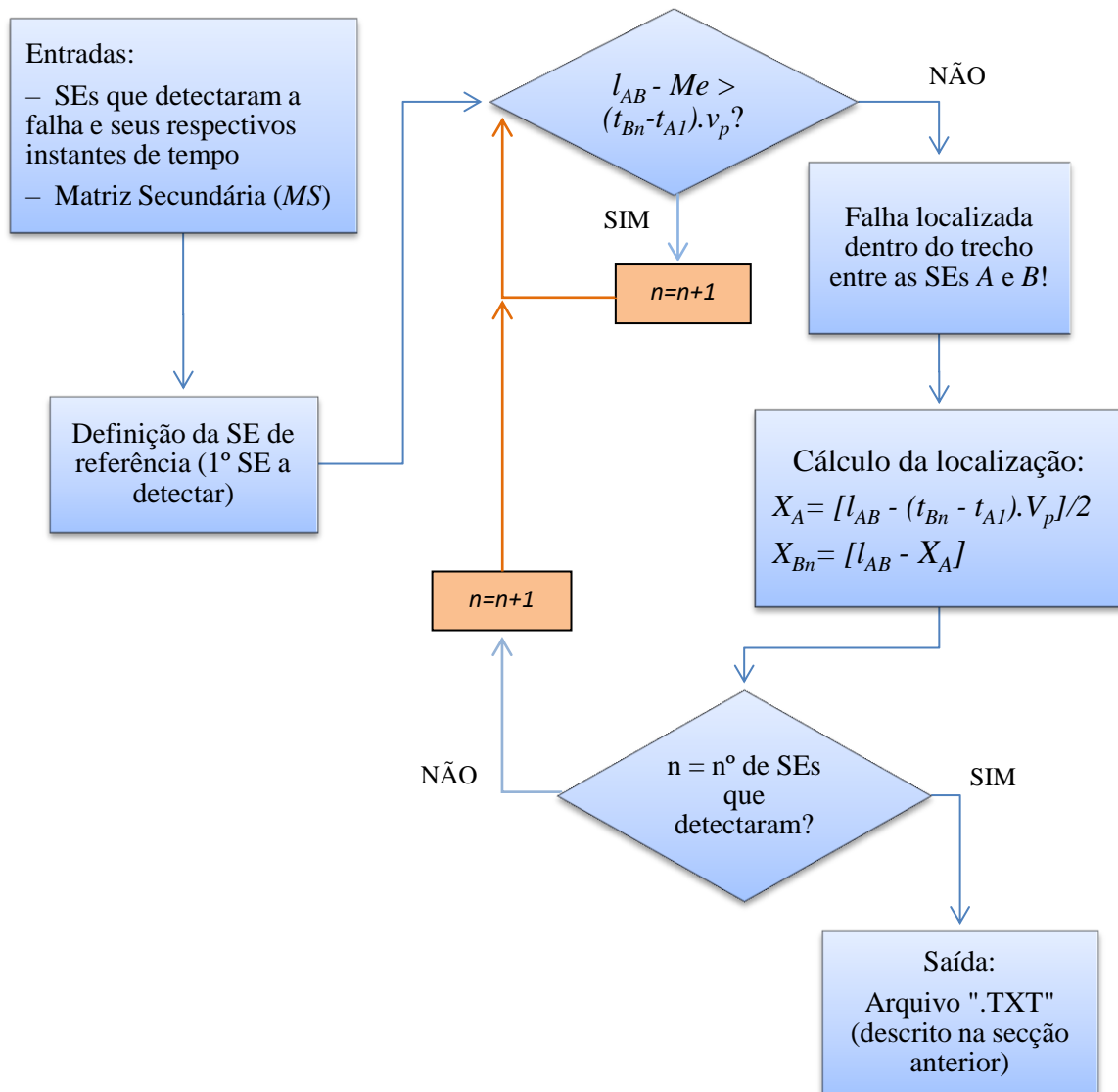


Figura 3.15 – Fluxograma básico do processo de localização de falhas

3.5 Síntese do Método Proposto

Conforme visto nas secções anteriores o método de detecção e localização de falhas proposto pode ser separado em três etapas. A primeira é executada apenas uma vez e tem o objetivo de determinar os pontos estratégicos do SEP avaliado que devem ser alocadas as PMUs, buscando diminuir a quantidade de PMUs que devem ser instaladas, sem perder a confiabilidade do método de dois terminais proposto para localização de falhas.

Com o SEP monitorado conforme a primeira etapa, a segunda etapa pode ser executada, e trata-se do monitoramento dos sinais trifásicos e sincronizados enviados

das SEs que receberam PMU para um PDC, onde esses dados são processados via TDQ para determinar, pelo critério estabelecido, se existe uma falha e, caso exista, são identificadas todas as SEs que detectaram a mesma e seus instantes de tempo em ordem cronológica crescente.

A terceira etapa refere-se à localização de falhas propriamente dita, logo só é processada caso a falha seja detectada na segunda etapa. Essa parte do método de detecção e localização proposto é fundamentada nos métodos tradicionais baseados na teoria de OV de dois terminais. Portanto, nessa etapa são identificadas a SE mais próxima da falha e, de diferentes pontos de monitoramento do SEP, é determinada a LT em falha e a estimativa do local da mesma nessa LT.

Para ilustrar de forma geral o método proposto é apresentada na Figura 3.16, um fluxograma simplificado das operações mencionadas nesta seção para cada etapa do processo em forma de blocos, os quais são dispostos de ordem sequencial de operação a ser executada, com as setas indicando a operação seguinte. Ressalta-se que cada etapa do processo do método proposto são apresentadas de forma mais detalhada nos fluxogramas das seções anteriores.

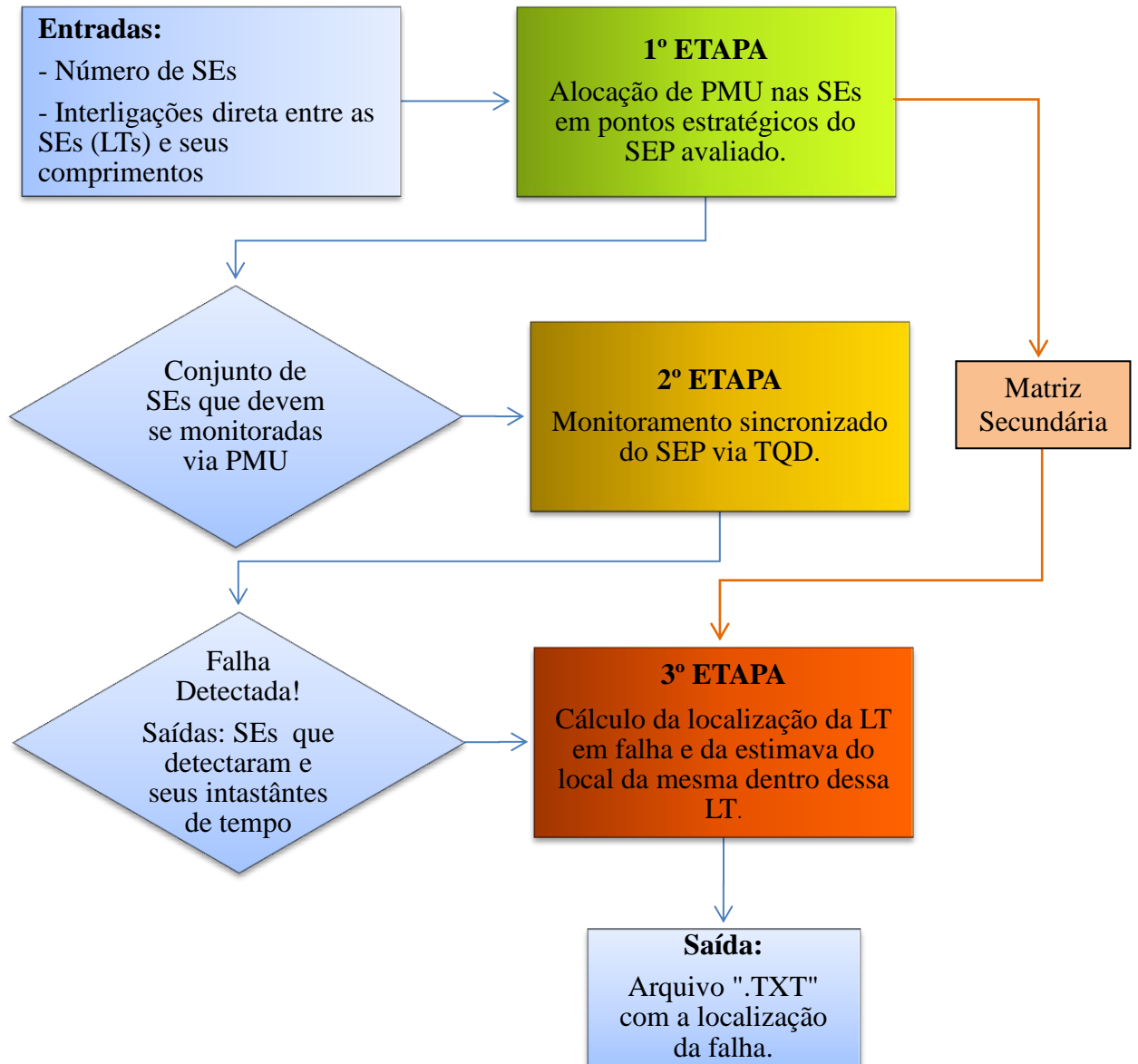


Figura 3.16 – Fluxograma simplificado do método de detecção e localização de falhas proposto

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

Para obtenção de resultados é apresentado o sistema, modelado no ATP [55], onde ocorreram as simulações das falhas e é realizada uma avaliação geral do método proposto, analisando desde a etapa de alocação de PMU até a etapa final de localização de falha, as quais foram implementadas no MATLAB. Os principais resultados obtidos são apresentados de forma estatística para que seja facilitado o entendimento das suas análises.

4.1 Modelagem do Sistema

Para avaliação do método proposto, sabe-se que é essencial a modelagem adequada do SEP, pois os sinais obtidos durante as simulações são utilizados no processamento do algoritmo proposto de localização de falhas. Sendo assim, o desempenho da localização proposta está diretamente ligado aos sinais obtidos por meio das simulações. Observa-se que sinais produzidos por simulações não realistas do sistema podem produzir localizações com erros menores, no entanto, não representam com fidelidade o sistema real. Por isso, no intuito de utilizar nas simulações modelos que retratam melhor o sistema, os quais podem

contemplar os fenômenos de transitórios eletromagnéticos desejados, optou-se usar o programa *Alternative Transient Program* (ATP) [55], o qual permite a análise de transitórios eletromagnéticos em SEP.

Grande parte dos programas de simulações de transitórios, dentre os quais se destaca o ATP, se fundamenta na regra da integração trapezoidal para a reprodução de elementos a parâmetros concentrados e no método de Bergeron, também conhecido como método de características, para a reprodução de elementos a parâmetros distribuídos. Tais métodos possibilitam a transformação das equações integrais, derivadas da análise nodal dos sistemas, em equações algébricas, possibilitando a simulação digital de ocorrências como, por exemplo, falhas em LT. Ressalta-se que a solução das referidas equações algébricas é calculada em momentos discretos, os quais são chamados de *passo de integração*.

4.1.1 SEP Modelado

Para realizar testes e avaliar o método proposto nesta dissertação, foram simulados diversos cenários de falhas em um SEP de 500 kV modelado usando parâmetros reais de uma parte do SIN, configurando assim, uma representação de um sistema elétrico equivalente, o qual abrange as SEs ilustradas na Figura 4.1 e ,como pode ser visto, contém SEs nos estados de Tocantins, Piauí, Bahia, Minas Gerais, Goiás e no Distrito Federal. O SEP consiste basicamente de uma rede de 33 LTs de comprimentos diversos, as quais variam de 42,7 km até 410 km e interligam 23 SEs. Ressalta-se que todas as LTs foram modeladas como sendo perfeitamente transpostas, a parâmetros distribuídos e constantes na frequência (modelo *Bergeron*).



Figura 4.1 – Região que abrange o SEP modelado [56]

Para a elaboração do SEP representado nas simulações, com a presença de fenômenos transitórios eletromagnéticos, foram utilizadas as “Diretrizes para Elaboração de Projetos Básicos – Estudos Elétricos e especificações das instalações e equipamentos do ONS” [57] e o procedimento de rede 23. 3 – “Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos” [58].

Foram utilizados os casos base da EPE, sendo o caso de fluxo o “***EPE DECENAL 2024** LEVE ** ANO 2020 ** NORTE SECO” e para o curto-circuito o caso “CasoBaseEPE-2020(CCmin).ana” [59].

O sistema elétrico equivalente contém a representação das linhas de transmissão, transformadores, cargas, máquinas e equivalentes de fronteira e foi elaborado de maneira a apresentar os mesmos fluxos nas linhas e os mesmos valores de curto-circuito nas barras do sistema obtidos nos casos base. A verificação de sua consistência com

relação aos casos base utilizados é chamada de validação do SEP e consiste em uma análise comparativa entre os níveis de curto circuito com o sistema completo (ANAFAS) e com o SEP reproduzido (ATP), nas subestações adjacentes às linhas em análises. A seguir são apresentadas as tabelas com os parâmetros principais deste sistema e as tabelas completas são apresentadas no Anexo B.

Da Tabela 4.1 até Tabela 4.9 são, respectivamente, apresentados: os equivalentes de curto-circuito a 60 Hz, representados por uma fonte ideal em série com uma impedância; os equivalentes de transferência, representados através das suas impedâncias de curto circuito a 60 Hz de sequência zero e positiva; os parâmetros dos transformadores representados no SEP analisado; os dados das linhas de transmissão representadas; os reatores de linha; os reatores de barra; os compensadores estáticos; os capacitores série e, por último, as máquinas elétricas. Ressalta-se que as LTs modeladas apresentam uma média de impedância característica, a qual é mostrada na equação (2.9), de aproximadamente 183 Ω .

Tabela 4.1 – Dados dos equivalentes próprios

Localização	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
B. ESPERANÇA	529	500	0,000	248,698	73,983	308,450
LUZIANIA	4300	500	2,581	79,300	15,406	100,683
MIRACEMA	571	500	1,868	23,733	4,835	38,148
P.JUSCELINO	26465	500	3,751	103,263	34,688	145,635
PIRAPORA II	1525	500	26,015	447,975	108,908	613,150
R. GONÇALVES	536	500	13,599	189,010	29,340	282,125
S. DA MESA	3895	500	7,129	93,873	31,533	126,493
S.DA MESA II	4298	500	6,365	1805,625	69,373	567,275

Tabela 4.2 – Dados das impedâncias de transferência

De	Nº	Para	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
B. ESPERANÇA	529	R. GONÇALVES	536	500	135,13	918,38	102814,5	119649,5
B. ESPERANÇA	529	MIRACEMA	571	500	31,29	209,57	33466,75	35407,75
LUZIANIA	4300	PIRAPORA II	1525	500	10,70	173,04	378,10	1077,18
LUZIANIA	4300	P.JUSCELINO	26465	500	112,33	1640,63	1534125	841800
MIRACEMA	571	S. DA MESA	3895	500	4,47	24,88	176,42	531,63
MIRACEMA	571	S.DA MESA II	4298	500	9,13	37,60	454	942
PIRAPORA II	1525	S. DA MESA	3895	500	340,60	3152,75	280000	272550
PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	500	604,33	6988,00	4175000	2283975
R. GONÇALVES	536	MIRACEMA	571	500	5,80	40,37	177,65	563,98
S. DA MESA	3895	S.DA MESA II	4298	500	14,24	83,95	757,38	1738,93

De	Nº	Para	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
S. DA MESA	3895	LUZIANIA	4300	500	3,50	36,65	342,23	632,70
S. DA MESA	3895	P.JUSCELINO	26465	500	304,05	2729,75	7975000	2085300

Tabela 4.3 – Dados dos transformadores com 2 enrolamentos

Subestação	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância (% na base de 100 MVA)	
				Xps	%
B. J. LAPA	250	500/13,8	¥ Δ	3,33	
G. DO OURO	200	500/13,8	¥ Δ	5,00	
LUZIANIA CER	400	500/13,8	¥ Δ	3,03	
S.MESA UHE	-	500/13,8	¥ Δ	1,25	

Tabela 4.4 – Dados de linhas de transmissão

Circ.	De	Nº	Para	Nº	Tensão (kV)	L (km)	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	B1 (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (μS/km)
C1	CAP. S. J. DO PIAÚ	437	B. ESPERANÇA	529	500	233,8	0,024	0,318	5,159	0,348	1,360	2,579
C1	R. GONÇALVES	536	GILBUÉS II	836	500	257,0	0,013	0,189	8,743	0,263	1,020	4,372
C1	S. J. PIAÚ	537	C.N.PIAÚ II	12501	500	181,0	0,017	0,248	6,082	0,276	0,978	3,041
C2	S. J. PIAÚ	537	C.N.PIAÚ II	12501	500	174,6	0,017	0,257	6,306	0,286	1,014	3,153
C1	MIRACEMA	571	CAP. GILBUÉS II	835	500	410,0	0,013	0,211	7,596	0,291	1,146	3,798
C1	MIRACEMA	571	CAP. GILBUÉS II	849	500	410,0	0,013	0,211	7,596	0,291	1,146	3,798
C1	B.J. DA LAPA	585	JANAÚBA	38900	500	299,0	0,013	0,187	8,773	0,256	1,010	4,387
C1	R. DAS EGUAS	587	B.J. DA LAPA	585	500	322,0	0,019	0,271	6,172	0,435	1,547	3,086
C1	R. DAS EGUAS	587	ARINOS II	39813	500	228,0	0,013	0,189	8,726	0,116	0,622	4,363
C1	GILBUÉS II	836	CAP. GILBUÉS II	850	500	408,0	0,012	0,205	7,322	0,296	1,169	3,661
C1	BARREIRAS II	846	B.J. DA LAPA	585	500	221,0	0,014	0,218	7,471	0,353	1,281	3,735
C1	BARREIRAS II	846	BURITIRAMA	12318	500	208,0	0,014	0,190	8,716	0,117	0,624	4,358
C1	CAP. GILBUÉS II	854	CAP. BARREIRAS II	842	500	289,0	0,013	0,216	7,507	0,261	0,906	3,753
C1	CAP. BARREIRAS II	855	CAP. RIO DAS EGUAS	860	500	244,0	0,013	0,189	8,734	0,264	1,023	4,367
C1	CAP. R. GONÇALVES	856	S. J. PIAÚ	537	500	353,0	0,016	0,261	6,280	0,298	1,385	3,140
C1	CAP. RIO DAS EGUAS	857	CAP. LUZIANIA	4318	500	373,0	0,013	0,185	8,834	0,265	0,876	4,417
C1	CAP. R. GONÇALVES	946	S. J. PIAÚ	537	500	353,0	0,018	0,260	5,993	0,346	1,461	2,996
C1	PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	500	177,0	0,017	0,304	5,163	0,360	1,293	2,582
C2	PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	500	177,0	0,017	0,304	5,163	0,360	1,293	2,582
C1	S. DA MESA	3895	S.DA MESA II	4298	500	42,7	0,017	0,256	5,446	0,347	1,415	2,723
C1	S.DA MESA II	4298	R. DAS	587	500	208,4	0,021	0,323	7,137	0,323	1,370	3,569

Circ.	De	Nº	Para	Nº	Tensão (kV)	L (km)	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	B1 (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (μS/km)
EGUAS												
C1	LUZIANIA	4300	PIRAPORA II	1525	500	350,0	0,017	0,258	6,220	0,332	1,344	3,110
C1	LUZIANIA	4300	BR. LESTE	35351	500	67,0	0,022	0,353	4,387	0,448	1,502	2,194
C2	LUZIANIA	4300	BR. LESTE	35351	500	67,0	0,022	0,362	4,387	0,455	1,538	2,194
C1	CAP. SERRA DA MESA	4305	CAP. SERRA DA MESA	4299	500	310,0	0,017	0,267	5,760	0,345	1,473	2,880
C1	G.DO OURO II	11560	OUROLANDIA 2	11561	500	157,0	0,019	0,276	6,869	0,414	1,331	3,434
C1	G.DO OURO II	11560	BURITIRAMA	12318	500	153,4	0,014	0,222	7,521	0,280	0,941	3,760
C1	IGAPORÃ III	11594	B.J. DA LAPA	585	500	135,0	0,017	0,277	6,450	0,377	1,490	3,225
C2	IGAPORÃ III	11594	B.J. DA LAPA	585	500	135,0	0,017	0,277	6,450	0,377	1,490	3,225
C1	IGAPORÃ III	11594	IBICOARA	588	500	177,0	0,017	0,266	6,228	0,334	1,124	3,114
C2	IGAPORÃ III	11594	IBICOARA	588	500	177,0	0,017	0,266	6,228	0,334	1,124	3,114
C1	IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	38900	500	246,0	0,013	0,189	8,737	0,264	1,023	4,368
C2	IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	38900	500	246,0	0,013	0,189	8,737	0,264	1,023	4,368
C1	BURITIRAMA	12318	GILBUÉS II	836	500	204,6	0,014	0,225	7,701	0,279	0,952	3,851
C1	BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	12312	500	376,0	0,013	0,185	8,837	0,264	0,875	4,419
C2	BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	12312	500	376,0	0,013	0,185	8,837	0,264	0,875	4,419
C1	CAP. BARREIRAS II	12319	CAP. RIO DAS EGUAS	12320	500	248,9	0,013	0,190	8,778	0,264	1,027	4,389
C1	C.N.PIAUÍ II	12501	CAP. S. J. DO PIAUÍ	839	500	220,0	0,019	0,286	7,035	0,314	1,125	3,517
C1	C.N.PIAUÍ II	12501	CAP. S. J. DO PIAUÍ	840	500	245,4	0,017	0,257	6,305	0,281	1,008	3,153
C1	C.N.PIAUÍ II	12501	QUEIMADA N.2	12312	500	109,0	0,014	0,202	9,157	0,126	0,667	4,578
C1	JANAÚBA	38900	PIRAPORA II	1525	500	237,0	0,013	0,189	8,732	0,116	0,621	4,366
C1	JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	26465	500	326,0	0,013	0,186	8,794	0,260	0,995	4,397
C2	JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	26465	500	331,7	0,013	0,183	8,643	0,255	0,978	4,321
C1	ARINOS II	39813	PIRAPORA II	1525	500	213,0	0,014	0,190	8,719	0,117	0,624	4,360

Tabela 4.5 – Dados dos reatores de linha

De	Nº	Para	Nº	Local	Circuito	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
ARINOS II	39813	PIRAPORA II	1525	ARINOS II	C1	500	160
ARINOS II	39813	R. DAS EGUAS	587	ARINOS II	C1	500	160
B. ESPERANÇA	529	S. J. PIAUÍ	537	B. ESPERANÇA	C1	500	100
B.J. DA LAPA	585	BARREIRAS II	846	B.J. DA LAPA	C1	500	150
B.J. DA LAPA	585	G.DO OURO II	11560	B.J. DA LAPA	C1	500	180
B.J. DA LAPA	585	IGAPORÃ III	11594	B.J. DA LAPA	C1	500	225
B.J. DA LAPA	585	IGAPORÃ III	11594	B.J. DA LAPA	C2	500	225
B.J. DA LAPA	585	JANAÚBA	38900	B.J. DA LAPA	C1	500	200
B.J. DA LAPA	585	R. DAS EGUAS	587	B.J. DA LAPA	C1	500	150
BARREIRAS II	846	B.J. DA LAPA	585	BARREIRAS II	C1	500	150
BARREIRAS II	846	BURITIRAMA	12318	BARREIRAS II	C1	500	150
BARREIRAS II	846	GILBUÉS II	836	BARREIRAS II	C1	500	200
BARREIRAS II	846	R. DAS EGUAS	587	BARREIRAS II	C1	500	175
BARREIRAS II	846	R. DAS EGUAS	587	BARREIRAS II	C2	500	175

De	Nº	Para	Nº	Local	Circuito	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
BURITIRAMA	12318	BARREIRAS II	846	BURITIRAMA	C1	500	150
BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	12312	BURITIRAMA	C1	500	270
BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	12312	BURITIRAMA	C2	500	270
G.DO OURO II	11560	B.J. DA LAPA	585	G.DO OURO II	C1	500	180
G.DO OURO II	11560	BURITIRAMA	12318	G.DO OURO II	C1	500	210
GILBUÉS II	836	BARREIRAS II	846	GILBUÉS II	C1	500	200
GILBUÉS II	836	BURITIRAMA	12318	GILBUÉS II	C1	500	210
GILBUÉS II	836	MIRACEMA	571	GILBUÉS II	C1	500	270
GILBUÉS II	836	MIRACEMA	571	GILBUÉS II	C2	500	270
GILBUÉS II	836	R. GONÇALVES	536	GILBUÉS II	C1	500	270
GILBUÉS II	836	S. J. PIAUÍ	537	GILBUÉS II	C1	500	200
IBICOARA	588	IGAPORÃ III	11594	IBICOARA	C1	500	200
IGAPORÃ III	11594	IBICOARA	588	IGAPORÃ III	C1	500	150
IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	38900	IGAPORÃ III	C1	500	175
IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	38900	IGAPORÃ III	C2	500	175
JANAÚBA	38900	B.J. DA LAPA	585	JANAÚBA	C1	500	200
JANAÚBA	38900	IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	C1	500	175
JANAÚBA	38900	IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	C2	500	175
JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	26465	JANAÚBA	C1	500	235
JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	26465	JANAÚBA	C2	500	235
JANAÚBA	38900	PIRAPORA II	1525	JANAÚBA	C1	500	175
LUZIANIA	4300	PIRAPORA II	1525	LUZIANIA	C1	500	200
LUZIANIA	4300	R. DAS EGUAS	587	LUZIANIA	C1	500	270
LUZIANIA	4300	S.DA MESA II	4298	LUZIANIA	C1	500	136
MIRACEMA	571	GILBUÉS II	836	MIRACEMA	C1	500	270
MIRACEMA	571	GILBUÉS II	836	MIRACEMA	C2	500	270
OUROLANDIA 2	11561	G.DO OURO II	11560	OUROLANDIA 2	C1	500	150
P.JUSCELINO	26465	JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	C1	500	235
P.JUSCELINO	26465	JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	C2	500	235
P.JUSCELINO	26465	PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	C1	500	70
P.JUSCELINO	26465	PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	C2	500	70
PIRAPORA II	1525	ARINOS II	39813	PIRAPORA II	C1	500	160
PIRAPORA II	1525	JANAÚBA	38900	PIRAPORA II	C1	500	175
PIRAPORA II	1525	LUZIANIA	4300	PIRAPORA II	C1	500	200
PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	PIRAPORA II	C1	500	70
PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	PIRAPORA II	C2	500	70
QUEIMADA N.2	12312	BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	C1	500	270
QUEIMADA N.2	12312	BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	C2	500	270
QUEIMADA N.2	12312	C.N.PIAUÍ II	12501	QUEIMADA N.2	C1	500	150
R. DAS EGUAS	587	ARINOS II	39813	R. DAS EGUAS	C1	500	160
R. DAS EGUAS	587	B.J. DA LAPA	585	R. DAS EGUAS	C1	500	200
R. DAS EGUAS	587	BARREIRAS II	846	R. DAS EGUAS	C1	500	175
R. DAS EGUAS	587	BARREIRAS II	846	R. DAS EGUAS	C2	500	175
R. DAS EGUAS	587	LUZIANIA	4300	R. DAS EGUAS	C1	500	270
R. DAS EGUAS	587	S.DA MESA II	4298	R. DAS EGUAS	C1	500	200
R. GONÇALVES	536	GILBUÉS II	836	R. GONÇALVES	C1	500	200
R. GONÇALVES	536	S. J. PIAUÍ	537	R. GONÇALVES	C1	500	180
R. GONÇALVES	536	S. J. PIAUÍ	537	R. GONÇALVES	C2	500	180
S. DA MESA	3895	S.DA MESA II	4298	S. DA MESA	C1	500	74
S. J. PIAUÍ	537	B. ESPERANÇA	529	S. J. PIAUÍ	C1	500	100
S. J. PIAUÍ	537	C.N.PIAUÍ II	12501	S. J. PIAUÍ	C1	500	180
S. J. PIAUÍ	537	C.N.PIAUÍ II	12501	S. J. PIAUÍ	C2	500	180

De	Nº	Para	Nº	Local	Circuito	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
S. J. PIAUÍ	537	GILBUÉS II	836	S. J. PIAUÍ	C1	500	270
S. J. PIAUÍ	537	R. GONÇALVES	536	S. J. PIAUÍ	C1	500	180
S. J. PIAUÍ	537	R. GONÇALVES	536	S. J. PIAUÍ	C2	500	180
S.DA MESA II	4298	LUZIANIA	4300	S.DA MESA II	C1	500	136
S.DA MESA II	4298	R. DAS EGUAS	587	S.DA MESA II	C1	500	136

Tabela 4.6 – Dados dos reatores de barra

Localização	Nº	Tensão (kV)	Unid. em operação	Potência por unidade (Mvar)
ARINOS II	39813	500	1	150
BARREIRAS II	846	500	1	150
BARREIRAS II	846	500	1	150
B. ESPERANÇA	529	500	1	100
B. ESPERANÇA*	529	500	1	100
B.J. DA LAPA	585	500	1	150
B.J. DA LAPA	585	500	1	150
BURITIRAMA	12318	500	1	600
C.N.PIAUÍ II	12501	500	1	150
C.N.PIAUÍ II	12501	500	1	150
C.N.PIAUÍ II	12501	500	1	150
G.DO OURO II	11560	500	1	100
G.DO OURO II	11560	500	1	100
G.DO OURO II	11560	500	1	100
GILBUÉS II	836	500	1	150
GILBUÉS II	836	500	1	150
GILBUÉS II	836	500	1	150
IBICOARA	588	500	1	100
IGAPORÃ III	11594	500	1	150
JANAÚBA	38900	500	1	200
JANAÚBA	38900	500	1	200
JANAÚBA	38900	500	1	200
P.JUSCELINO	26465	500	1	150
P.JUSCELINO	26465	500	1	150
LUZIANIA	4300	500	1	136
LUZIANIA	4300	500	1	136
MIRACEMA*	571	500	1	136
MIRACEMA	571	500	1	136
MIRACEMA	571	500	1	136
MIRACEMA*	571	500	1	136
MIRACEMA*	571	500	1	136
OUROLANDIA II	11561	500	1	100
PIRAPORA II*	1525	500	1	91
PIRAPORA II	1525	500	1	80
PIRAPORA II	1525	500	1	80
QUEIMADA N.II	12312	500	1	200
QUEIMADA N.II	12312	500	1	200
R. DAS EGUAS	587	500	1	100
R. GONÇALVES	536	500	1	180
R. GONÇALVES	536	500	1	180

Localização	Nº	Tensão (kV)	Unid. em operação	Potência por unidade (Mvar)
R. GONÇALVES	536	500	1	180
R. GONÇALVES	536	500	1	180
S. J. PIAUÍ	537	500	1	180
S. J. PIAUÍ	537	500	1	100
S. DA MESA	3895	500	1	272
S.DA MESA II	4298	500	1	136

(*) Reatores das linhas de transmissão adjacentes à barra e equivalentados na barra.

Tabela 4.7 – Compensadores Estáticos representados

Localização	Nº	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
B.J.LAPA CER	581	13,8	5,17
LUZIANIA CER	4301	13,8	-50,5
G.OUROII CER	11562	13,8	38,4

Tabela 4.8 – Capacitores Série representados

De	Nº	Para	Nº	Local	Circuito	Tensão (kV)	X (%)
CAP. RIO DAS EGUAS	12320	R. DAS EGUAS	587	R. DAS EGUAS	1	500	-0,594
CAP. GILBUÉS II	850	S. J. PIAUÍ	537	S. J. PIAUÍ	1	500	-1,726
CAP. GILBUÉS II	835	GILBUÉS II	836	GILBUÉS II	1	500	-1,766
CAP. BARREIRAS II	855	BARREIRAS II	846	BARREIRAS II	1	500	-0,580
CAP. RIO DAS EGUAS	860	R. DAS EGUAS	587	R. DAS EGUAS	1	500	-0,580
CAP. BARREIRAS II	842	BARREIRAS II	846	BARREIRAS II	1	500	-0,874
BARREIRAS II	846	CAP. BARREIRAS II	12319	BARREIRAS II	1	500	-0,594
CAP. GILBUÉS II	849	GILBUÉS II	836	GILBUÉS II	1	500	-1,766
R. DAS EGUAS	587	CAP. RIO DAS EGUAS	857	R. DAS EGUAS	1	500	-0,868
S. J. PIAUÍ	537	CAP. S. J. DO PIAUÍ	937	S. J. PIAUÍ	1	500	-1,539
CAP. R. GONÇALVES	856	R. GONÇALVES	536	R. GONÇALVES	1	500	-1,780
S. J. PIAUÍ	537	CAP. S. J. DO PIAUÍ	837	S. J. PIAUÍ	1	500	-1,880
CAP. R. GONÇALVES	946	R. GONÇALVES	536	R. GONÇALVES	1	500	-1,780
S.DA MESA II	4298	CAP. SERRA DA MESA	4305	S.DA MESA II	1	500	-0,993
CAP. SERRA DA MESA	4299	LUZIANIA	4300	LUZIANIA	1	500	-0,993
S. J. PIAUÍ	537	CAP. S. J. DO PIAUÍ	437	S. J. PIAUÍ	1	500	-2,070
CAP. LUZIANIA	4318	LUZIANIA	4300	LUZIANIA	1	500	-0,868

Tabela 4.9 – Máquinas Elétricas representadas

Local	Nº	Tensão (kV)	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
UHE S. MESA	3594	13,8	0,000	2,878	0,000	2,878

4.2 Avaliação do Método Proposto

Nesta seção será apresentada uma avaliação do desempenho do método proposto para alocação de PMU e detecção e localização de falhas, este último, é responsável por assinalar o instante inicial da falha nos sinais monitorados durante o processo de estimação do ponto desta falha, proposto nesta dissertação. O método proposto de alocação de PMU para localização de falhas em grandes áreas de SEP baseado na teoria de OV, desenvolvido nesta dissertação, foi avaliado de forma comparativa com outros métodos, de características próximas, encontrados na literatura [60], [61] e, por conseguinte, foi aplicado no SEP modelado. Por outro lado, o método de detecção e localização de falhas foi avaliado em uma grande quantidade de simulações digitais de falhas em um sistema real modelado no ATP, comprovando sua elevada confiabilidade. Foi considerada a aplicação de falhas com diferentes características no que diz respeito à localização e ao tipo (monofásico, bifásico aterrado e trifásico aterrado), adicionado ao fato de que todas foram aplicadas através de uma alta resistência, caracterizando-o uma falha de elevada resistência.

4.2.1 Avaliação do Método Proposto de Alocação de PMU

Conforme citado no Capítulo 3 desta dissertação, as pesquisas bibliográficas foram realizadas no sentido de encontrar algum método de otimização de PMU que já tenha sido aplicado ou que seja aplicável a localização de falhas baseada na teoria de ondas viajantes, porém não obtiveram sucesso. Isso pode ser explicado, pelo fato, de que os métodos baseados nesta teoria estão sendo estudados mais recentemente motivados pelos avanços tecnológicos, como a implantação das PMUs nos SEPs, que podem viabilizar a utilização dos mesmos para diversas aplicações [5].

Outro ponto, que merece destaque é o fato de que todos os métodos, encontrados nestas pesquisas, baseados na teoria em questão, tratam de sua aplicação na supervisão e/ou proteção de basicamente apenas uma LT, ou seja, eles não abordam o assunto para uma grande área de SEP, como nesta dissertação. No entanto, esta dissertação, conforme dito anteriormente, demandou o desenvolvimento de um algoritmo de

alocação de PMU para localização de falhas baseado na teoria de ondas viajantes, descrito no Capítulo 3.

Foram pesquisadas técnicas de otimização de PMU que tenham propósito próximo à técnica aqui desenvolvida, para que desta forma possa ser feita uma avaliação comparativa dos resultados obtidos entre as técnicas pesquisadas e a técnica proposta. A característica principal que foi considerada para realizar essa avaliação comparativa está relacionado ao fato de que a técnica de otimização de PMU analisada deve ser aplicável à localização de falhas, independente da base teórica utilizada para o cálculo da localização das falhas.

Na literatura podem ser encontrados diversos métodos para localização de falhas baseados em diferentes teorias. Para avaliar a técnica de alocação de PMU proposta foram analisados os resultados apresentados em Theodoros et al., 2016 [60], que usa o método de localização de falhas, baseado na estimação de estado e na impedância aparente vista pela barra. Além disso, também foram analisados os resultados apresentados em Pronob & Anik., 2017 [61], baseado na teoria de *grafos*.

A Tabela 4.10 apresenta os resultados obtidos das técnicas de otimização de PMUs para localização de falhas, supracitadas, e da técnica proposta, avaliados em sistemas teste, conhecidos como: IEEE 14 barras [62], IEEE 30 barras [63] e IEEE 57 barras [64]. Analisando os resultados obtidos pode-se dizer que o algoritmo proposto apresenta um número mínimos de PMU, necessários para aplicação do método, na faixa de 10 % a 20 % maior quando comparado com o número mínimos de PMU obtidos nas outras técnicas de otimização.

Apesar dos resultados obtidos pela técnica proposta apresentarem valores pouco superiores em relação aos das outras técnicas analisadas, pode se caracterizar como um resultado relativamente satisfatório, visto que, em sua singularidade, a sua aplicação é destinada a um método de localização de falhas (OV) que demonstra muitas vantagens em relação aos métodos tradicionais, as quais, as outras técnicas se destinam. Por isso, ressalta-se que a alocação de PMU obtida pelas outras técnicas não são aplicáveis aos métodos de localização de falhas baseados na teoria de OV, visto que, não eliminam todas as *zonas suspeitas*, discutidas no Capítulo 3, e, por conseguinte podem produzir erros nas localizações das falhas. Portanto, esse tipo de avaliação foi realizada apenas

no sentido de mensurar a posição qualitativa da técnica de alocação de PMU proposta, em relação às classicamente utilizadas.

Tabela 4.10– Número otimizado de PMU obtidos através de métodos de otimização

Sistema teste	Algoritmo Proposto	Número otimizado de PMU	
		Algoritmo baseado na teoria de grafos [61]	Algoritmo baseado em estimação de estado [60]
IEEE 14 Bus	11	8	8
IEEE 30 Bus	20	16	17
IEEE 57 Bus	36	-	30

4.2.1.1 Alocação de PMU no SEP Analisado

Foi modelado um SEP no ATP, apresentado na secção 4.1.1, usando parâmetros, que reproduzem, de forma equivalente, uma parte do SIN de 500 kV composta por 24 SEs e 33 LTs, as quais criam uma rede intensamente interligada onde são simuladas as ocorrências de falhas. A característica física desse SEP é ilustrada na Figura 4.2, verificando que o mesmo contém poucas SEs terminais e grande número interligações.

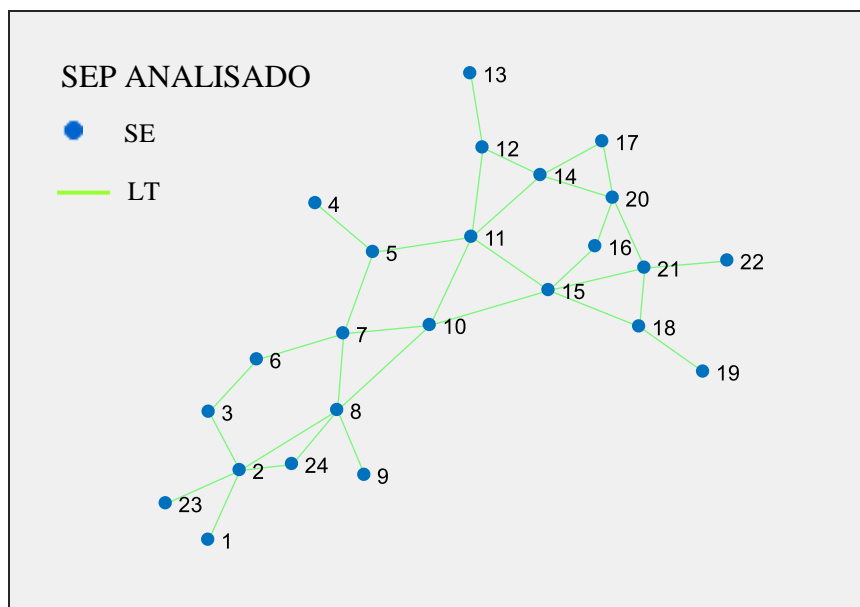


Figura 4.2– Características físicas do SEP analisado

Esse sistema foi mapeado pelo do algoritmo de alocação de PMU desenvolvido no MATLAB, conforme descrito no Capítulo 3, e foram aplicados os critérios

desenvolvidos nesta dissertação para minimizar o número de PMUs que devem ser instaladas no SEP analisado e determinar em quais SEs essas PMUs devem estar localizadas para que o método de localização de falhas proposto possa ser aplicado com o SEP supervisionado.

Os resultados obtidos pelo o algoritmo proposto mostram que três SEs não requerem monitoramento, ou seja, dentre todas SEs do SEP, vinte e uma (21) delas devem ser receber PMU. As SEs que não necessitam de PMU, apontadas pelo algoritmo, podem ser identificadas na Figura 4.2 pelos números 3, 6, e 16. O resultado obtido é justificável, pois como o SEP analisado é muito interligado, esse fato, acarreta no surgimento de muitas zonas suspeitas (*ZS*), as quais necessitam de monitoramento para que não ocorram possíveis localizações de falhas equivocadas pelo método proposto durante os episódios de curto circuito no SEP. No entanto, verifica-se em uma oportunidade futura, o desenvolvimento de pesquisas mais aprofundadas em busca de técnicas de minimização de PMU para métodos de localização de falhas baseados em OV ou de melhoramentos na técnica proposta.

A análise qualitativa da técnica de alocação de PMU proposta, mostrou que a mesma apresenta um número de PMU de 10% a 20% maior em comparação as outras técnicas de otimização avaliadas. Portanto, baseando-se neste resultado pode-se projetar que as outras técnicas determinariam até 4 (quatro) PMUs a menos que a técnica proposta, neste SEP analisado. Porém, ressalta-se que a técnica proposta é singular, pois se destina a localização de falhas baseada em OV, a qual se apresenta mais vantajosa nos aspectos de processamento, fácil implantação, baixo custo e na detecção e localização de falhas de alta impedância, do que nas metodologias de localização de falhas tradicionalmente utilizadas [5].

A Tabela 4.11 identifica as SEs que são representadas pelos números mostrados da Figura 4.2, os quais são os mesmos utilizados no processamento do algoritmo de alocação de PMU proposto.

Tabela 4.11– Número das SE no algoritmo de alocação de PMU

Subestação (SE)	N °no Algoritmo
SOBRADINHO	1
SÃO JOÃO DO PIAUÍ	2
CURRAL NOVO	3
OUROLANDIA	4
GENTIO DO OURO	5
QUEIMADA NOVA 2	6
BURITIRAMA	7
GILBUÉS	8
MIRACEMA	9
BARRIERAS	10
BOM JESUS DA LAPA	11
IGAPORÃ 3	12
IBICOARA	13
JANAUBA 3	14
RIO DAS ÉGUAS	15
ARINOS 2	16
PADRE JUSCELINO	17
SERRA DA MESA 2	18
SERRA DA MESA 1	19
PIRAPORÃ II	20
LUZIANIA	21
BRASILIA LESTE	22
BOA ESPERANÇA	23
RIBEIRO GONÇALVES	24

A Tabela 4.12 apresenta o comprimento das LT, também ilustradas na Figura 4.2 usando o número de identificação de cada SE. Nota-se que esse conjunto de LTs exhibe diversos comprimentos diferentes, o qual demonstra uma média de aproximadamente 269 km.

Tabela 4.12 – Comprimento da LT do SEP analisado

	(SE)	Comprimento
DE	PARA	da LT (km)
1	2	210
2	3	167,4
2	8	408
2	23	233,8
2	24	353
3	6	115
4	5	157
5	7	153,4
5	11	260
6	7	376
7	8	204,6
7	10	208
8	9	410
8	10	289
8	24	257
10	11	221
10	15	244
11	12	135
11	14	299
11	15	322
12	13	177
12	14	246
14	17	326
14	20	237
15	16	228
15	18	208,36
15	21	378
16	20	213
17	20	177,4
18	19	42,7
18	21	310
20	21	350
21	22	66,9

4.2.2 Avaliação do Método Proposto de Detecção e Localização de Falha Via ATP

Com o propósito de realizar uma avaliação minuciosa do método proposto para detecção e localização de falhas, utilizou-se o ATP para simular diferentes cenários de falhas no SEP modelado. Entretanto, para que as análises sejam realizadas de forma confiável, necessita-se que algumas condições mínimas sejam atendidas durante as simulações executadas no ATP, dentre as quais se destaca a escolha de um passo de integração apropriado para estudo de falhas em LT.

De acordo com os trabalhos apresentados em CIGRE Working Group 02.33, 1990 [65], os transitórios eletromagnéticos derivados da ocorrência e eliminação de falhas em linhas longas apresentam frequências características na faixa de 60 Hz até 20 kHz. Portanto, orienta-se que tais fenômenos sejam estudados através de simulações com passos de integração com ordem de grandeza satisfatória para que possa ser representada de forma apropriada a faixa de frequência mencionada.

Tal orientação consiste em que o passo de integração deve ser, no máximo, igual um décimo do período do sinal transitório de maior frequência típica envolvida no fenômeno em estudo, neste cenário, é considerado 50 μ s (para sinais com frequência de 20 kHz). Por tanto, as simulações foram realizadas nesta dissertação inicialmente utilizando-se um passo de integração igual a 5 μ s, o qual equivale à uma taxa de amostragem de aproximadamente 3333 amostras por ciclo de 60 Hz (frequência fundamental do SEP analisado), o que representa uma frequência de amostragem F_s de 200 kHz. Por causa desse grande número de amostras por ciclo, esses sinais são considerados nas simulações como sendo os sinais analógicos do SEP.

Os sinais digitais fornecidos pelas PMUs no processo de localização de falhas são representados pelas amostras desses sinais analógicos quando capturadas entre períodos que variam de 16,7 ms a 100 ms, os quais representam respectivamente, as taxas de reportagem de pacote de dados por segundo de 60 e 10, ou seja, a cada segundo a PMU envia de 10 até 60 pacotes de dados de tamanho de janela inversamente proporcional a essa velocidade. No segundo momento, para avaliar a influência das taxas de amostragem sobre o desempenho do algoritmo, foi utilizada uma frequência de amostragem F_s de 15,4 kHz o qual equivale a dizer que o passo de integração foi

elevado para 65 μ s (aproximadamente 256 amostras por ciclo de 60 Hz) e todos os casos foram reprocessados. Tal procedimento viabiliza a simulação no ambiente ATP das taxas de amostragem próximas dos conversores A/D das PMUs, tornando as análises mais realísticas, porém sem comprometer a precisão do cálculo dos transitórios das ondas viajantes. Isso pode ser considerado aceitável, pois dispositivos de localização de falha utilizam tipicamente taxas de amostragem superiores a 256 amostras/ciclo ($F_s = 15360$ Hz), podendo alcançar a ordem de alguns MHz [51].

O algoritmo proposto para detecção e localização de falhas foi implementado fazendo uso do programa MATLAB [52], os registros oscilográficos dos casos simulados no ATP foram exportados para o MATLAB onde o algoritmo foi processado. Procedendo desta forma, torna-se possível aplicar as rotinas desenvolvidas como se estas estivessem incorporadas em um concentrador de dados (PDC) real, o que evidencia a possibilidade de aplicação do método em tempo real.

Em todas as simulações realizadas no ATP, optou-se por considerar uma velocidade de propagação v_p igual a 98% da velocidade da luz, conforme sugerido em Zimath et al. 2010 [51]. Sabe-se que esta aproximação é bastante utilizada em dispositivos localizadores reais, pois como as OV trafegam com velocidades diferentes em LTs com parâmetros diferentes, essa simplificação é conveniente ao processamento da localização de falhas. Pode ser visto em Lopes, 2014 [13], uma análise mais detalhada da influência de aproximações típicas de v_p sobre a localização de falhas baseada na teoria de ondas viajantes.

4.2.3 Estudo de Caso

A literatura apresenta que diversos fatores que podem ter relevância sobre a confiabilidade dos métodos de detecção de transitórios, dentre os quais se sobressaem a resistência de falha, o ângulo de incidência da falha e as respostas em frequência dos transformadores para instrumentos empregados na medição dos sinais de tensões e correntes do SEP [5].

É constatado que resistências de falha elevadas e ângulos de incidência próximos a 0° (ou 180°) acarretam em transitórios de falha mais atenuados, dificultando a sua

detecção [68]. A respeito dos transformadores para instrumento, sabe-se que os transformadores de corrente (TCs), em geral, não apresentam problema na amostragem do sinal, entretanto, os transformadores de potencial capacitivos (TPCs), dependendo de seus parâmetros construtivos, podem apresentar respostas em frequência com características que acarretam a atenuação dos transitórios nos sinais de tensão. Este efeito indesejável, que limita as componentes de alta frequência no sinal medido pode ser ainda maior quando avaliados os efeitos derivados dos filtros *anti-aliasing* utilizados no processo de digitalização dos sinais, conforme analisado em [69].

A Figura 4.3 ilustra o sinal de tensão monitorado na SE de 500 kV de Piraporã II para o caso onde uma falha trifásica aterrada é aplicada a 44,4 km dessa SE, através de uma resistência de 100 Ω (a) e um curto franco (b), ou seja, com resistência aproximadamente nula, no instante de tempo de 30 ms, na linha de 500 kV Padre Juscelino – Piraporã II, representadas, respectivamente, pelas SEs 17 e 20 da Figura 4.2. Pode-se perceber como os transitórios provenientes da falha com alta resistência são razoavelmente amortecidos em comparação com a falha de baixa resistência. Como mencionados em capítulos anteriores, alguns métodos de localização de falha são fortemente afetado por este efeito, devido à imprecisão na detecção dos transitórios [68].

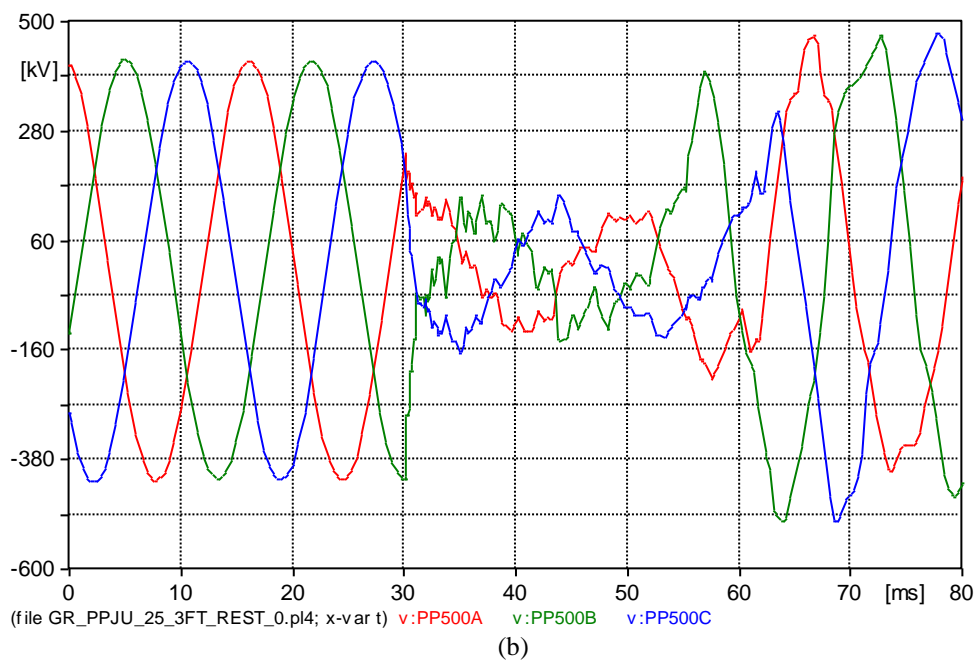
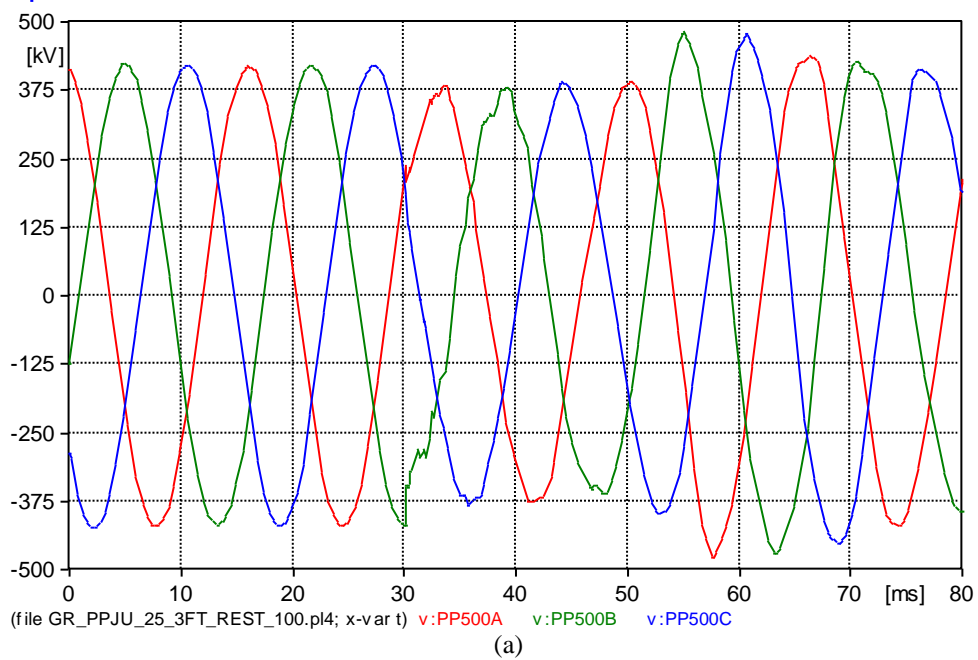


Figura 4.3. Sinal de uma falha trifásica aterrada com: (a) Resistência de 100 Ω (b) Resistência nula.

Portanto, como este trabalho também o propósito de demonstrar a eficiência do método proposto perante falhas de elevadas resistências, esse propósito foi seguido com a perspectiva futura de se realizar outras análises, mas que neste momento se restringe a avaliar exclusivamente falhas com elevadas resistências. Portanto, foi simulada no ATP uma grande quantidade de falhas no SEP de 500 kV apresentado no seção 4.1 desta dissertação, o qual foi modelado utilizando-se da base de dados de uma parte do SIN.

Dentre os casos simulados, foram considerados diversos cenários de falha, cujas características são descritas na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Características dos casos simulados por meio do ATP

Variáveis dos casos	Valores propostos	Nº de possibilidades
Distância da falha em relação		
ao terminal A (% do comprimento da LT)	25, 50 e 75	3
Resistência da falha (Ω)	100	1
Tipo de Falha	FT, 2FT e 3FT	3
Número de linhas	33	33

Ao considerar as variáveis dos cenários listados acima, foram obtidos 297 casos (3 localizações x 1 resistência de falha x 3 tipos de falha x 33 linhas = 297) para as duas frequência de amostragem avaliadas (15,4 kHz e 200 kHz). Para mensurar os resultados encontrados, considerou-se que erro relativo ε_r das localizações estimadas d_{AB} , é dado pela equação (4.1) [70].

$$\varepsilon_r(\%) = \frac{|d - d_{AB}|}{l} \cdot 100 \quad (4.1)$$

Onde:

l é o comprimento da LT;

d é a localização real da falha;

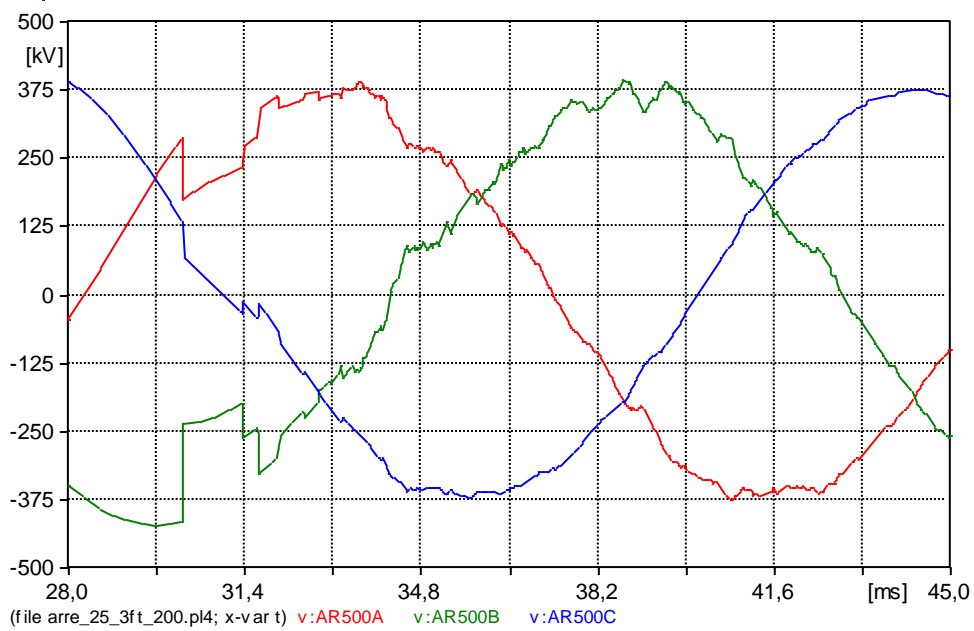
d_{AB} é a distância estimada do local de falha no sentido do terminal A para o terminal B.

Na Tabela 4.14, são exibidos os erros relativos médios (μ_e) e seus desvios padrão (σ_e), do conjunto de resultados obtidos dos 297 casos simulados. Analisando os resultados apresentados observa-se que os erros médios obtidos quando a $F_s = 15,4$ kHz são maiores do que os verificados no caso da $F_s = 200$ kHz. De fato, conforme era previsto, quanto maior F_s , mais evidente são as altas frequências inseridas pela falha no sinal monitorado e maior é a precisão do algoritmo detector de transitórios, conseqüentemente, mais precisas são as estimativas do ponto de falha.

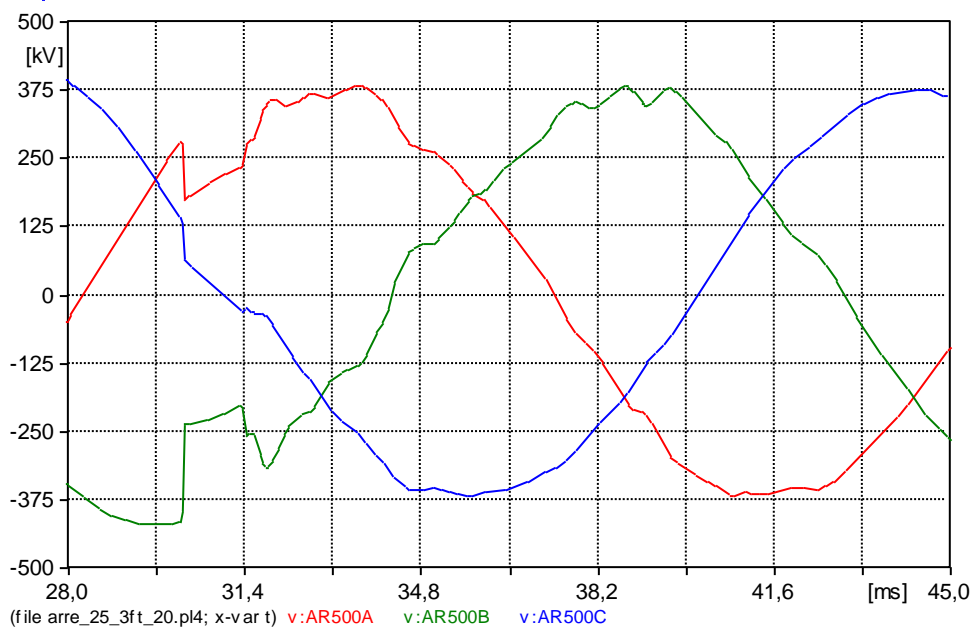
Tabela 4.14 – Erro médio e desvio padrão dos casos simulados

F_s (kHz)	Erros relativos ϵ_r (%)	
	Média (μ_e)	Desvio Padrão (σ_e)
15,4	1,44	2,10
200	0,40	0,75

As Figura 4.4 (a) e (b) ilustram o sinal de tensão monitorado na SE de 500 kV de Arinos para o caso onde uma falha trifásica aterrada é aplicada a 57 km dessa SE, na linha de 500 kV Arinos – Rio da Éguas, no instante de tempo igual 30 ms. Analisando-se comparativamente as Figuras (a) e (b), percebe-se que a primeira apresenta maior detalhamento das altas frequências na forma de onda do sinal, enquanto à outra apresenta curvas mais suáveis. Esse fato deve-se à F_s usada na simulação da Figura 4.4 (a), que é treze vezes maior que a usada na Figura 4.4 (b), ou seja, uma F_s menor deixa o sinal mais atenuado dificultando a detecção de transitórios e como dito anteriormente, reduz a precisão da estimativa do ponto de falha.



(a)



(b)

Figura 4.4 – Aplicação de falha trifásica aterrada na LT 500 kV Arinos – Rio da Éguas no instante de tempo igual 30 ms com F_s de: (a) 200 kHz e (b) 15,4 kHz

Para realizar uma avaliação mais minuciosa dos resultados obtidos nas simulações com F_s de 15,4 kHz, os valores de ε_r são apresentados em forma de *box plot* na Figura 4.5. Este tipo de gráfico permite a exibição da distribuição de um conjunto de dados em formato visual por meio de seis índices: o valor atípico (*outliers*), retratado por um “x” realçado em vermelho, o valor máximo, retratado pela cauda superior; o quartil superior, retratado pelo limite superior da caixa; a mediana, retratada

pela linha divisora da caixa; o quartil inferior, retratado pelo limite inferior da caixa; e o valor mínimo, retratado pela cauda inferior, no Anexo C são melhores apresentados os conceitos relativos a este tópico da Estatística Descritiva [71].

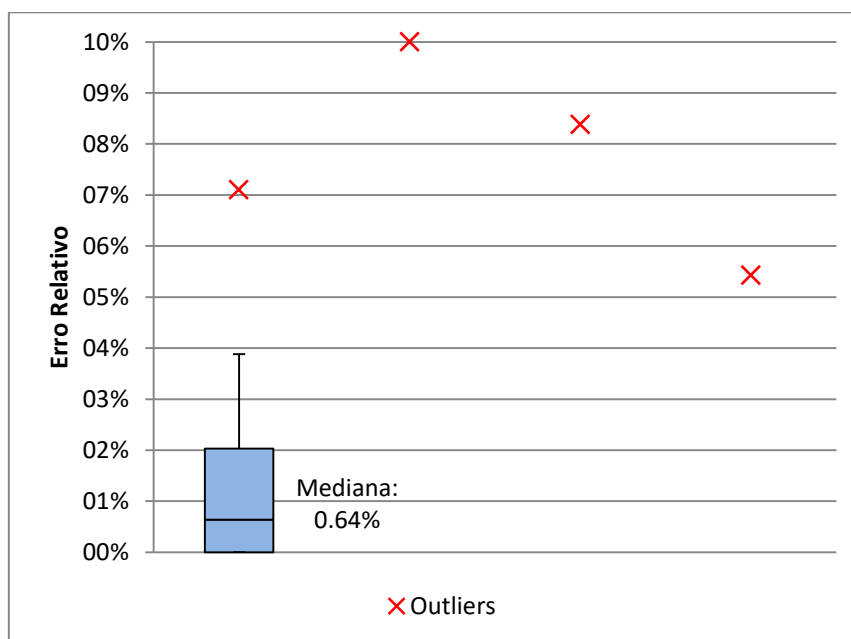


Figura 4.5 – Desempenho do método proposto considerando uma $F_s = 15,4$ kHz

Observe que o limite inferior e o quartil inferior (primeiro quartil) se encontram no valor de erro relativo igual a 0%, esse fato permite dizer que em 25% das amostras analisadas o erro relativo do ponto de estimação de falha é zero, ou seja, o algoritmo foi capaz localizar o ponto de falha precisamente.

A mediana é outro índice que permite inferir uma boa análise sobre as amostras da Figura 4.5. Por exemplo, o valor de erro relativo referido a este índice é 0,64 %, isso significa dizer que em 50 % dos casos analisados o erro relativo encontrado está abaixo de 0,64 %. Além disso, o quartil superior (terceiro quartil) se encontra com erro relativo de aproximadamente 2,03 %, este índice permite deduzir que 75 % dos casos analisados o erro relativo encontrado está abaixo de 2,03 %.

O índice que trata do limite superior é determinado pelo valor do quartil superior mais 1,5 vezes a diferença entre os dois quartis (amplitude interquartil), esse índice estipula um limite para que as amostras sejam classificadas como típicas ou atípicas, ou seja, valores acima desse índice estão a uma distância anormal em relação à média e podem ser considerados pontos fora da curva (valores atípicos). O limite superior identificado na Figura 4.5 indica que o valor de erro relativo de aproximadamente

5,08 % e acima desse índice são identificados quatro valores atípicos, são eles: 5,43 %, 7,10 %, 8,38 % e 10 %. Estes valores compreendem um total de 22 casos, distribuídos igualmente entre os quatro valores atípicos encontrados. Considerando o total de 297 casos analisados os casos atípicos representam aproximadamente 7 % das amostras desse universo. Vale ressaltar que em 100 % dos casos a falha foi localizada na LT correta.

Um ponto que ajuda a entender a presença desses casos considerados estatisticamente atípicos é a relação desses erros relativos com o comprimento da linha. Por exemplo, os casos em que o erro relativo registrado foi de 10%, a aplicação da falha ocorreu na LT 500 kV Serra da Mesa 1 – Serra da Mesa, a qual tem o menor comprimento (42,7 km) dentre as linhas do SEP avaliado. Tal erro pode ser observado devido a alguns fatores, dentre os quais se destacam: a diferença existente entre a velocidade de propagação real da onda nessa linha e a aproximação dessa velocidade (98% da velocidade da luz) adotada no processamento do algoritmo proposto em todos os casos, aliada ao pequeno comprimento da linha promove uma combinação que reduz a precisão da estimação do ponto de falha. No entanto, o principal fator está associado ao passo de integração determinado pela Fs utilizada (15,4 kHz). Nestas simulações o passo de integração de 65 μ s permite inferir que uma onda eletromagnética, produzida por uma falha, com velocidade próxima da luz percorre aproximadamente 19,5 km, a cada passo de integração. Observa-se que a LT citada de 42,7 km pode ter seu comprimento percorrido pelas OV em menos de 3 (três) passos de integração.

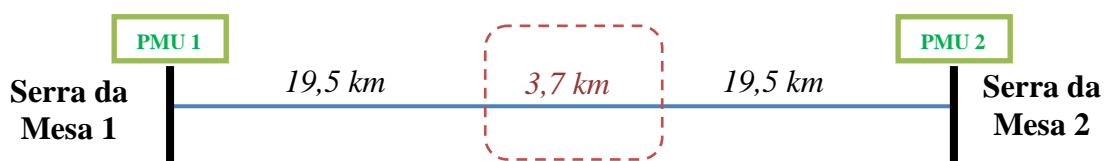


Figura 4.6 – LT 500 kV Serra da Mesa 1 – Serra da Mesa 2

Portanto, analisando os casos da LT de 42,7 km, ilustrada na Figura 4.6, podemos deduzir que a ocorrência de uma falha a mais de 19,5 km de ambos terminais dessa LT, ou seja, dentro de um trecho de 3,7 km, centrado no meio da LT em questão, o algoritmo só poderá detectar a falha do segundo passo de integração em diante, para ambos terminais, pois só a partir do segundo passo de integração que o sinal das OV chegam aos terminais monitorados. Isso pode resultar na detecção da falha no mesmo instante de tempo pelos dois terminais (caso de falha no meio da LT) e

consequentemente erros relativos altos de localizações. O mesmo ocorre nos outros três valores em que o erro relativo encontrado é considerado um valor atípico, 5,43 %, 7,10 % e 8,38 %, o comprimento das linhas envolvidas nestes casos, são: 157 km, 208,4 km e 115 km, respectivamente.

Para evitar erros de estimativa de localizações altos como vistos no caso da LT de 42,7 km, pela análise dos resultados dos valores atípicos, aconselha-se que utilize uma F_S equivalente a um passo de integração igual ou menor ao tempo que a OV percorreria $\frac{1}{5}$ (um quinto) do tamanho da LT mais curta do SEP analisado. Procedendo desta forma, espera-se obter uma redução dos erros relativos registrados nas localizações de falhas em LT curtas para valores de erros aceitáveis. Caso esse procedimento não seja possível, deve-se entender que as LTs, do SEP analisado, que tenham seu comprimento percorrido pelas OV em menos de 5 (cinco) passos de integração, podem apresentar erros relativos de localização de falhas altos.

Ressalta-se que LT de comprimento pequeno não representa um grande problema para localização de falhas, pois a própria distância a ser percorrida na estimação do local da falha pode ser até menor ou igual à de LTs com comprimentos maiores. Por exemplo, o erro absoluto para o caso mencionado acima é $\pm 4,27$ km (10 %), esse valor é equivalente a um erro relativo de aproximadamente 2,1 % para uma LT de 200 km e, neste caso, tal erro seria considerado aceitável [70]. Contudo como algoritmo proposto calcula a localização das falhas de diferentes pontos de medição, então, nos casos de falhas localizadas em LTs muito curtas, o usuário dever utilizar todas as informações fornecidas pelo algoritmo sobre a localização da falha para obter uma melhor orientação sobre o local estimado do curto circuito. Apesar das LTs, muito curtas, serem passíveis de ser consideradas um desafio para o método proposto, ressalta-se que não foram encontrados erros na localização da LT em falha, mesmo nestes casos.

Apesar do critério qualitativo utilizado para análise do erro ser estatístico a norma que padroniza os métodos de localização de falhas em LT de corrente alternada (AC) a parâmetros distribuídos IEEE Std C37.114-2014 [70], descreve que o erro relativo típico encontrados ao longo do tempo nas experiências de campo é da ordem de 5 % do comprimento da LT, ou seja, analisando os resultados obtidos, apenas os casos considerados atípicos estão acima desse valor. Portanto pode-se considerar que o

método proposto apresentou resultados satisfatórios, em relação aos praticados, em 93 % dos casos simulados.

Apesar de considerar a aproximação da velocidade de propagação, utilizada no método proposto, bem razoável quando se avalia os resultados obtidos, o cálculo da velocidade de propagação a partir dos parâmetros da LT é indicado, pois demonstra resultados em localizações de falhas mais precisos [13].

Na Tabela 4.15, novamente são apresentados os erros relativos médios μ_e e seus desvios padrão σ_e do conjunto de resultados obtidos dos 297 casos para as duas frequências de amostragem analisadas, no entanto os resultados são exibidos separadamente para cada tipo de falha aplicada.

Tabela 4.15 – Erro médio e desvio padrão por tipo de falha

Fs (kHz)	Erros relativos ϵ_r (%)	Falha trifásica aterrada	Falha bifásica aterrada	Falha monofásica
15,4	μ_e	1,48	1,48	1,35
	σ_e	2,17	2,17	1,95
200	μ_e	0,39	0,40	0,42
	σ_e	0,73	0,73	0,79

Analisando os resultados apresentados observa-se que os erros relativos médios obtidos para as falhas trifásica e bifásica aterradas são aproximadamente equivalentes em ambas às frequências de amostragem analisadas, diferindo apenas do erro relativo médio encontrado para falha monofásica. Portanto, como já era esperado, o erro relativo médio encontrado para falha trifásica aterrada, por ser um curto circuito conceitualmente mais intenso, em relação a corrente e queda de tensão, que os outros, encontra-se menor que nos outros tipos de falha e isso é confirmado nos resultados apresentados na Tabela 4.15 para as simulações com $F_s = 200$ kHz.

Entretanto, o mesmo não acontece para os resultados das simulações com $F_s = 15,4$ kHz, onde pode ser visto que o erro relativo médio para falha monofásica é menor que os encontrados nos outros tipos de falha. Esse fato pode ser justificado observando que a falha monofásica é caracterizada por apresentar um maior desbalanço entre fases e como a detecção de transitórios dada pela TDQ atua tanto na verificação de frequências

diferentes da fundamental quanto no desbalanço entre as fase, este último véis se mostra parte fundamental para a eficiência do método proposto na detecção da falha considerando sinais atenuados, seja por, baixa taxa de amostragem e/ou elevada resistência de falha. Neste contexto, destaca-se essa qualidade do método proposto, observando a falha monofásica é mais comum nas ocorrências de curto circuitos, dentre todos os tipos de falhas.

Diante do exposto, apesar da utilização da TDQ fornecer vantagens na detecção do instante inicial dos transitórios da falha que possibilitam a implementação do método de detecção em medidores digitais até com baixa taxa de amostragem, para métodos de localização de falhas baseados na teoria de ondas viajantes, ressalta-se que é aconselhável o uso de altas taxas de amostragem tanto para garantir uma apropriada resolução no tempo dos sinais avaliados quanto para possibilitar a localização de falhas em linhas curtas do SEP supervisionado com erro relativo aceitável e, portanto, viabilizar um cálculo mais exato dos instantes de tempo das ondas viajantes incidentes nos terminais monitorados.

Neste cenário, sabe-se que a utilização de taxas de amostragem elevadas, geralmente, facilita a detecção do transitório da falha. Entretanto, a possibilidade de detectar a falha por meio dos desbalanceamentos torna-se uma excelente vantagem frente a técnicas clássicas, as quais são tipicamente sensíveis somente as componentes de alta frequência [4].

Dos resultados obtidos, constatou-se a eficiência do método proposto para localização e detecção de falhas. De fato, comprovou-se que o método apresenta desempenho satisfatório em praticamente todos os casos, nos quais as componentes de alta frequência provenientes da falha se encontram razoavelmente atenuadas, seja por: baixa taxa de amostragem e/ou elevada resistência de falha. É importante destacar que o método proposto também é capaz de localizar falhas de baixa resistência e apresenta resultados melhores que os supracitados, porém este trabalho foi dedicado detecção e localização de falhas de altas resistências, visto que, as técnicas tradicionais apresentam deficiência neste campo.

Também foi exposto que, quanto menor o comprimento da linha maior será o erro relativo da estimação do local de falha, para linha em questão, devido tanto à aproximação da velocidade de propagação da onda eletromagnética utilizada no método

propostos quanto ao passo de integração utilizado. Portanto, é indicado o cálculo da velocidade de propagação a partir dos parâmetros da LT e que utilize um passo de integração igual ou menor ao tempo que a OV percorreria $\frac{1}{5}$ (um quinto) do tamanho da menor LT do SEP analisado, para mitigar esse erro.

4.2.3.1 Análise Relativa dos Resultados

Para mensurar e posicionar o algoritmo de localização de falhas proposto nesta dissertação em relação a outras técnicas, de mesmo propósito, difundidas pela literatura, é apresentada uma análise relativa dos resultados encontrados neste trabalho com os resultados apresentados por outras referências, as quais discorrem diversas técnicas de localização de falhas.

Em Lopes, 2013 [13], é apresentada uma avaliação desempenho de seis métodos de localizações de falhas comuns na literatura, dentre os quais, cinco são baseados na análise de componentes fundamentais [32][34][35][66][67] e apenas um baseado na teoria de ondas viajantes [9]. São analisados alguns pontos de influência na precisão da estimativa do local da falha, dos quais foi usado como parâmetro para realizar essa análise relativa dos resultados a característica da falha, neste caso, a resistência da mesma.

Os resultados foram obtidos utilizando uma LT de 230 kV com comprimento de 400 km para simular as ocorrências de falhas ao longo seu comprimento, em quinze pontos diferentes. Foram simuladas falhas com resistência de 1, 30, 50 e 100 Ω , sendo apenas os resultados desta última interessantes para esta análise, pois é o mesmo valor de resistência de falha adotado nas simulações deste trabalho. Portanto para análise relativa ser realizada, foram obtidas as médias dos erros relativos, apresentados em tal trabalho, dos quinze pontos de ocorrência da falha de 100 Ω , para cada um dos seis métodos avaliados.

A Tabela 4.16 sumariza a análise supracitada com os números médios dos erros obtidos em tais resultados. Destaca-se que a mesma apresenta o valor médio encontrado no método proposto considerando os resultados de falhas em todas as LTs e os resultados obtidos apenas nas LTs com comprimentos acima de 300 km.

Tabela 4.16 – Erro médio por método de localização de falhas

	Método I [9]	Método II [32]	Método III [66]	Método IV [34]	Método V [35]	Método VI [67]	Método Proposto	
							100% das LTs	LTs > 300 km
Média de erro relativo μ_e (%)	0,66	8,27	38,33	0,02	0,14	0,90	1,44	0,66

Observando os resultados percebe-se que os métodos II e III [32], [66], os quais são baseados em componentes fundamentais e utilizam o cálculo da impedância para estimar o local da falha, apresentaram claramente média do erro relativo bem acima da média obtida nas simulações deste trabalho (1,44 %). Ressalta-se que tais métodos são bem tradicionais e são bastante utilizados pelas concessionárias [5].

Dentre os outros métodos, apenas dois (IV e V) apresentaram resultados com a média de erro relativo bem abaixo da encontrada nesta dissertação, os quais também são baseados em componentes fundamentais e utilizam os fasores de tensão e corrente para estimar o local da falha. No entanto, esses métodos [34],[35] demonstraram serem afetados em casos de LTs com compensação série capacitiva, uma vez que esses fasores têm seus módulos e fases influenciados pela compensação série e que a impedância equivalente série do SEP é alterada, a confiabilidade das localizações estimadas é comprometida. O mesmo não ocorre nos métodos baseados em OV [13].

Nos dois métodos restantes, ambos apresentaram erro relativo médio um pouco abaixo do encontrado nesta dissertação. O método VI [67] é baseado em componente fundamental e também tem sua confiabilidade comprometida pela compensação série capacitiva. Além disso, esse método é baseado no modelo de LT a parâmetros concentrados, com este modelo de LT o efeito capacitivo dos condutores não é considerado, o que ocasiona maiores erros nas localizações estimadas para falhas próximas aos terminais monitorados da LT. O método I [9] é baseado em OV e apresenta resultado diferente do encontrado neste trabalho devido ao comprimento da LT analisada. O SEP, estudado nesta dissertação, contém LTs de diversos comprimentos e, como foi visto, são as linhas mais curtas que apresentam os maiores erros relativos e elevam a média global desse erro. Portanto, ao analisar os erros

relativos encontrados nas LTs com comprimento acima de 300 km verificou-se valores de erros equivalentes ao encontrado (0,66 %) na citada referência para método baseado em OV.

De forma geral pode-se dizer que os resultados obtidos neste trabalho são considerados satisfatórios, pois o mesmo alinha as vantagens dos métodos de localização de falhas baseado OV, frente aos métodos tradicionais, como: não ter seu desempenho afetado por imprecisões nos parâmetros do SEP, pois não dependem do conhecimento dessas informações; em relação ao tipo de falha (monofásica, bifásica, trifásica, etc.) não apresentam decaimento do desempenho, ao contrário, verificou-se neste trabalho que para a falha mais comum dos SEPs (monofásica) os resultados são mais precisos; mesmo em casos de falhas de alta resistência são obtidas boas estimativas na localização das falhas; em LTs com compensação série capacitiva as estimativas do local da falha não são comprometidas, ressalta-se que quando tratamos de proteção em grandes áreas provavelmente será abrangida neste contexto LTs com compensação série; e, além disso, os métodos baseados em OV também se destacam por sua simplicidade, rápido processamento e baixo custo de implantação [5].

Aliada a essas vantagens o algoritmo proposto, se caracteriza como singular aos outros, pois destina a localização de falhas baseada em OV para grandes áreas de SEP e aborda conceitos sobre a sua viabilização através de dados sincronizados enviados de ponto estratégicos do SEP supervisionado, tópico esse, pouco discutido ou ainda não discutido pela literatura e que demonstra através dos bons resultados obtidos nesse dissertação, grande potencial para crescimento, desenvolvimento e aplicação nos SEPs reais.

CAPÍTULO 5

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve o objetivo de avaliar um método para detecção e localização de falhas de alta resistência baseada na teoria de ondas viajantes de dois terminais utilizando dados sincronizados para grandes áreas de SEP. Portanto, foi implementado um novo algoritmo de detecção de transitórios e aplicado um método de localização de falhas a partir do conceito de dois terminais baseado na teoria de ondas viajantes aplicável a grandes áreas de SEP, o qual requer a utilização das PMUs para obter a sincronização das medições enviadas pelas subestações monitoradas.

Para viabilizar a utilização das PMUs como dispositivos de medição na aplicação do método proposto foi desenvolvido um algoritmo de alocação de PMU, no sentido de identificar a localização e a quantidade adequada de PMUs requerida para supervisão satisfatória do SEP analisado, destinando-se aos métodos de localização de falhas baseados na teoria de OV. As pesquisas bibliográficas realizadas nesta dissertação apontam que, as tendências dos métodos de localização de falhas convergem com os conceitos das redes inteligentes e envolvem aplicações, que requerem a independência dos parâmetros das LTs, no âmbito dos sistemas de medições de grandes áreas (WAMS) em tempo real.

O algoritmo proposto nesta dissertação para alocação de PMU foi implementado por meio do *software* MATLAB e é exclusivo para métodos de localização de falha

baseados na teoria de ondas viajantes, visto que, a pesquisa bibliográfica realizada apontou a inexistência de técnicas de alocação de PMU para o método abordado. Portanto, a alocação de PMUs, aqui proposta, foi dada considerando as particularidades do método de localização de falhas em questão, no sentido de obter quantidades reduzidas de PMUs que devem ser instaladas e apontar quais subestações (SEs) as mesmas devem ser instaladas. De forma geral, os resultados obtidos foram comparados com os de outras técnicas, o que mostrou que o algoritmo desenvolvido nesta dissertação mostrou-se aderente com os resultados encontrados na literatura.

O algoritmo implementado para detecção de transitórios provenientes das falhas é baseado na transformada de Park, conhecida pela sigla TDQ, e também é processado via MATLAB. A técnica utilizada detecta os transitórios e desbalanceamentos das falhas, por meio da identificação do instante de chegada das ondas viajantes incidentes nos terminais monitorados. Esta técnica se difere dos tradicionais algoritmos utilizados neste mesmo tipo de método de localização, os quais normalmente se baseiam somente na detecção de componentes de alta frequência, provenientes da falha, as quais podem até ser imperceptíveis em casos de falha com alta resistência. Portanto, o método implementado apresenta uma detecção de ondas viajantes de forma bastante confiável, mesmo em casos que os transitórios de falha se encontram razoavelmente atenuados.

A técnica implementada para detecção de transitórios foi avaliada através de uma grande quantidade de simulações via ATP considerando duas frequências de amostragem diferentes dos sinais enviados pelas PMUs, instaladas nas subestações monitoradas. Neste contexto, o algoritmo proposto se mostrou capaz de realizar a detecção rápida de falhas, considerando que as mesmas foram aplicadas através de uma alta resistência e sob baixas taxas de amostragem. Esse bom desempenho é justificado pelo fato do algoritmo ser sensível tanto aos transitórios quanto aos desbalanceamentos de falha, comprovando que os localizadores de falhas baseado na TDQ em conjunto com a teoria de ondas viajantes, mesmo em casos de falhas com transitórios demasiadamente atenuados, são bastante confiáveis e realizam localizações mais precisas quando a falha também produz o desbalanceamento entre as fases, caso da falha mais comum nos SEPs (monofásicas).

A pesquisa bibliográfica realizada ressalta que técnica de detecção de transitórios baseada na TDQ mostra rapidez tão alta quanto os métodos tradicionais

baseados na transformada de *wavelet* (TWD e TWDR), porém apresenta uma série de vantagens, dentre as quais se destacam os limiares auto-adaptativos utilizados na detecção da falha, a implementação simples e o monitoramento das três fases do SEP, de forma simultânea, através do processamento de um único sinal (componente de eixo direto).

O SEP avaliado nesta dissertação, foi modelado, no ATP com parâmetros de um sistema real pertencente a uma parte do Sistema Interligado Nacional, de 500 kV. Através da simulação de 297 casos de falhas nesse SEP, para as duas frequências de amostragem analisadas (15,4 KHz e 200 kHz), foi formulada a avaliação do método proposto para localização de falhas a partir de dados sincronizados de todas as SEs monitoradas do SEP. Verificou-se que a solução elaborada é bastante simples, pois requer apenas a existência de um sistema medição fasorial sincronizada (SMFS) que compreende toda estrutura de comunicação, transmissão e processamento de dados do SEP monitorado via PMU. Além disso, a mesma utiliza uma aproximação da velocidade de propagação das ondas viajantes que torna o método aplicável mesmo que parâmetros das linhas de transmissão não sejam conhecidos. Sendo assim, a formulação proposta foi adaptada para calcular a estimativa do local das falhas baseada na teoria de ondas viajantes por meio de dados sincronizados enviados de todas as PMUs instaladas em SEs determinadas pelo algoritmo de alocação de PMU.

Dos resultados obtidos, nota-se que o erro médio da estimativa do ponto de falha apresenta um valor nitidamente melhor do que o erro considerável aceitável e suficiente para localização de falhas, apresentando em apenas 7 % dos casos resultados não satisfatórios. Além disso, a capacidade do método de detecção ser sensível ao desbalanço, criado pela falha, se mostrou bastante útil, localizando falhas monofásicas com mais precisão do que falhas provenientes, por exemplo, de curtos circuitos trifásicos. É importante destacar que em 100 % dos casos a falha foi localizada na LT correta, comprovando a eficiência do método proposto no cálculo do campo de busca da falha em grandes áreas de SEP e sua possível aplicabilidade em sistemas proteção que não exigem curtos tempos de resposta, por exemplo, como o sistema de retaguarda.

A análise comparativa geral dos resultados do método proposto com alguns métodos tradicionais ratificou que os mesmos podem ser considerados satisfatórios, perante as vantagens que os métodos baseados na teoria de OV apresentam em relação

aos outros encontrados na literatura. Além disso, o método proposto apresenta como singularidade dos demais, a aplicação da teoria de OV em grandes áreas de SEP, assunto no qual, ainda é pouco discutido na literatura. Portanto, enxerga-se grande potencial de desenvolvimento e crescimento do método proposto para aplicação em SEPs reais.

5.1 Proposta de Trabalhos Futuros

Dando seguimento aos estudos realizados nesta dissertação, alguns pontos na aplicação e execução do método proposto, encontrados durante o desenvolvimento deste trabalho, não puderam ser avaliados ou são passíveis de melhorias, os quais podem ser implementados em trabalhos posteriores. Portanto, são sugeridas como trabalhos futuros as seguintes propostas:

- Avaliar o desempenho do método de localização de falhas proposto utilizando registros oscilográficos de falhas reais, mediante o uso de simuladores digitais em tempo real de sistemas elétricos como, por exemplo, o *Real Time Digital Simulator* (RTDSTM).
- Avaliar o impacto dos atrasos no tempo dos sistemas de comunicação, a fim de qualificar a aplicabilidade método de localização proposto em tempo real, visando sua utilização em sistemas de proteção de retaguarda de grandes áreas.
- Avaliar o desempenho método proposto mediante a variação de outras características da falha como: ângulo de incidência e impedância variável.
- Buscar alternativas que melhore a técnica proposta de alocação de PMU para métodos de localização de falhas baseados na teoria de ondas viajantes.
- Avaliar o desempenho do método proposto com a representação dos filtros *anti-aliasing*, no sistema de aquisição utilizado, e em sistemas com elevados níveis de ruído.
- Buscar alternativas para incluir, no método implementado de detecção de falhas, meios para o que mesmo possa identificar os tipos de falhas, utilizando a TDQ.
- Avaliar o desempenho método proposto para localização de falhas implementando técnicas capazes de usar a distância elétrica, estimada através da

velocidade de propagação das ondas viajantes associadas aos parâmetros da LT, para o cálculo da estimação do local de falha.

- Avaliar o desempenho método proposto para detecção de falhas perante as pequenas variações na frequência fundamental da rede durante o regime permanente e mediante as ocorrências de distúrbios, que não sejam falhas em uma LT, como chaveamentos de LTs.
- Implementar o método proposto de detecção e Localização de falhas no próprio *software* ATP, através da ferramenta *MODELS*, para facilitar a avaliação das outras fontes de erro na estimação da falha.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Capacidade Instalada no SIN – 2016/2021. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: Jan. 2018.
- [2] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: Jan. 2018
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa N° 270 de 26 de junho de 2007. Básica. Disponível em : <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2007270.pdf/1c867d2e-96b9-47e6-b14f-a61ed4ddc8c4?version=1.0>>. Acesso em: Dez. 2017
- [4] LOPES, F. V.; FERNANDES Jr., D.; NEVES, W. L. A. *A traveling-wave detection method based on Park's transformation for fault locators*. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 28, n. 3, p. 1626–1634, 2013. ISSN 0885-8977.
- [5] SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J.; ROSOLOWSKI, E. *Fault Location on Power Networks*. London: Ed. Springer, 2010. (Power Systems). ISBN 978-1-84882-885-8.
- [6] ZANETTA Jr., L. C. *Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência*. São Paulo, SP - Brasil: Edusp - Editora da Universidade de São Paulo, 2003.
- [7] FAYBISOVICH, V.; FEIGINOV, M.; KHOROSHEV, M. I. Investigation of frequency domain traveling wave fault location methods. In: 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–9.
- [8] NAIDU, S. R. *Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência*. [S.l.]: Grafset, 1985.
- [9] GALE, P.; CROSSLEY, P.; BINGYIN, X.; YAOZHONG, G.; CORY, B.; BARKER, J. *Fault location based on travelling waves*. In: *Fifth International Conference on Developments in Power System Protection*. [S.l.: s.n.], 1993. p. 54–59.

- [10] LIN, D.; JUN, P.; WENXIA, S.; JUN, T.; JUN, Z. *Fault location for transmission line based on traveling waves using correlation analysis method*. In: International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE 2008), 2008. [S.l.: s.n.], 2008. p. 681 –684.
- [11] COSTA, F. B. Fault-induced transient detection based on real-time analysis of the wavelet coefficient energy. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 1, p. 140–153, Feb 2014. ISSN 0885-8977.
- [12] JOHNSON, W. C. *Linhas de Transmissão e Circuitos*. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Guanabara, 1980. v. 2. 398 p.
- [13] LOPES, F. V. *Localização de Faltas em Tempo Real Baseada na Teoria de Ondas Viajantes Usando Dados Não Sincronizados de Dois Terminais*. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, Paraíba, Brasil. Maio 2014. Dissertação (Doutorado).
- [14] H. Yin and L. Fan, "PMU data-based fault location techniques," *North American Power Symposium 2010*, Arlington, TX, 2010, pp. 1-7.
- [15] SILVA, K. M. *Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, Brasil, abril 2009.
- [16] PHADKE, A. G.; THORP, J. S. *Computer Relaying for Power Systems*. 2nd. ed. New York, USA: John Wiley & Sons Inc, 2009.
- [17] C. E. SHANNON. "Communication in the presence of noise", *Proc. Institute of Radio Engineers*, vol. 37, no. 1, pp. 10–21, Jan. 1949.
- [18] AJAEI, F.; SANAYE-PASAND, M. Minimizing the impact of transients of capacitive voltage transformers on distance relay. In: *Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. POWERCON 2008. Joint International Conference on*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1 –6.
- [19] LUO, L.; TAI, N.; YANG, G. Wide-area Protection Research in the Smart Grid. *International Conference on Future Energy, Environment, and Materials*, Hong Kong, 12-13 Abril 2012. 1601-1606.
- [20] SIRIWATWORASAKUL, W.; HOONCHAREON, N. Conceptual design of Wide Area Protection in Transmission System. *10th International Conference on Electrical Engineering/Eletronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, Krabi, 15-17 Maio 2013. 1-6.

- [21] NATIONAL COORDINATION OFFICE. GPS Applications. GPS.gov, 2014. Disponível em: <<http://www.gps.gov/applications/timing/>>. Acesso em: 18 Janeiro 2018.
- [22] COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANNI, R. Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes. São Carlos: Edgard USP, 2007.
- [23] COSTA A. F. N. Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada Aplicada à Proteção de Retaguarda. 120 p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.
- [24] QUANTA TECHNOLOGY. Simulation & Testing Capabilities Synchrophasor/WAMPAC. Quanta Technology, 2014. Disponível em: <http://quanta-technology.com/sites/default/files/docfiles/PMU%20Capability%20FINAL%201%2024%2014_0.pdf>. Acesso em: 20 Janeiro 2018.
- [25] MARTINEZ, C.; PARASHAR, M.; DYER, J.; COROAS, J. Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications. Consortium for Electric Reliability Technology Solutions. [S.l.], p. 27. 2005.
- [26] IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. Nova York, p. 49. 2011. ISBN: 978-0-7381-6811-1.
- [27] PHADKE, A. G.; THORP, S. J. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Nova York: Springer Science, 2008. ISBN: 978-0-387-76535-8.
- [28] PHADKE, A. G.; THORP, J. S. Communication Needs for Wide Area Measurement Applications. 5th International Conference on Critical Infrastructure, Beijing, 20- 22 Setembro 2010. 1-7.
- [29] LIN, H.; SABAMOORTHY, S.; SKULA, S.; THORP, J.; MILI, L. A Study of Communication and Power System Infrastructure Interdependence on PMU-Based Wide Area Monitoring and Protection. Power and Energy Society General Meeting, San Diego, 22-26 Julho 2012. 1-7.
- [30] KANSAL, P.; BOSE, A. Smart Grid Communication Requirements for the High Voltage Power System. Power and Energy Society General Meeting, San Diego, 24-29 Julho 2011. 1-6.

- [31] LIRA, R.; MICOCK, C.; WILSON, D.; KANG, H. PMU Performance Requirements and Validation for Closed Loop Applications. 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies, Manchester, 05-07 Dezembro 2011. 1-7.
- [32] TAKAGI, T.; YAMAKOSHI, Y.; YAMAURA, M.; KONDOW, R.; MATSUSHIMA, T. Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101, n. 8, p. 2892 –2898, aug. 1982. ISSN 0018-9510.
- [33] LOPES, F. V.; MELO, Y. M. P.; FERNANDES Jr., D.; NEVES, W. L. A. Real-time evaluation of PMU-based fault locators. International Conference on Power Systems Transients, Vancouver, Canada, July 2013.
- [34] JOHNS, A.; JAMALI, S. Accurate fault location technique for power transmission lines. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C, v. 137, n. 6, p. 395 –402, November 1990. ISSN 0143-7046.
- [35] GIRGIS, A.; HART, D.; PETERSON, W. A new fault location technique for two- and threeterminal lines. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 7, n. 1, p. 98 –107, jan 1992. ISSN 0885-8977.
- [36] TZIOUVARAS, D.; ROBERTS, J.; BENMOUYAL, G. New multi-ended fault location design for two- or three-terminal lines. In: Seventh International Conference on (IEE) Developments in Power System Protection, 2001. [S.l.: s.n.], 2001. p. 395–398. ISSN 0537-9989.
- [37] AIEE Committee Report (1955) AIEE Committee Report. Bibliography and summary of fault location methods. Transactions of the american institute of electrical engineers. Power apparatus and systems, part iii., v. 74, n. 3, p. –, 1955. ISSN 0097-2460.
- [38] DOMMEL, H. W.; MICHELS, J. High-speed relaying using traveling wave transient analysis. IEEE PES Winter Meeting, New York, NY, A 78, p. 214 – 219, January/February, 1978.
- [39] JIAN, Q.; XIANGXUN, C.; JIANCHAO, Z. Travelling wave fault location of transmission line using wavelet transform. In: International Conference on Power System Technology, 1998 (POWERCON '98). [S.l.: s.n.], 1998. v. 1, p. 533 –537 vol.1.
- [40] FENG, Z.; JUN, L.; LI, Z.; ZHIHAO, Y. A new fault location method avoiding wave speed and based on traveling waves for ehv transmission line. In: Third

- International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT 2008), 2008. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1753 –1757.
- [41] Muneshwar, S. N.; Hasabet, R. P.; Kose, P.; Bhole, A. A. "A new adaptive PMU based protection scheme for interconnected transmission network system," *2014 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2014]*, Nagercoil, 2014, pp. 179-183.
- [42] LOPES, F. V.; FERNANDES Jr., D.; NEVES, W. L. A. Um Algoritmo para Localização de Faltas em Tempo Real Sem Uso do GPS. Décimo Quinto Encontro Regional Iberoamericano do CIGRÉ (ERIAAC 2013), Foz do Iguaçu, Brasil, maio 2013.
- [43] COSTA, F. B.; SOUZA, B. A. Fault-induced transient analysis for real-time fault detection and location in transmission lines. International Conference on Power Systems Transients, Delft, Netherlands, June 2011.
- [44] PERCIVAL, D. B.; WALDEN, A. T. Wavelet Methods for Time Series Analysis. New York, USA: Cambridge University Press, 2000.
- [45] SANTOSO, S.; POWERS, E.; GRADY, W.; HOFMANN, P. Power quality assessment via wavelet transform analysis. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 11, n. 2, p. 924 –930, apr 1996. ISSN 0885-8977.
- [46] COSTA, F. B.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D.; SILVA, K. M. Transformada Wavelet Discreta Aplicada ao Diagnóstico de Distúrbios. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém, Pará, Brasil, maio 2010.
- [47] XIAOLI, Z.; XIANGJUN, Z.; LI, L.; CHOI, S.; YUANYUAN, W. Fault location using wavelet energy spectrum analysis of traveling waves. In: International Power Engineering Conference. [S.l.: s.n.], 2007.
- [48] COSTA, F. B.; SOUZA, B. A.; BRITO, N. S. D. A wavelet-based algorithm to analyze oscillographic data with single and multiple disturbances. In: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–8. ISSN 1932-5517.
- [49] COSTA, F. B. Fault-induced transient detection based on real-time analysis of the wavelet coefficient energy. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 1, p. 140–153, Feb 2014. ISSN 0885-8977.

- [50] KEZUNOVIC, M.; RIKALO, I. Detect and classify faults using neural nets. IEEE Computer Applications in Power, v. 9, n. 4, p. 42–47, 1996. ISSN 0895-0156.
- [51] ZIMATH, S. L.; RAMOS, M. A. F.; FILHO, J. E. S. Comparison of impedance and travelling wave fault location using real faults. In: 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–5.
- [52] MATLAB User’s Guide. The Math Works Inc. Natick, Massachusetts, EUA, 2017.
- [53] COSTA, F.; SOBRINHO, A.; ANSALDI, M.; ALMEIDA, M. The effects of the mother wavelet for transmission line fault detection and classification. In: Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE). [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- [54] PARK, R. H. Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, v. 48, n. 3, p. 716–727, July 1929. ISSN 0096-3860.
- [55] LEUVEN EMTP CENTER. ATP - Alternative Transient Program: Rule book. Herverlee, Belgium, 1987.
- [56] ONS – “Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT”. Disponível em: < <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: Dez. 2017.
- [57] ONS – “Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão – Estudos Elétricos, Especificação das Instalações, de Equipamentos e de Linhas de Transmissão”. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2013.
- [58] ONS – “Procedimento de Rede 23. 3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos”, novembro de 2011.
- [59] EPE – “Dados para Simulações Elétricas do SIN”. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simula%C3%A7%C3%B5es-el%C3%A9tricas-do-sin>>. Acesso em: Dez. 2016.
- [60] THEODOROS A. A.; NIKOLAOS M. M.; GEORGE N. K. Fault Location Observability using Phasor Measurements Units via Semidefinite Programming

- [61] Pronob K. G. & Anik T. Optimal PMU Placement for Complete System Observability and Fault Observability Using Graph Theory.
- [62] University of Washington. IEEE 14 Bus Test Case. Disponível em: <https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm>. Acesso em: Out. 2017.
- [63] University of Washington. IEEE 30 Bus Test Case. Disponível em: <https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm>. Acesso em: Out. 2017.
- [64] University of Washington. IEEE 57 Bus Test Case. Disponível em: <https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf57/pg_tca57bus.htm>. Acesso em: Out. 2017.
- [65] CIGRE Working Group 02.33. Guidelines for Representation of Network Elements When Calculating Transients. Rue d'Artois FR-75 008 Paris, 1990.
- [66] ZIEGLER, G. Numerical Distance Protection: Principles and Applications. Berlin, Germany: Siemens, 2010.
- [67] RADOJEVIC, Z. M.; KIM, C. H.; POPOV, M.; PRESTON, G.; TERZIJA, V. New approach for fault location on transmission lines not requiring line parameters. International Conference on Power Systems Transients, Kyoto, Japan, June 2009.
- [68] COSTA, F.; SOUZA, B.; BRITO, N. Effects of the fault inception angle in fault-induced transients. IET Generation, Transmission Distribution, v. 6, n. 5, p. 463–471, May 2012. ISSN 1751-8687.
- [69] LOPES, F. V.; FERNANDES Jr., D.; NEVES, W. L. A. Influência dos Transformadores de Potencial Capacitivos e Filtros Anti-Aliasing sobre Algoritmos de Localização de Faltas Baseados em Componentes Transitórias. X Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica, Araxá-MG, Brasil, Araxá-MG, Brasil, junho 2013.
- [70] IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY . IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines," in IEEE Std C37.114-2014 (Revision of IEEE Std C37.114-2004) , vol., no., pp.1-76, Jan. 30 2015.
- [71] BUSSAB, Wilton de O. ; MORETTIN, Pedro A. Estatística Básica. 5. ed. São Paulo: Saraiva, 2002.

Anexo A

FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DA TDQ

A seguir será desenvolvida a formulação da TDQ, com o propósito de mostrar matematicamente como são obtidas as variações no eixo direto e em quadratura perante o aparecimento de frequências distintas da fundamental ou do desbalanço entre as fases do sinal avaliado.

Para tanto são apresentadas abaixo algumas propriedades e identidades trigonométricas utilizadas na aplicação da TDQ.

$$\text{sen}(-A) = -\text{sen}(A) \quad (\text{A.1})$$

$$\text{cos}(-A) = \text{cos}(A) \quad (\text{A.2})$$

$$\text{sen}(A \pm B) = \text{sen}(A) \times \text{cos}(B) \pm \text{sen}(B) \times \text{cos}(A) \quad (\text{A.3})$$

$$\text{cos}(A \pm B) = \text{cos}(A) \times \text{cos}(B) \mp \text{sen}(A) \times \text{sen}(B) \quad (\text{A.4})$$

$$\text{sen}(A) \times \text{cos}(B) = \frac{1}{2} [\text{sen}(A+B) + \text{sen}(A-B)] \quad (\text{A.5})$$

$$\text{sen}(A) \times \text{sen}(B) = \frac{1}{2} [\text{cos}(A-B) - \text{cos}(A+B)] \quad (\text{A.6})$$

$$\text{cos}(A) \times \text{cos}(B) = \frac{1}{2} [\text{cos}(A+B) + \text{cos}(A-B)] \quad (\text{A.7})$$

Considerando que a TDQ pode ser aplicada aos sinais trifásicos de tensão ou corrente, são representadas a seguir o sinal de cada fase.

$$F_A = A_{FA} \text{sen}(\omega t + \theta_v) \quad (\text{A.8})$$

$$F_B = A_{FB} \text{sen}(\omega t + \theta_v - 120) \quad (\text{A.9})$$

$$F_C = A_{FC} \text{sen}(\omega t + \theta_v + 120) \quad (\text{A.10})$$

Nota-se acima que θ_v é o ângulo de fase “A” e ω é a frequência angular do sinal medido, que em condições normais de operação será igual a frequência angular fundamental do SEP. Ao aplicar a TDQ, ilustrada em (3.4), nesses fasores, considerando que os eixos referenciais A_{dq} giram com frequência angular fundamental ω_f , obtém-se as componentes de eixo direto A_d e em quadratura A_q mostradas abaixo.

$$A_d = \frac{2}{3} \left[F_A \cos(\omega_f t + \theta) + F_B \cos(\omega_f t + \theta - 120^\circ) + F_C \cos(\omega_f t + \theta + 120^\circ) \right] \quad (\text{A.11})$$

$$A_q = -\frac{2}{3} \left[F_A \sin(\omega_f t + \theta) + F_B \sin(\omega_f t + \theta - 120^\circ) + F_C \sin(\omega_f t + \theta + 120^\circ) \right] \quad (\text{A.12})$$

Aplicando algumas substituições nas equações acima, pode-se apresentar as expressões das componentes A_d e A_q de forma mais simplificadas, conforme mostrado abaixo.

$$A_d = \frac{2}{3} [A_{dA} + A_{dB} + A_{dC}], \quad (\text{A.13})$$

$$A_q = -\frac{2}{3} [A_{qA} + A_{qB} + A_{qC}], \quad (\text{A.14})$$

Desenvolvendo separadamente cada termo da A_d , verifica-se:

$$\begin{aligned} A_{dA} &= F_A \cos(\omega_f t + \theta) \\ &= A_{FA} \sin(\omega t + \theta_v) \times \cos(\omega_f t + \theta) \\ &= \frac{1}{2} A_{FA} \left[\sin(\omega t + \theta_v + \omega_f t + \theta) + \sin(\omega t + \theta_v - \omega_f t - \theta) \right] \\ &= \frac{1}{2} A_{FA} \left\{ \sin \left[(\omega + \omega_f) t + \theta_v + \theta \right] + \sin \left[(\omega - \omega_f) t + \theta_v - \theta \right] \right\} \\ &= \frac{1}{2} A_{FA} \left\{ \sin \left[(\omega_f + \omega) t + \theta + \theta_v \right] - \sin \left[(\omega_f - \omega) t + \theta - \theta_v \right] \right\} \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

$$\begin{aligned} A_{dB} &= F_B \cos(\omega_f t + \theta - 120^\circ) \\ &= A_{FB} \sin(\omega t + \theta_v - 120^\circ) \times \cos(\omega_f t + \theta - 120^\circ) \\ &= \frac{1}{2} A_{FB} \left[\sin(\omega t + \theta_v - 120^\circ + \omega_f t + \theta - 120^\circ) + \sin(\omega t + \theta_v - 120^\circ - \omega_f t - \theta + 120^\circ) \right] \\ &= \frac{1}{2} A_{FB} \left\{ \sin \left[(\omega + \omega_f) t + \theta_v + \theta - 240^\circ \right] + \sin \left[(\omega - \omega_f) t + \theta_v - \theta \right] \right\} \\ &= \frac{1}{2} A_{FB} \left\{ \sin \left[(\omega_f + \omega) t + \theta + \theta_v - 240^\circ \right] - \sin \left[(\omega_f - \omega) t + \theta - \theta_v \right] \right\} \end{aligned} \quad (\text{A.16})$$

$$\begin{aligned}
A_{dC} &= F_C \cos(\omega_f t + \theta + 120^\circ) \\
&= A_{FC} \text{sen}(\omega t + \theta_v + 120^\circ) \times \cos(\omega_f t + \theta + 120^\circ) \\
&= \frac{1}{2} A_{FC} \left[\text{sen}(\omega t + \theta_v + 120^\circ + \omega_f t + \theta + 120^\circ) + \text{sen}(\omega t + \theta_v + 120^\circ - \omega_f t - \theta - 120^\circ) \right] \\
&= \frac{1}{2} A_{FC} \left\{ \text{sen} \left[(\omega + \omega_f) t + \theta_v + \theta + 240^\circ \right] + \text{sen} \left[(\omega - \omega_f) t + \theta_v - \theta \right] \right\} \\
&= \frac{1}{2} A_{FC} \left\{ \text{sen} \left[(\omega_f + \omega) t + \theta + \theta_v + 240^\circ \right] - \text{sen} \left[(\omega_f - \omega) t + \theta - \theta_v \right] \right\}
\end{aligned} \tag{A.17}$$

Da mesma forma com os termos da A_q , obtém-se:

$$\begin{aligned}
A_{qA} &= F_A \text{sen}(\omega_f t + \theta) \\
&= A_{FA} \text{sen}(\omega t + \theta_v) \times \text{sen}(\omega_f t + \theta) \\
&= \frac{1}{2} A_{FA} \left[\cos(\omega t + \theta_v - \omega_f t - \theta) - \cos(\omega t + \theta_v + \omega_f t + \theta) \right] \\
&= \frac{1}{2} A_{FA} \left\{ \cos \left[(\omega - \omega_f) t + \theta_v - \theta \right] - \cos \left[(\omega + \omega_f) t + \theta_v + \theta \right] \right\} \\
&= \frac{1}{2} A_{FA} \left\{ \cos \left[(\omega_f - \omega) t + \theta - \theta_v \right] - \cos \left[(\omega_f + \omega) t + \theta + \theta_v \right] \right\}
\end{aligned} \tag{A.18}$$

$$\begin{aligned}
A_{qB} &= F_B \text{sen}(\omega_f t + \theta - 120^\circ) \\
&= A_{FB} \text{sen}(\omega t + \theta_v - 120^\circ) \times \text{sen}(\omega_f t + \theta - 120^\circ) \\
&= \frac{1}{2} A_{FB} \left[\cos(\omega t + \theta_v - 120^\circ - \omega_f t - \theta + 120^\circ) - \cos(\omega t + \theta_v - 120^\circ + \omega_f t + \theta - 120^\circ) \right] \\
&= \frac{1}{2} A_{FB} \left\{ \cos \left[(\omega - \omega_f) t + \theta_v - \theta \right] - \cos \left[(\omega + \omega_f) t + \theta_v + \theta - 240^\circ \right] \right\} \\
&= \frac{1}{2} A_{FB} \left\{ \cos \left[(\omega_f - \omega) t + \theta - \theta_v \right] - \cos \left[(\omega_f + \omega) t + \theta + \theta_v - 240^\circ \right] \right\}
\end{aligned} \tag{A.19}$$

$$\begin{aligned}
A_{qC} &= F_C \text{sen}(\omega_f t + \theta + 120^\circ) \\
&= A_{FC} \text{sen}(\omega t + \theta_v + 120^\circ) \times \text{sen}(\omega_f t + \theta + 120^\circ) \\
&= \frac{1}{2} A_{FC} \left[\cos(\omega t + \theta_v + 120^\circ - \omega_f t - \theta - 120^\circ) - \cos(\omega t + \theta_v + 120^\circ + \omega_f t + \theta + 120^\circ) \right] \\
&= \frac{1}{2} A_{FC} \left\{ \cos \left[(\omega - \omega_f) t + \theta_v - \theta \right] - \cos \left[(\omega + \omega_f) t + \theta_v + \theta + 240^\circ \right] \right\} \\
&= \frac{1}{2} A_{FC} \left\{ \cos \left[(\omega_f - \omega) t + \theta - \theta_v \right] - \cos \left[(\omega_f + \omega) t + \theta + \theta_v + 240^\circ \right] \right\}
\end{aligned} \tag{A.20}$$

Substituindo o termo $[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v]$ por “ α ” e usar as identidades trigonométricas apresentadas, obtém-se:

$$\begin{aligned}\text{sen}(\alpha + 240^\circ) &= \text{sen}(\alpha) \times \cos(240^\circ) + \text{sen}(240^\circ) \times \cos(\alpha) \\ &= -0,5 \text{sen}(\alpha) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cos(\alpha)\end{aligned}\quad (\text{A.21})$$

$$\begin{aligned}\text{sen}(\alpha - 240^\circ) &= \text{sen}(\alpha) \times \cos(240^\circ) - \text{sen}(240^\circ) \times \cos(\alpha) \\ &= -0,5 \text{sen}(\alpha) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cos(\alpha)\end{aligned}\quad (\text{A.22})$$

$$\begin{aligned}\cos(\alpha + 240^\circ) &= \cos(\alpha) \times \cos(240^\circ) - \text{sen}(240^\circ) \times \text{sen}(\alpha) \\ &= -0,5 \cos(\alpha) + \frac{\sqrt{3}}{2} \text{sen}(\alpha)\end{aligned}\quad (\text{A.23})$$

$$\begin{aligned}\cos(\alpha - 240^\circ) &= \cos(\alpha) \times \cos(240^\circ) + \text{sen}(240^\circ) \times \text{sen}(\alpha) \\ &= -0,5 \cos(\alpha) - \frac{\sqrt{3}}{2} \text{sen}(\alpha)\end{aligned}\quad (\text{A.24})$$

Logo, a componente de eixo direto A_d é representada pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned}A_d &= \frac{2}{3} \times \frac{1}{2} \left\{ A_{FA} \text{sen}(\alpha) - A_{FA} \text{sen}[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right. \\ &\quad + A_{FB} \text{sen}(\alpha - 240^\circ) - A_{FB} \text{sen}[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \\ &\quad \left. + A_{FC} \text{sen}(\alpha + 240^\circ) - A_{FC} \text{sen}[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right\} \\ &= \frac{1}{3} \left\{ A_{FA} \text{sen}(\alpha) - 0,5 A_{FB} \text{sen}(\alpha) + \frac{\sqrt{3}}{2} A_{FB} \cos(\alpha) \right. \\ &\quad - 0,5 A_{FC} \text{sen}(\alpha) - \frac{\sqrt{3}}{2} A_{FC} \cos(\alpha) \\ &\quad \left. - [A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}] \text{sen}[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right\} \\ &= \frac{1}{3} \left\{ \text{sen}(\alpha) \left[A_{FA} - \frac{1}{2} (A_{FB} + A_{FC}) \right] + \cos(\alpha) \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (A_{FB} - A_{FC}) \right] \right. \\ &\quad \left. - [A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}] \text{sen}[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right\}\end{aligned}\quad (\text{A.25})$$

Retornando com o termo $[(\omega_f - \omega)t + \theta + \theta_v]$ no lugar do α :

$$\begin{aligned}A_d &= \frac{1}{3} \left\{ \left[A_{FA} - \frac{1}{2} (A_{FB} + A_{FC}) \right] \text{sen}[(\omega_f + \omega)t + \theta + \theta_v] \right. \\ &\quad + \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (A_{FB} - A_{FC}) \right] \cos[(\omega_f + \omega)t + \theta + \theta_v] \\ &\quad \left. - [A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}] \text{sen}[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right\}\end{aligned}\quad (\text{A.26})$$

Analogamente, a componente de eixo em quadratura é dada pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
A_q &= -\frac{2}{3} \times \frac{1}{2} \left\{ -A_{FA} \cos(\alpha) + A_{FA} \cos[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right. \\
&\quad - A_{FB} \cos(\alpha - 240^\circ) + A_{FB} \cos[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \\
&\quad \left. + A_{FC} \cos(\alpha + 240^\circ) - A_{FC} \cos[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right\} \\
&= -\frac{1}{3} \left\{ -A_{FA} \cos(\alpha) + 0,5 A_{FB} \operatorname{sen}(\alpha) + \frac{\sqrt{3}}{2} A_{FB} \operatorname{sen}(\alpha) \right. \\
&\quad \left. + 0,5 A_{FC} \cos(\alpha) - \frac{\sqrt{3}}{2} A_{FC} \operatorname{sen}(\alpha) \right. \\
&\quad \left. + [A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}] \cos[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right\} \\
&= -\frac{1}{3} \left\{ \cos(\alpha) \left[-A_{FA} + \frac{1}{2} (A_{FB} + A_{FC}) \right] + \operatorname{sen}(\alpha) \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (A_{FB} - A_{FC}) \right] \right. \\
&\quad \left. + [A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}] \cos[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right\} \tag{A.27}
\end{aligned}$$

Retornando com o termo $[(\omega_f - \omega)t + \theta + \theta_v]$ no lugar do α :

$$\begin{aligned}
A_q &= -\frac{1}{3} \left\{ \left[-A_{FA} + \frac{1}{2} (A_{FB} + A_{FC}) \right] \cos[(\omega_f + \omega)t + \theta + \theta_v] \right. \\
&\quad \left. + \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (A_{FB} - A_{FC}) \right] \operatorname{sen}[(\omega_f + \omega)t + \theta + \theta_v] \right. \\
&\quad \left. + [A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}] \cos[(\omega_f - \omega)t + \theta - \theta_v] \right\}. \tag{A.28}
\end{aligned}$$

Analisando as equações (A.26) e (A.28), pode-se notar que oscilações nas componentes A_d e A_q são provenientes dos desvios ocorridos entre as frequências ω_f e ω e das variações das amplitudes das fases do sinal (A_{FA} , A_{FB} e A_{FC}) originárias do desbalanceamento entre as mesmas. Neste último, caso surgirão componentes de A_d e A_q com frequência igual à $(\omega_f + \omega)$, cuja amplitude dependerá das amplitudes dos sinais avaliados. Já no caso dos desvios das entre as frequências ω_f e ω , as oscilações nas componentes A_d e A_q apresentarão frequência igual a $(\omega_f - \omega)$.

Anexo B

CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ANALISADO

A seguir serão apresentados os dados utilizados para modelagem do SEP analisado, o qual é composto por: linhas de transmissão, transformadores, cargas, máquinas e equivalentes de fronteira.

B.1 EQUIVALENTE

A Tabela B.1 apresenta os equivalentes de curto-circuito a 60 Hz, representados por uma fonte ideal em série com uma impedância.

Tabela B.1 – Dados dos equivalentes próprios

Localização	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
ANGELIM II	540	500	0,000	503,650	5,674	63,245
B. ESPERANÇA	529	500	0,000	248,698	73,983	308,450
G.VALAD. VI	38921	500	5,050	104,945	24,877	137,118
GARANHUNS II	549	500	0,000	823,300	18,230	121,403
LUZIANIA	4300	500	2,581	79,300	15,406	100,683
MILAGRES	521	500	0,052	716,450	75,323	353,800
MILAGRES II	11567	500	0,000	1039,925	54,228	216,858
MIRACEMA	571	500	1,868	23,733	4,835	38,148
OLINDINA	582	500	2,925	709,250	32,323	141,108
P.JUSCELINO	26465	500	3,751	103,263	34,688	145,635
PIRAPORA II	1525	500	26,015	447,975	108,908	613,150
R. GONÇALVES	536	500	13,599	189,010	29,340	282,125
S. DA MESA	3895	500	7,129	93,873	31,533	126,493
S.DA MESA II	4298	500	6,365	1805,625	69,373	567,275
SAPEACU	589	500	0,000	338,525	3,858	37,030
XINGÓ	504	500	0,000	48,785	0,295	13,872

Localização	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
P. JUSCELINO	26470	345	6,828	69,590	31,981	108,254
PIRAPORA II	1524	345	3,598	118,793	12,066	70,975
B. ESPERANÇA	329	230	3,260	69,934	1,883	20,927
FUNIL	276	230	5,716	76,716	0,672	17,732
G. VALAD. II	1619	230	24,919	181,680	0,543	60,369
G. VALAD. VI	38986	230	12,026	89,650	23,632	98,743
GARANHUNS II	349	230	31,665	268,034	5,692	22,208
MILAGRES	221	230	45,081	335,434	15,171	48,993
P.AFONSO 3 A	200	230	1,308	73,092	1,937	23,238
P.AFONSO 3 B	300	230	374,326	3447,387	6,393	63,602
S. DA MESA	3896	230	2,872	70,997	4,253	37,653
G. VALAD. II	1618	138	5,345	40,846	2,422	26,852
LUZIANIA	4306	138	33,771	125,631	17,201	78,078
MIRACEMA	911	138	55,180	179,417	17,832	77,909
PIRAPORA II	1824	138	27,195	81,411	9,084	41,948
RIO BRANCO	18514	138	25,618	132,531	78,850	340,545
SE--BL-DF138	35352	138	3,316	25,959	2,436	13,806

A Tabela B.2 apresenta os equivalentes de curto-circuito a 60 Hz, representados por uma com uma impedância de sequência conectada a terra.

Tabela B.2 – Dados dos equivalentes shunt

Local	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)	Tipo Reativo/Capacitivo
RIO GND. II	18510	138	190440	190440	67,612	747,686	Reativo
BRUMADO II	376	230	529000	529000	0,000	34,385	Reativo
C.N.PIAUÍ II	12201	230	529000	529000	6,136	185,176	Reativo
IRECE	283	230	529000	529000	0,057	34,295	Reativo
PICOS	295	230	529000	529000	11,723	204,702	Reativo
R. GONÇALVES	210	230	529000	529000	1,929	61,137	Reativo
L. GONZAGA	505	500	2500000	2500000	15,163	813,504	Capacitivo
P.AFONSO IV	500	500	2500000	2500000	36,003	1456,664	Capacitivo

A Tabela B.3 apresenta os equivalentes de transferência, representados através das suas impedâncias de curto circuito a 60 Hz de sequência zero e positiva.

Tabela B.3 – Dados das impedâncias de transferência

De	Nº	Para	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
ANGELIM II	540	ANGELIM II	11567	500	63,75	797,63	348800	356625
B. ESPERANÇA	529	B. ESPERANÇA	536	500	135,13	918,38	102814,5	119649,5

De	Nº	Para	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
B. ESPERANÇA	529	B. ESPERANÇA	571	500	31,29	209,57	33466,75	35407,75
B. ESPERANÇA	529	B. ESPERANÇA	11567	500	58,45	2653,00	8175000	4700000
GARANHUNS II	549	GARANHUNS II	540	500	7,089	112	477,15	1090,85
GARANHUNS II	549	GARANHUNS II	11567	500	9,894	232	17160,50	25648,00
L. GONZAGA	505	L. GONZAGA	540	500	250000	250000	0,00	0,00
L. GONZAGA	505	L. GONZAGA	549	500	250000	250000	0,00	3494,25
L. GONZAGA	505	L. GONZAGA	582	500	250000	249999,75	0,00	0,00
LUZIANIA	4300	LUZIANIA	1525	500	10,70	173,04	378,10	1077,18
LUZIANIA	4300	LUZIANIA	26465	500	112,33	1640,63	1534125	841800
LUZIANIA	4300	LUZIANIA	38921	500	306,83	3626,50	13400000	5150000
MILAGRES	521	MILAGRES	529	500	63,80	1588	1013750	884425
MILAGRES	521	MILAGRES	540	500	360	3642	2041925	2107750
MILAGRES	521	MILAGRES	549	500	63	1066	100099,75	151167,75
MILAGRES	521	MILAGRES	571	500	141,93	987,45	20950000	6900000
MILAGRES II	11567	MILAGRES II	521	500	23,32	385,95	1908	4908
MIRACEMA	571	MIRACEMA	3895	500	4,47	24,88	176,42	531,63
MIRACEMA	571	MIRACEMA	4298	500	9,13	37,60	454	942
OLINDINA	582	OLINDINA	589	500	4,06	44,29	248,45	453,00
P.AFONSO IV	500	P.AFONSO IV	505	500	250000	250000	0,00	238,53
P.AFONSO IV	500	P.AFONSO IV	540	500	250000	250000	0,00	0,00
P.AFONSO IV	500	P.AFONSO IV	549	500	250000	250000	27,80	0,00
P.AFONSO IV	500	P.AFONSO IV	582	500	250000	250000	0,00	0,00
P.JUSCELINO	26465	P.JUSCELINO	38921	500	9,29	193,15	3083,00	5429,50
PIRAPORA II	1525	PIRAPORA II	3895	500	340,60	3152,75	280000	272550
PIRAPORA II	1525	PIRAPORA II	26465	500	604,33	6988,00	4175000	2283975
R. GONÇALVES	536	R. GONÇALVES	571	500	5,80	40,37	177,65	563,98
S. DA MESA	3895	S. DA MESA	4298	500	14,24	83,95	757,38	1738,93
S. DA MESA	3895	S. DA MESA	4300	500	3,50	36,65	342,23	632,70
S. DA MESA	3895	S. DA MESA	26465	500	304,05	2729,75	7975000	2085300
XINGÓ	504	XINGÓ	540	500	12,01	281	0,00	0,00
XINGÓ	504	XINGÓ	549	500	41,11	872,13	138154,25	157921,75
XINGÓ	504	XINGÓ	582	500	24,17	329,40	1661,10	4342,50
XINGÓ	504	XINGÓ	589	500	13,70	193,66	1653	4047
PIRAPORA II	1524	PIRAPORA II	26470	345	33,60	381,78	4722,55	6831,92
G.VALAD. VI	38986	G.VALAD. VI	1619	230	190,51	592,27	1694	7119
MILAGRES	221	MILAGRES	295	230	36,71	196,68	2443	4692
P.AFONSO 3 A	200	P.AFONSO 3 A	300	230	1,05	5,44	4,10	15,56
P.AFONSO 3 A	200	P.AFONSO 3 A	349	230	35,33	160,41	192,78	572,91
PICOS	295	PICOS	12201	230	11,19	59,49	109,30	304,52
LUZIANIA	4306	LUZIANIA	35352	138	35,57	71,58	4110,55	5811,45

A Tabela B.4 apresenta os equivalentes de transformação, representados através das suas impedâncias de curto circuito a 60 Hz de sequência zero e positiva.

Tabela B.4 – Dados das impedâncias de transformação

De	Nº	Tensão kV	Para	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
P.AFONSO 3 A	200	230	PAF-4--BA500	500	500	250000	250000	0,00	992,28
P.AFONSO 3 A	200	230	XINGO--SE500	504	500	120,69	691,75	13870,5	20780,75
P.AFONSO 3 A	200	230	L.GONZ-PE500	505	500	250000	250000	0,00	1185,83
P.AFONSO 3 A	200	230	ANGEL2-PE500	540	500	191,15	2327,45	535,90	0,00
P.AFONSO 3 A	200	230	OLINDI-BA500	582	500	375,20	2049,60	82,35	0,00
P.AFONSO 3 A	200	230	SAPEAC-BA500	589	500	189,97	1031,88	49102	0,00
P.AFONSO 3 A	200	230	ABAIXA-BA069	600	69	16,80	115,24	16,80	115,24
MILAGRES	221	230	BESPER-PI230	329	230	410,48	1356,89	410,48	1356,89
MILAGRES	221	230	MILAGR-CE500	521	500	293,05	1316,68	0,00	2019,55
MILAGRES	221	230	BESPER-PI500	529	500	613,95	3492,50	1000000	1000000
MILAGRES	221	230	ANGEL2-PE500	540	500	1734,88	7119,00	1000000	1000000
MILAGRES	221	230	GARANH-PE500	549	500	430,18	2241,18	1000000	1000000
MILAGRES	221	230	MIRACE-TO500	571	500	607,90	2141,48	607,90	2141,48
MILAGRES	221	230	MILAG2-CE500	11567	500	160,57	898,40	1000000	1000000
FUNIL	276	230	OLINDI-BA500	582	500	1532,98	4312,75	745950	330425
FUNIL	276	230	SAPEAC-BA500	589	500	28,03	163,72	578,75	1193,93
P.AFONSO 3 B	300	230	PAF-4--BA500	500	500	250000	250000	0,00	3576,75
P.AFONSO 3 B	300	230	XINGO--SE500	504	500	123,80	715,15	13393	21887
P.AFONSO 3 B	300	230	L.GONZ-PE500	505	500	250000	250000	0,00	5175,25
P.AFONSO 3 B	300	230	OLINDI-BA500	582	500	374,78	2056,38	686	0,00
P.AFONSO 3 B	300	230	SAPEAC-BA500	589	500	189,78	1035,30	62970,50	1000000
P.AFONSO 3 B	300	230	ABAIXA-BA069	600	69	16,80	115,24	16,80	115,24
B. ESPERANÇA	329	230	MILAGR-CE500	521	500	477,85	2966,50	3575000	2575000
B. ESPERANÇA	329	230	BESPER-PI500	529	500	175,47	1325,68	39425,50	71938,25
B. ESPERANÇA	329	230	RGONCA-PI500	536	500	891,85	3731,00	3300000	2850000
B. ESPERANÇA	329	230	MIRACE-TO500	571	500	204,95	848,65	1055925	834550
B. ESPERANÇA	329	230	MILAG2-CE500	11567	500	708,08	4966,00	708,08	4966,00
GARANHUNS II	349	230	PAF-4--BA500	500	500	250000	250000	970,88	0,00
GARANHUNS II	349	230	XINGO--SE500	504	500	42,28	247,87	15789	18855
GARANHUNS II	349	230	L.GONZ-PE500	505	500	250000	250000	0,00	0,00
GARANHUNS II	349	230	MILAGR-CE500	521	500	777,43	3897,25	3300000	2319775
GARANHUNS II	349	230	ANGEL2-PE500	540	500	1,41	28,18	6,03	50,55
GARANHUNS II	349	230	GARANH-PE500	549	500	46,72	281,65	5824,00	11901,75
GARANHUNS II	349	230	MILAG2-CE500	11567	500	153,94	855,15	562925	391625
XINGÔ	504	500	MILAG2-CE500	11567	500	521,30	5533,00	521,30	5533,00
MILAGRES	521	500	RGONCA-PI500	536	500	615,03	4352,00	615,03	4352
B. ESPERANÇA	529	500	GARANH-PE500	549	500	188,32	7170,25	188,32	7170,25
R. GONÇALVES	536	500	MILAG2-CE500	11567	500	894,98	7284,00	894,98	7284,00
GARANHUNS II	549	500	MIRACE-TO500	571	500	578,50	4465,00	578,50	4465,00
MIRACEMA	571	500	MIRACE-TO138	911	138	121,12	441,05	3803,00	7868,75
MIRACEMA	571	500	MILAG2-CE500	11567	500	207,03	1652,78	207,03	1652,78
PIRAPORA II	1524	345	PIRAP2-MG138	1824	138	28,97	90,44	239,80	684,24
PIRAPORA II	1524	345	LUZIAN-DF500	4300	500	695,05	3557,75	326175,00	395150,00
PIRAPORA II	1524	345	JUSCEL-MG500	26465	500	83,52	1961,40	250925	218408
PIRAPORA II	1524	345	GVALA6-MG500	38921	500	266,53	4844,75	2452675	1596625
G. VALAD. II	1618	138	JUSCEL-MG500	26465	500	2989,50	5919,50	874400	806100
G. VALAD. II	1619	230	JUSCEL-MG500	26465	500	175,29	1102,25	5570,75	19368,75
G. VALAD. II	1619	230	JUSCEL-MG345	26470	345	526,50	2364,43	89594,76	159505,40
G. VALAD. II	1619	230	GVALA6-MG500	38921	500	202,18	1319,93	3179,00	18961,25
PIRAPORA II	1824	138	JUSCEL-MG345	26470	345	521,82	1498,88	21029,69	30207,71

De	Nº	Tensão kV	Para	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
S. DA MESA	3895	500	S.MESA-GO230	3896	230	180,20	1483,15	0,00	12070,50
S. DA MESA	3895	500	LUZIAN-GO138	4306	138	224,45	753,20	6763,25	12828
S. DA MESA	3895	500	JUSCEL-MG345	26470	345	569,63	3453,75	6550000	2455550
S. DA MESA	3895	500	SE--BL-DF138	35352	138	44,09	241,95	17202,50	20232,75
S. DA MESA	3895	500	GVALA6-MG500	38921	500	761,38	5837,25	761,38	5837,25
S. DA MESA	3896	230	LUZIAN-DF500	4300	500	123,77	2146,30	21321,00	40554,25
S. DA MESA	3896	230	SE--BL-DF138	35352	138	214,93	1022,03	111243,41	126420,42
LUZIANIA	4300	500	JUSCEL-MG345	26470	345	271,40	2030,78	655100	592050
LUZIANIA	4300	500	SE--BL-DF138	35352	138	41,15	352,93	11073,50	19104,50
LUZIANIA	4306	138	LUZIAN-DF500	4300	500	253,85	1107,05	3630,25	11497,25
P.JUSCELINO	26465	500	JUSCEL-MG345	26470	345	28,94	320,95	7604,50	10810,75
P.JUSCELINO	26465	500	GVALA6-MG230	38986	230	139,89	814,25	10716,00	18049,75
P. JUSCELINO	26470	345	GVALA6-MG500	38921	500	83,50	804,43	80520,00	86374,00
P. JUSCELINO	26470	345	GVALA6-MG230	38986	230	401,70	1687,18	132272,48	137009,68
G.VALAD. VI	38921	500	GVALA6-MG230	38986	230	129,79	704,35	7864,25	16519,50

B.2 TRANSFORMADORES

A Tabela B.5 e a Tabela B.6 apresentam os parâmetros dos transformadores representados no SEP analisado. Ressaltamos ainda que os mesmos foram representados com suas respectivas curvas de saturação.

Tabela B.5 – Dados dos transformadores com 3 enrolamentos

Subestação	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância		
				(% na base de 100 MVA)		
				Xp	Xs	Xt
				%	%	%
L. GONZAGA	---	500/13,8/13,8	¥ Δ Δ	0,010	0,010	2,055
G. VALADARES	600	500/230/13,8	¥ ¥ Δ	2,010	2,010	-0,170
G. VALADARES	600	500/230/13,8	¥ ¥ Δ	2,010	2,010	-0,170
SOBRAD.	400	500/13,8/13,8	¥ Δ Δ	0,050	0,050	2,750
JUSCEL.	---	500/345/13,8	¥ ¥ Δ	1,500	1,500	-0,400
MIRACEMA	---	500/138/13,8	¥ ¥ Δ	7,420	7,420	-0,445
MIRACEMA	---	500/138/13,8	¥ ¥ Δ	7,420	7,420	-0,445
PIRAPORA	300	345/138/13,8	¥ ¥ Δ	4,900	4,900	-0,380
PIRAPORA	300	345/138/13,8	¥ ¥ Δ	4,900	4,900	-0,380

Tabela B.6 – Dados dos transformadores com 2 enrolamentos

Subestação	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância	
				(% na base de 100 MVA)	
				Xps	
					%
B. ESPERANÇA	300	500/230	¥ ¥		3,44
B. J. LAPA	300	500/230	¥ ¥		2,85
B. J. LAPA	300	500/230	¥ ¥		2,85
BARREIR. 2	300	500/230	¥ ¥		2,85
C. NOVOS 2	400	500/230	¥ ¥		2,50
C. NOVOS 2	400	500/230	¥ ¥		2,50
C. NOVOS 2	400	500/230	¥ ¥		2,50
G. DO OURO	900	500/230	¥ ¥		1,56
G. DO OURO	900	500/230	¥ ¥		1,56
GARANHUNS	600	500/230	¥ ¥		1,15
GILBUES	250	500/230	¥ ¥		5,20
IBICOARA	300	500/230	¥ ¥		4,92
IBICOARA	300	500/230	¥ ¥		4,92
IGAPORA 3	750	500/230	¥ ¥		1,33
IGAPORA 3	750	500/230	¥ ¥		1,33
IGAPORA 3	750	500/230	¥ ¥		1,33
IGAPORA 3	750	500/230	¥ ¥		1,33
JUAZEIRO	300	500/230	¥ ¥		2,85
M. CHAPEU	900	500/230	¥ ¥		1,56
M. CHAPEU	900	500/230	¥ ¥		1,56
MILAGRES	600	500/230	¥ ¥		1,27
MILAGRES	600	500/230	¥ ¥		1,27
MILAGRES	600	500/230	¥ ¥		1,27
OUROLANDIA	900	500/230	¥ ¥		1,56
OUROLANDIA	900	500/230	¥ ¥		1,56
PAF A	600	500/230	¥ ¥		1,41
PAF B	600	500/230	¥ ¥		1,41
POÇÕES 2	600	500/230	¥ ¥		1,40
QUEIMAD	600	500/230	¥ ¥		1,66
R. GONÇALVES	300	500/230	¥ ¥		3,38
R. GONÇALVES	300	500/230	¥ ¥		3,38
S. J. PIAUI	300	500/230	¥ ¥		3,48
S. J. PIAUI	300	500/230	¥ ¥		2,89
SOBRAD.	300	500/230	¥ ¥		3,56
SOBRAD.	300	500/230	¥ ¥		3,56
BR.LESTE	540	500/138	¥ ¥		2,22
BR.LESTE	540	500/138	¥ ¥		2,17
LUZIANIA	225	500/138	¥ ¥		5,33

Subestação	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância	
				(% na base de 100 MVA)	
				Xps	
					%
LUZIANIA	225	500/138	¥ ¥		5,33
B. J. LAPA	250	500/13,8	¥ Δ		3,33
G. DO OURO	200	500/13,8	¥ Δ		5,00
LUZIANIA CER	400	500/13,8	¥ Δ		3,03
M. CHAPEU CER	200	500/13,8	¥ Δ		5,00
PAULO AFONSO 4	450	500/13,8	¥ Δ		0,67
S.MESA UHE	-	500/13,8	¥ Δ		1,25
B. J. LAPA	50	230/138	¥ ¥		12,70
B. J. LAPA	55	230/138	¥ ¥		12,70
BARREIRAS	100	230/138	¥ ¥		9,28
BARREIRAS	100	230/138	¥ ¥		9,28
BOM NOME	100	230/138	¥ ¥		9,14
BOM NOME	100	230/138	¥ ¥		10,22
BOM NOME	100	230/138	¥ ¥		9,03
IBICOA	55	230/138	¥ ¥		14,62
IBICOA	55	230/138	¥ ¥		14,82
POÇÕES 2	100	230/138	¥ ¥		11,80
POÇÕES 2	100	230/138	¥ ¥		11,80
RIO GRANDE	100	230/138	¥ ¥		10,00
S. BONF	100	230/138	¥ ¥		9,20
S. BONF	100	230/138	¥ ¥		6,30
S. BONF	100	230/138	¥ ¥		6,30
B. ESPERANÇA	100	230/69	¥ Δ		14,00
B. ESPERANÇA	100	230/69	¥ Δ		14,00
B. J. LAPA	100	230/69	¥ Δ		13,00
B. J. LAPA	100	230/69	¥ Δ		13,00
B. NOME	33	230/69	¥ Δ		34,54
B. NOME	33	230/69	¥ Δ		34,54
BARREIRAS	100	230/69	¥ Δ		12,81
BARREIRAS	100	230/69	¥ Δ		13,00
BOM JESUS	50	230/69	¥ Δ		25,88
BOM JESUS	50	230/69	¥ Δ		25,88
EL. MARTIN	50	230/69	¥ Δ		25,88
EL. MARTIN	50	230/69	¥ Δ		25,88
GILBUES	50	230/69	¥ Δ		25,88
GILBUES	50	230/69	¥ Δ		25,88
IGAPORA	150	230/69	¥ Δ		10,00
IGAPORA	150	230/69	¥ Δ		10,00
IGAPORA	150	230/69	¥ Δ		6,66
JUAZEIRO	100	230/69	¥ Δ		12,47

Subestação	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância	
				(% na base de 100 MVA)	
				Xps	%
JUAZEIRO	100	230/69	¥ Δ		12,87
JUAZEIRO	100	230/69	¥ Δ		13,00
JUAZEIRO	100	230/69	¥ Δ		13,00
JUAZEIRO 3	100	230/69	¥ Δ		13,00
JUAZEIRO 3	100	230/69	¥ Δ		13,00
M. CHAPEU	150	230/69	¥ Δ		6,67
MILAGRES	100	230/69	¥ Δ		13,00
MILAGRES	100	230/69	¥ Δ		13,27
MILAGRES	100	230/69	¥ Δ		13,50
MILAGRES	100	230/69	¥ Δ		13,27
PAF3	100	230/69	¥ Δ		12,47
PICOS	100	230/69	¥ Δ		14,00
PICOS	100	230/69	¥ Δ		38,05
PICOS	50	230/69	¥ Δ		25,88
PICOS	50	230/69	¥ Δ		25,88
PINDAI	150	230/69	¥ Δ		6,66
PINDAI	150	230/69	¥ Δ		6,66
S. BONF	33	230/69	¥ Δ		59,50
S. BONF	100	230/69	¥ Δ		13,11
S. BONF	100	230/69	¥ Δ		13,11
S. J. PIAUI	33	230/69	¥ Δ		32,60
S. J. PIAUI	30	230/69	¥ Δ		65,93
S. J. PIAUI	50	230/69	¥ Δ		13,02
S. J. PIAUI	50	230/69	¥ Δ		13,02
A12.1	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
A12.1	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
A13.1	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
A13.1	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
A13.2	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
A13.2	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
B. J. LAPA	152	230/34,5	¥ ¥		9,21
B. J. LAPA	152	230/34,5	¥ ¥		9,21
BROTAS	100	230/34,5	¥ ¥		14,00
C. FORM	80	230/34,5	¥ ¥		12,50
C. FORM	80	230/34,5	¥ ¥		12,50
C. FORM	80	230/34,5	¥ ¥		12,50
C. M. CHAPEU	120	230/34,5	¥ ¥		8,33
C. M. CHAPEU	120	230/34,5	¥ ¥		8,33
CAE123	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
CAEABC	100	230/34,5	¥ ¥		10,00

Subestação	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância	
				(% na base de 100 MVA)	
				Xps	
					%
CAETIT	150	230/34,5	¥ ¥		9,33
CAETIT	150	230/34,5	¥ ¥		9,33
CASNOV	180	230/34,5	¥ ¥		5,56
DELFIN	90	230/34,5	¥ ¥		11,11
DELFIN	90	230/34,5	¥ ¥		11,11
FLORESTA	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
I3.2	100	230/34,5	¥ ¥		10,00
ITAGBA	80	230/34,5	¥ ¥		12,50
ITAGBA	80	230/34,5	¥ ¥		12,50
ITUVER	300	230/34,5	¥ ¥		4,67
LAPA	60	230/34,5	¥ ¥		23,33
LER13	200	230/34,5	¥ ¥		5,00
LER13	200	230/34,5	¥ ¥		5,00
PBRANC	90	230/34,5	¥ ¥		11,11
S. AZUL	150	230/34,5	¥ ¥		6,67
S. CAET	95	230/34,5	¥ ¥		14,74
SENTSE	42	230/34,5	¥ ¥		23,70
SENTSE	42	230/34,5	¥ ¥		23,70
SENTSE	42	230/34,5	¥ ¥		23,70
SPEDRO	225	230/34,5	¥ ¥		6,22
VENTBA	122	230/34,5	¥ ¥		8,21
B. J. LAPA	80	230/13,8	¥ Δ		15,25
EL. MARTIN	35	230/13,8	¥ Δ		33,33
IRECE SIN	40	230/13,8	¥ Δ		26,75
JAGUAR	-	230/13,8	¥ Δ		28,20
JAGUAR	-	230/13,8	¥ Δ		28,20
JAGUAR	-	230/13,8	¥ Δ		81,50
JAGUAR	-	230/13,8	¥ Δ		81,50
MILAGRES	100	230/13,8	¥ Δ		14,97
PAF3	90	230/13,8	¥ Δ		20,06
PAF3	90	230/13,8	¥ Δ		15,09
PAF3	90	230/13,8	¥ Δ		15,99
PAF3	90	230/13,8	¥ Δ		15,73
PAF3	90	230/13,8	¥ Δ		17,97
PAF3	90	230/13,8	¥ Δ		17,97
PAF3	67	230/13,8	¥ Δ		10,56
PAF3	240	230/13,8	¥ Δ		3,01
PAF3	240	230/13,8	¥ Δ		3,04
R. BRANC	27	138/34,5	¥ ¥		52,50
R. BRANC	27	138/34,5	¥ ¥		50,00

Subestação	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância	
				(% na base de 100 MVA)	
				Xps	%
AFEMEA-PCH	-	69/13,8	Δ ¥	106,36	
B. J. LAPA	22	69/13,8	Δ ¥	11,79	
B. NOME	5	69/13,8	Δ ¥	126,40	
B. NOME	5	69/13,8	Δ ¥	140,40	
CORREN PCH	-	69/13,8	Δ ¥	106,36	
MILAGRES	30	69/13,8	Δ ¥	36,65	
MILAGRES	5	69/13,8	Δ ¥	134,80	
MILAGRES	30	69/13,8	Δ ¥	36,65	
MILAGRES	5	69/13,8	Δ ¥	140,40	
MILAGRES	10	69/13,8	Δ ¥	79,71	
UFV BJLAPA	30	69/13,8	Δ ¥	46,67	
UFV BJLAPA	30	69/13,8	Δ ¥	46,67	

B.3 LINHAS DE TRANSMISSÃO

A Tabela B.7 apresenta os dados das linhas de transmissão.

Tabela B.7 – Dados de linhas de transmissão

Circ.	De	Nº	Para	Nº	Tensão	L	R1	X1	B1	R0	X0	B0
					(kV)	(km)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(μS/k m)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(μS/k m)
C1	CAP. S. J. DO PIAUI	437	B. ESPERANÇA	529	500	233,8	0,024	0,318	5,159	0,348	1,360	2,579
C1	P.AFONSO IV	500	XINGÓ	504	500	53,8	0,023	0,316	5,011	0,191	0,855	2,506
C1	P.AFONSO IV	500	L. GONZAGA	505	500	37,4	0,027	0,314	4,965	0,214	1,003	2,482
C2	P.AFONSO IV	500	L. GONZAGA	505	500	38,0	0,026	0,309	4,886	0,132	0,648	2,443
C1	P.AFONSO IV	500	ANGELIM II	540	500	221,5	0,025	0,315	5,141	0,317	0,914	2,570
C1	P.AFONSO IV	500	OLINDINA	582	500	212,8	0,025	0,316	5,084	0,318	1,009	2,542
C1	XINGÓ	504	ANGELIM II	540	500	197,0	0,026	0,320	5,319	0,410	1,297	2,659
C2	L. GONZAGA	505	SOBRADINHO	506	500	316,0	0,023	0,316	5,208	0,287	1,289	2,604
C1	L. GONZAGA	505	GARANHUNS II	549	500	234,9	0,030	0,297	4,970	0,324	0,870	2,485
C2	L. GONZAGA	505	GARANHUNS II	549	500	224,0	0,016	0,264	6,218	0,167	0,891	3,109
C1	L. GONZAGA	505	OLINDINA	582	500	248,5	0,031	0,312	5,134	0,317	0,949	2,567
C1	L. GONZAGA	505	MILAGRES II	11567	500	231,2	0,022	0,276	5,888	0,416	1,638	2,944
C2	L. GONZAGA	505	MILAGRES II	11567	500	230,0	0,023	0,277	5,918	0,418	1,646	2,959
C1	SOBRADINH O	506	JUAZEIRO III	11582	500	46,1	0,022	0,298	4,803	0,189	0,985	2,401
C1	R. GONÇALVES	536	GILBUÉS II	836	500	257,0	0,013	0,189	8,743	0,263	1,020	4,372
C1	S. J. PIAUI	537	C.N.PIAUI II	12501	500	181,0	0,017	0,248	6,082	0,276	0,978	3,041
C2	S. J. PIAUI	537	C.N.PIAUI II	12501	500	174,6	0,017	0,257	6,306	0,286	1,014	3,153

Circ.	De	Nº	Para	Nº	Tensão	L	R1	X1	B1	R0	X0	B0
					(kV)	(km)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(μS/k m)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(μS/k m)
C1	GARANHUNS II	549	ANGELIM II	540	500	14,9	0,027	0,255	4,190	0,329	0,910	2,095
C1	M. CHAPÉU II	555	SAPEACU	589	500	300,0	0,015	0,245	6,514	0,294	1,021	3,257
C1	MIRACEMA	571	CAP. GILBUÉS II	835	500	410,0	0,013	0,211	7,596	0,291	1,146	3,798
C1	MIRACEMA	571	CAP. GILBUÉS II	849	500	410,0	0,013	0,211	7,596	0,291	1,146	3,798
C1	B.J. DA LAPA	585	JANAÚBA	38900	500	299,0	0,013	0,187	8,773	0,256	1,010	4,387
C1	R. DAS EGUAS	587	B.J. DA LAPA	585	500	322,0	0,019	0,271	6,172	0,435	1,547	3,086
C1	R. DAS EGUAS	587	ARINOS II	39813	500	228,0	0,013	0,189	8,726	0,116	0,622	4,363
C1	IBICOARA	588	SAPEACU	589	500	257,0	0,019	0,273	6,211	0,438	1,547	3,105
C2	IBICOARA	588	SAPEACU	589	500	254,0	0,019	0,276	6,284	0,238	0,922	3,142
C1	SAPEACU	589	POÇÕES II	11611	500	246,0	0,013	0,189	8,737	0,263	1,023	4,368
C1	GILBUÉS II	836	CAP. GILBUÉS II	850	500	408,0	0,012	0,205	7,322	0,296	1,169	3,661
C1	CAP. S. J. DO PIAUÍ	837	SOBRADINHO	506	500	210,0	0,024	0,319	5,180	0,354	1,376	2,590
C1	BARREIRAS II	846	B.J. DA LAPA	585	500	221,0	0,014	0,218	7,471	0,353	1,281	3,735
C1	BARREIRAS II	846	BURITIRAMA	12318	500	208,0	0,014	0,190	8,716	0,117	0,624	4,358
C1	CAP. GILBUÉS II	854	CAP. BARREIRAS II	842	500	289,0	0,013	0,216	7,507	0,261	0,906	3,753
C1	BARREIRAS II	855	CAP. RIO DAS EGUAS	860	500	244,0	0,013	0,189	8,734	0,264	1,023	4,367
C1	CAP. R. GONÇALVES	856	S. J. PIAUÍ	537	500	353,0	0,016	0,261	6,280	0,298	1,385	3,140
C1	CAP. RIO DAS EGUAS	857	CAP. LUZIANIA	4318	500	373,0	0,013	0,185	8,834	0,265	0,876	4,417
C1	CAP. S. J. DO PIAUÍ	937	SOBRADINHO	506	500	210,0	0,019	0,267	6,278	0,360	1,521	3,139
C1	CAP. R. GONÇALVES	946	S. J. PIAUÍ	537	500	353,0	0,018	0,260	5,993	0,346	1,461	2,996
C1	PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	500	177,0	0,017	0,304	5,163	0,360	1,293	2,582
C2	PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	500	177,0	0,017	0,304	5,163	0,360	1,293	2,582
C1	S. DA MESA	3895	S.DA MESA II	4298	500	42,7	0,017	0,256	5,446	0,347	1,415	2,723
C1	S.DA MESA II	4298	R. DAS EGUAS	587	500	208,4	0,021	0,323	7,137	0,323	1,370	3,569
C1	LUZIANIA	4300	PIRAPORA II	1525	500	350,0	0,017	0,258	6,220	0,332	1,344	3,110
C1	LUZIANIA	4300	BR. LESTE	35351	500	67,0	0,022	0,353	4,387	0,448	1,502	2,194
C2	LUZIANIA	4300	BR. LESTE	35351	500	67,0	0,022	0,362	4,387	0,455	1,538	2,194
C1	CAP. SERRA DA MESA	4305	CAP. SERRA DA MESA	4299	500	310,0	0,017	0,267	5,760	0,345	1,473	2,880
C1	G.DO OURO II	11560	OUROLANDIA 2	11561	500	157,0	0,019	0,276	6,869	0,414	1,331	3,434
C1	G.DO OURO II	11560	BURITIRAMA	12318	500	153,4	0,014	0,222	7,521	0,280	0,941	3,760
C1	OUROLANDIA 2	11561	M. CHAPÉU II	555	500	125,0	0,016	0,229	5,670	0,329	1,241	2,835
C1	MILAGRES II	11567	MILAGRES	521	500	2,5	0,010	0,207	5,085	0,215	0,883	2,543
C2	MILAGRES II	11567	MILAGRES	521	500	2,9	0,018	0,193	4,169	0,343	1,258	2,085
C1	MILAGRES II	11567	QUEIMADA N.2	12312	500	317,0	0,013	0,187	8,786	0,255	1,005	4,393
C1	JUAZEIRO III	11582	L. GONZAGA	505	500	271,9	0,022	0,292	4,799	0,183	0,945	2,400
C1	IGAPORÃ III	11594	B.J. DA LAPA	585	500	135,0	0,017	0,277	6,450	0,377	1,490	3,225
C2	IGAPORÃ III	11594	B.J. DA LAPA	585	500	135,0	0,017	0,277	6,450	0,377	1,490	3,225
C1	IGAPORÃ III	11594	IBICOARA	588	500	177,0	0,017	0,266	6,228	0,334	1,124	3,114

Circ.	De	Nº	Para	Nº	Tensão	L	R1	X1	B1	R0	X0	B0
					(kV)	(km)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(µS/k m)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(µS/k m)
C2	IGAPORÃ III	11594	IBICOARA	588	500	177,0	0,017	0,266	6,228	0,334	1,124	3,114
C1	IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	38900	500	246,0	0,013	0,189	8,737	0,264	1,023	4,368
C2	IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	38900	500	246,0	0,013	0,189	8,737	0,264	1,023	4,368
C1	POÇÕES II	11611	P. PARAISO 2	38975	500	332,0	0,013	0,186	8,799	0,259	0,994	4,399
C2	POÇÕES II	11611	P. PARAISO 2	38975	500	332,0	0,013	0,186	8,799	0,259	0,994	4,399
C1	BURITIRAMA	12318	GILBUÉS II	836	500	204,6	0,014	0,225	7,701	0,279	0,952	3,851
C1	BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	12312	500	376,0	0,013	0,185	8,837	0,264	0,875	4,419
C2	BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	12312	500	376,0	0,013	0,185	8,837	0,264	0,875	4,419
C1	CAP. BARREIRAS II	12319	CAP. RIO DAS EGUAS	12320	500	248,9	0,013	0,190	8,778	0,264	1,027	4,389
C1	C.N.PIAUÍ II	12501	CAP. S. J. DO PIAUÍ	839	500	220,0	0,019	0,286	7,035	0,314	1,125	3,517
C1	C.N.PIAUÍ II	12501	CAP. S. J. DO PIAUÍ	840	500	245,4	0,017	0,257	6,305	0,281	1,008	3,153
C1	C.N.PIAUÍ II	12501	QUEIMADA N.2	12312	500	109,0	0,014	0,202	9,157	0,126	0,667	4,578
C1	JANAÚBA	38900	PIRAPORA II	1525	500	237,0	0,013	0,189	8,732	0,116	0,621	4,366
C1	JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	26465	500	326,0	0,013	0,186	8,794	0,260	0,995	4,397
C2	JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	26465	500	331,7	0,013	0,183	8,643	0,255	0,978	4,321
C1	P. PARAISO 2	38975	G.VALAD. VI	38921	500	194,0	0,014	0,190	8,709	0,118	0,625	4,355
C2	P. PARAISO 2	38975	G.VALAD. VI	38921	500	194,0	0,014	0,190	8,709	0,118	0,625	4,355
C1	ARINOS II	39813	PIRAPORA II	1525	500	213,0	0,014	0,190	8,719	0,117	0,624	4,360
C1	P.AFONSO 3 A	200	BOM NOME	220	230	170,8	0,096	0,503	3,256	0,419	1,403	2,149
C1	P.AFONSO 3 A	200	GARANHUNS II	349	230	214,4	0,093	0,489	3,221	0,471	1,734	2,126
C1	JUAZEIRO II	202	SR.BONFIM II	203	230	148,5	0,096	0,495	3,343	0,413	1,682	2,206
C1	JUAZEIRO II	202	JAGUARARI	207	230	80,4	0,095	0,464	3,113	0,449	1,821	2,055
C1	JUAZEIRO II	202	JUAZEIRO III	11282	230	1,0	0,370	0,344	4,802	1,553	1,135	3,169
C1	BROTAS DE M.	205	IRECE	283	230	135,0	0,094	0,511	3,265	0,352	1,014	2,155
C1	SOBRADINH O	206	JUAZEIRO II	202	230	42,5	0,097	0,498	3,336	0,357	1,430	2,202
C2	SOBRADINH O	206	JUAZEIRO II	202	230	42,5	0,097	0,498	3,336	0,356	1,451	2,202
C1	JAGUARARI	207	SR.BONFIM II	203	230	87,2	0,079	0,405	2,714	0,383	1,553	1,791
C1	POÇÕES II	209	BRUMADO II	376	230	170,1	0,083	0,423	2,764	0,345	1,494	1,824
C1	ITAGIBÁ	213	POÇÕES II	209	230	99,5	0,088	0,444	2,903	0,398	1,293	1,916
C1	BOM NOME	220	PISF-L	212	230	108,8	0,059	0,236	4,884	0,237	0,836	3,224
C1	BOM NOME	220	MILAGRES	221	230	83,7	0,102	0,510	3,288	0,444	1,377	2,170
C2	BOM NOME	220	MILAGRES	221	230	84,1	0,073	0,287	5,887	0,421	1,162	3,885
C3	BOM NOME	220	MILAGRES	221	230	83,8	0,073	0,288	5,908	0,387	1,140	3,899
C1	S. J. PIAUÍ	237	PICOS	295	230	167,8	0,096	0,513	3,206	0,439	1,636	2,116
C1	S. J. PIAUÍ	237	CANBUR.	12095	230	57,8	0,098	0,506	3,148	0,456	1,676	2,077
C1	FUNIL	276	POÇÕES II	209	230	117,0	0,100	0,496	3,341	0,491	1,600	2,205
C1	FUNIL	276	ITAGIBÁ	213	230	29,0	0,100	0,513	3,346	0,319	1,283	2,208
C1	B.J. DA LAPA	285	BROTAS DE M.	205	230	210,0	0,094	0,509	3,249	0,326	0,973	2,144
C1	B.J. DA LAPA	285	B.J.LAPA II	385	230	1,5	0,004	0,247	3,025	0,705	2,328	1,996
C2	B.J. DA LAPA	285	B.J.LAPA II	385	230	1,5	0,004	0,247	3,025	0,705	2,328	1,996

Circ.	De	Nº	Para	Nº	Tensão	L	R1	X1	B1	R0	X0	B0
					(kV)	(km)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(μS/k m)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(μS/k m)
C1	BARREIRAS	286	BARREIRAS II	11286	230	16,6	0,097	0,484	3,169	0,450	1,605	2,091
C2	BARREIRAS	286	RIO GND. II	11287	230	108,5	0,140	0,598	4,195	0,581	1,964	2,768
C1	E. MARTINS	287	BOM JESUS	11050	230	142,0	0,081	0,492	3,369	0,442	1,645	2,224
C1	P.AFONSO 3 B	300	PISF-L	212	230	83,0	0,069	0,276	5,703	0,277	0,976	3,764
C1	P.AFONSO 3 B	300	GARANHUNS II	349	230	215,4	0,047	0,378	4,101	0,292	1,263	2,707
C2	P.AFONSO 3 B	300	GARANHUNS II	349	230	215,4	0,096	0,472	3,249	0,432	1,545	2,144
C1	SOBRADINH O 2	323	SOBRADINHO	206	230	36,7	0,082	0,305	5,127	0,329	1,081	3,384
C1	M. CHAPÉU II	355	IRECE	283	230	64,5	0,103	0,519	3,429	0,339	1,314	2,263
C1	BRUMADO II	376	IBICOARA	288	230	105,0	0,071	0,463	2,942	0,383	1,443	1,942
C1	IGAPORÃ II	394	B.J.LAPA II	385	230	115,0	0,044	0,312	5,692	0,278	1,050	3,756
C1	IGAPORÃ II	394	BAMIN--BA230	386	230	51,1	0,103	0,492	3,226	0,477	1,635	2,129
C1	GILBUÉS II	11051	BOM JESUS	11050	230	153,0	0,077	0,466	3,194	0,418	1,558	2,108
C1	OUROLANDI A 2	11261	IRECE	283	230	123,3	0,089	0,427	2,811	0,411	1,416	1,856
C1	FLORESTA	11281	P.AFONSO 3 A	200	230	80,6	0,074	0,356	2,331	0,344	1,181	1,539
C1	FLORESTA	11281	BOM NOME	220	230	83,6	0,178	0,856	5,653	0,814	2,827	3,731
C1	BARREIRAS II	11286	RIO GND. II	11287	230	120,5	0,139	0,592	4,155	0,574	1,943	2,742
C1	IGAPORÃ III	11394	IGAPORÃ II	394	230	2,0	0,034	0,349	4,745	0,220	1,178	3,132
C2	IGAPORÃ III	11394	IGAPORÃ II	394	230	2,0	0,034	0,349	4,745	0,220	1,178	3,132
C1	C. FORMOSO	11461	SR.BONFIM II	203	230	64,4	0,103	0,492	3,227	0,476	1,634	2,130
C1	C. FORMOSO	11461	OUROLANDIA 2	11261	230	130,7	0,102	0,491	3,236	0,469	1,623	2,136
C1	PINDAÍ II	11595	IGAPORÃ III	11394	230	46,0	0,004	0,035	0,474	0,023	0,118	0,313
C2	PINDAÍ II	11595	IGAPORÃ III	11394	230	50,0	0,003	0,032	0,436	0,021	0,109	0,288
C3	PINDAÍ II	11595	IGAPORÃ III	11394	230	50,0	0,003	0,032	0,436	0,021	0,109	0,288
C1	CANBUR.	12095	E. MARTINS	287	230	115,6	0,098	0,506	3,148	0,452	1,670	2,078
C1	G.VALAD. VI	38986	G. VALAD. II	1619	230	21,3	0,048	0,324	4,243	0,292	1,172	2,800
C2	G.VALAD. VI	38986	G. VALAD. II	1619	230	20,3	0,045	0,306	4,020	0,276	1,109	2,653
C1	PEDRA BRANCA	58604	SOBRADINHO	206	230	57,4	0,105	0,500	3,273	0,484	1,659	2,160
C1	CASA NOVA	58609	SOBRADINHO	206	230	70,5	0,103	0,492	3,225	0,477	1,634	2,128
C1	SENTSE	58616	SOBRADINHO	206	230	59,3	0,083	0,486	3,293	0,458	1,632	2,173
C1	DELFINA	58625	JUAZEIRO II	202	230	90,0	0,096	0,461	3,017	0,445	1,528	1,991
C1	SERRA AZUL	59015	M. CHAPÉU II	355	230	22,0	0,096	0,562	3,813	0,532	1,891	2,517
C1	VENTBA- BA230	59019	M. CHAPÉU II	355	230	40,2	0,103	0,492	3,225	0,478	1,636	2,128
C1	C. M. CHAP	59058	M. CHAPÉU II	355	230	15,3	0,070	0,484	3,320	0,446	1,632	2,191
C1	ITAGBA.	59161	G.DO OURO II	11260	230	42,4	0,072	0,420	2,849	0,397	1,412	1,880
C1	CAETITÉ 123	59304	IGAPORÃ II	394	230	23,5	0,103	0,493	3,226	0,479	1,637	2,129
C1	CAETITÉ A	59309	IGAPORÃ II	394	230	21,0	0,113	0,416	2,609	0,453	1,473	1,722
C1	A13.1	59317	IGAPORÃ II	394	230	9,2	0,083	0,486	3,293	0,460	1,634	2,173
C1	A13.2	59324	IGAPORÃ II	394	230	9,2	0,083	0,486	3,293	0,460	1,634	2,173
C1	LER13-- BA230	59353	IGAPORÃ III	11394	230	20,4	0,083	0,486	3,293	0,460	1,633	2,174
C2	LER13-- BA230	59353	IGAPORÃ III	11394	230	20,4	0,083	0,486	3,293	0,460	1,633	2,174
C1	I3.2	59408	IGAPORÃ II	394	230	14,9	0,083	0,486	3,293	0,460	1,634	2,174

Circ.	De	N°	Para	N°	Tensão	L	R1	X1	B1	R0	X0	B0
					(kV)	(km)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(μS/k m)	(Ω/k m)	(Ω/k m)	(μS/k m)
C1	A12.1	59412	IGAPORÃ III	11394	230	5,1	0,083	0,486	3,293	0,460	1,634	2,174
C2	A12.1	59412	IGAPORÃ III	11394	230	5,1	0,083	0,486	3,293	0,460	1,634	2,174
C1	ITUVER.	59421	B.J. DA LAPA	285	230	132,4	0,103	0,492	3,225	0,472	1,628	2,128
C1	ITUVER.	59421	BARREIRAS II	11286	230	106,3	0,103	0,492	3,225	0,475	1,631	2,128
C1	S. CAET.	59426	IGAPORÃ II	394	230	30,9	0,136	0,500	3,133	0,544	1,768	2,068
C1	CAETITÉ	59432	IGAPORÃ III	11394	230	2,6	0,103	0,492	3,225	0,479	1,637	2,128
C1	LAPA	59445	B.J. DA LAPA	285	230	0,7	0,083	0,486	3,292	0,460	1,635	2,172
C1	SPEDRO	59449	B.J. DA LAPA	285	230	7,2	0,103	0,492	3,225	0,478	1,637	2,128
C1	B.J. DA LAPA	59452	B.J. DA LAPA	285	230	2,3	0,103	0,492	3,225	0,478	1,637	2,129
C1	BARREIRAS	186	JATOBA	18511	138	52,4	0,182	0,452	3,326	0,451	1,697	2,195
C1	BARREIRAS	186	RIO BRANCO	18514	138	124,0	0,157	0,375	2,874	0,392	1,443	1,897
C1	JATOBA	18511	RIO GND. II	18510	138	74,4	0,182	0,452	3,326	0,450	1,696	2,195
C1	PDREI	58619	JUAZEIRO II	602	69	35,7	0,103	0,437	3,610	0,409	1,819	2,382
C1	PDREI3	58620	JUAZEIRO II	602	69	35,7	0,103	0,437	3,610	0,409	1,819	2,382
C1	UFV BJLAPA	59436	B.J. DA LAPA	685	69	4,1	0,103	0,438	3,609	0,410	1,820	2,382
C1	B.J. DA LAPA	585	G.DO OURO II	11560	500	260,0	0,014	0,192	8,660	0,363	1,151	3,158
C1	JUAZEIRO III	11582	OUROLANDIA II	11561	500	186,0	0,018	0,266	6,188	0,391	1,105	3,247
C1	IBICOARA	588	POÇÕES II	11611	500	165,0	0,014	0,192	8,660	0,363	1,151	3,158
C1	BROTAS DE M.	205	G.DO OURO II	11260	230	128,0	0,100	0,504	3,260	0,478	1,404	1,908

B.4 REATORES

A Tabela B.8 apresenta os reatores de linha representados.

Tabela B.8 – Dados dos reatores de linha

De	N°	Para	N°	Local	Circuito	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
ANGELIM II	540	P.AFONSO IV	500	ANGELIM II	C1	500	150
ANGELIM II	540	XINGÓ	504	ANGELIM II	C1	500	150
ARINOS II	39813	PIRAPORA II	1525	ARINOS II	C1	500	160
ARINOS II	39813	R. DAS EGUAS	587	ARINOS II	C1	500	160
B. ESPERANÇA	529	S. J. PIAUÍ	537	B. ESPERANÇA	C1	500	100
B.J. DA LAPA	585	BARREIRAS II	846	B.J. DA LAPA	C1	500	150
B.J. DA LAPA	585	G.DO OURO II	11560	B.J. DA LAPA	C1	500	180
B.J. DA LAPA	585	IGAPORÃ III	11594	B.J. DA LAPA	C1	500	225
B.J. DA LAPA	585	IGAPORÃ III	11594	B.J. DA LAPA	C2	500	225
B.J. DA LAPA	585	JANAÚBA	38900	B.J. DA LAPA	C1	500	200
B.J. DA LAPA	585	R. DAS EGUAS	587	B.J. DA LAPA	C1	500	150
BARREIRAS II	846	B.J. DA LAPA	585	BARREIRAS II	C1	500	150
BARREIRAS II	846	BURITIRAMA	12318	BARREIRAS II	C1	500	150
BARREIRAS II	846	GILBUÉS II	836	BARREIRAS II	C1	500	200
BARREIRAS II	846	R. DAS EGUAS	587	BARREIRAS II	C1	500	175
BARREIRAS II	846	R. DAS EGUAS	587	BARREIRAS II	C2	500	175
BURITIRAMA	12318	BARREIRAS II	846	BURITIRAMA	C1	500	150

De	Nº	Para	Nº	Local	Circuito	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	12312	BURITIRAMA	C1	500	270
BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	12312	BURITIRAMA	C2	500	270
G.DO OURO II	11560	B.J. DA LAPA	585	G.DO OURO II	C1	500	180
G.DO OURO II	11560	BURITIRAMA	12318	G.DO OURO II	C1	500	210
G.VALAD. VI	38921	P. PARAISO 2	38975	G.VALAD. VI	C1	500	145
G.VALAD. VI	38921	P. PARAISO 2	38975	G.VALAD. VI	C2	500	145
GARANHUNS II	549	L. GONZAGA	505	GARANHUNS II	C1	500	150
GARANHUNS II	549	L. GONZAGA	505	GARANHUNS II	C2	500	150
GILBUÉS II	836	BARREIRAS II	846	GILBUÉS II	C1	500	200
GILBUÉS II	836	BURITIRAMA	12318	GILBUÉS II	C1	500	210
GILBUÉS II	836	MIRACEMA	571	GILBUÉS II	C1	500	270
GILBUÉS II	836	MIRACEMA	571	GILBUÉS II	C2	500	270
GILBUÉS II	836	R. GONÇALVES	536	GILBUÉS II	C1	500	270
GILBUÉS II	836	S. J. PIAUÍ	537	GILBUÉS II	C1	500	200
IBICOARA	588	IGAPORÃ III	11594	IBICOARA	C1	500	200
IBICOARA	588	POÇÕES II	11611	IBICOARA	C1	500	100
IBICOARA	588	SAPEACU	589	IBICOARA	C1	500	200
IBICOARA	588	SAPEACU	589	IBICOARA	C2	500	150
IGAPORÃ III	11594	IBICOARA	588	IGAPORÃ III	C1	500	150
IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	38900	IGAPORÃ III	C1	500	175
IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	38900	IGAPORÃ III	C2	500	175
JANAÚBA	38900	B.J. DA LAPA	585	JANAÚBA	C1	500	200
JANAÚBA	38900	IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	C1	500	175
JANAÚBA	38900	IGAPORÃ III	11594	JANAÚBA	C2	500	175
JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	26465	JANAÚBA	C1	500	235
JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	26465	JANAÚBA	C2	500	235
JANAÚBA	38900	PIRAPORA II	1525	JANAÚBA	C1	500	175
L. GONZAGA	505	JUAZEIRO III	11582	L. GONZAGA	C1	500	150
L. GONZAGA	505	MILAGRES II	11567	L. GONZAGA	C1	500	100
L. GONZAGA	505	MILAGRES II	11567	L. GONZAGA	C2	500	200
L. GONZAGA	505	SOBRADINHO	506	L. GONZAGA	C1	500	150
LUZIANIA	4300	PIRAPORA II	1525	LUZIANIA	C1	500	200
LUZIANIA	4300	R. DAS EGUAS	587	LUZIANIA	C1	500	270
LUZIANIA	4300	S.DA MESA II	4298	LUZIANIA	C1	500	136
M. CHAPÉU II	555	OUROLANDIA 2	11561	M. CHAPÉU II	C1	500	100
M. CHAPÉU II	555	SAPEACU	589	M. CHAPÉU II	C1	500	180
MILAGRES II	11567	C.N.PIAUÍ II	12501	MILAGRES II	C1	500	180
MILAGRES II	11567	C.N.PIAUÍ II	12501	MILAGRES II	C2	500	180
MILAGRES II	11567	L. GONZAGA	505	MILAGRES II	C1	500	100
MILAGRES II	11567	L. GONZAGA	505	MILAGRES II	C2	500	100
MILAGRES II	11567	QUEIMADA N.2	12312	MILAGRES II	C1	500	240
MIRACEMA	571	GILBUÉS II	836	MIRACEMA	C1	500	270
MIRACEMA	571	GILBUÉS II	836	MIRACEMA	C2	500	270
OLINDINA	582	L. GONZAGA	505	OLINDINA	C1	500	150
OLINDINA	582	P.AFONSO IV	500	OLINDINA	C1	500	150
OUROLANDIA 2	11561	G.DO OURO II	11560	OUROLANDIA 2	C1	500	150
OUROLANDIA 2	11561	JUAZEIRO III	11582	OUROLANDIA 2	C1	500	100
P. PARAISO 2	38975	G.VALAD. VI	38921	P. PARAISO 2	C1	500	145
P. PARAISO 2	38975	G.VALAD. VI	38921	P. PARAISO 2	C2	500	145
P. PARAISO 2	38975	POÇÕES II	11611	P. PARAISO 2	C1	500	270
P.JUSCELINO	26465	JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	C1	500	235
P.JUSCELINO	26465	JANAÚBA	38900	P.JUSCELINO	C2	500	235

De	Nº	Para	Nº	Local	Circuito	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
P.JUSCELINO	26465	PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	C1	500	70
P.JUSCELINO	26465	PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	C2	500	70
PIRAPORA II	1525	ARINOS II	39813	PIRAPORA II	C1	500	160
PIRAPORA II	1525	JANAÚBA	38900	PIRAPORA II	C1	500	175
PIRAPORA II	1525	LUZIANIA	4300	PIRAPORA II	C1	500	200
PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	PIRAPORA II	C1	500	70
PIRAPORA II	1525	P.JUSCELINO	26465	PIRAPORA II	C2	500	70
POÇÕES II	11611	IBICOARA	588	POÇÕES II	C1	500	100
POÇÕES II	11611	P. PARAISO 2	38975	POÇÕES II	C1	500	270
POÇÕES II	11611	SAPEACU	589	POÇÕES II	C1	500	185
QUEIMADA N.2	12312	BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	C1	500	270
QUEIMADA N.2	12312	BURITIRAMA	12318	QUEIMADA N.2	C2	500	270
QUEIMADA N.2	12312	C.N.PIAUÍ II	12501	QUEIMADA N.2	C1	500	150
QUEIMADA N.2	12312	MILAGRES II	11567	QUEIMADA N.2	C1	500	240
R. DAS EGUAS	587	ARINOS II	39813	R. DAS EGUAS	C1	500	160
R. DAS EGUAS	587	B.J. DA LAPA	585	R. DAS EGUAS	C1	500	200
R. DAS EGUAS	587	BARREIRAS II	846	R. DAS EGUAS	C1	500	175
R. DAS EGUAS	587	BARREIRAS II	846	R. DAS EGUAS	C2	500	175
R. DAS EGUAS	587	LUZIANIA	4300	R. DAS EGUAS	C1	500	270
R. DAS EGUAS	587	S.DA MESA II	4298	R. DAS EGUAS	C1	500	200
R. GONÇALVES	536	GILBUÉS II	836	R. GONÇALVES	C1	500	200
R. GONÇALVES	536	S. J. PIAUÍ	537	R. GONÇALVES	C1	500	180
R. GONÇALVES	536	S. J. PIAUÍ	537	R. GONÇALVES	C2	500	180
S. DA MESA	3895	S.DA MESA II	4298	S. DA MESA	C1	500	74
S. J. PIAUÍ	537	B. ESPERANÇA	529	S. J. PIAUÍ	C1	500	100
S. J. PIAUÍ	537	C.N.PIAUÍ II	12501	S. J. PIAUÍ	C1	500	180
S. J. PIAUÍ	537	C.N.PIAUÍ II	12501	S. J. PIAUÍ	C2	500	180
S. J. PIAUÍ	537	GILBUÉS II	836	S. J. PIAUÍ	C1	500	270
S. J. PIAUÍ	537	R. GONÇALVES	536	S. J. PIAUÍ	C1	500	180
S. J. PIAUÍ	537	R. GONÇALVES	536	S. J. PIAUÍ	C2	500	180
S. J. PIAUÍ	537	SOBRADINHO	506	S. J. PIAUÍ	C1	500	100
S. J. PIAUÍ	537	SOBRADINHO	506	S. J. PIAUÍ	C2	500	100
S.DA MESA II	4298	LUZIANIA	4300	S.DA MESA II	C1	500	136
S.DA MESA II	4298	R. DAS EGUAS	587	S.DA MESA II	C1	500	136
SAPEACU	589	IBICOARA	588	SAPEACU	C1	500	150
SAPEACU	589	IBICOARA	588	SAPEACU	C2	500	150
SAPEACU	589	M. CHAPÉU II	555	SAPEACU	C1	500	180
SAPEACU	589	POÇÕES II	11611	SAPEACU	C1	500	185
SOBRADINHO	506	JUAZEIRO III	11582	SOBRADINHO	C1	500	100
SOBRADINHO	506	L. GONZAGA	505	SOBRADINHO	C1	500	150
SOBRADINHO	506	S. J. PIAUÍ	537	SOBRADINHO	C1	500	200
SOBRADINHO	506	S. J. PIAUÍ	537	SOBRADINHO	C2	500	200
BROTAS DE M.	205	B.J. DA LAPA	285	BROTAS DE M.	C1	230	15
BRUMADO II	376	POÇÕES II	209	BRUMADO II	C1	230	15
MILAGRES	221	BOM NOME	220	MILAGRES	C1	230	10
MILAGRES	221	BOM NOME	220	MILAGRES	C2	230	10
MILAGRES	221	BOM NOME	220	MILAGRES	C3	230	30
PICOS	295	S. J. PIAUÍ	237	PICOS	C1	230	15
RIO GND. II	11287	BARREIRAS	286	RIO GND. II	C1	230	15
RIO GND. II	11287	BARREIRAS II	11286	RIO GND. II	C1	230	15

A Tabela B.9 apresenta os reatores de barra representados.

Tabela B.9 – Dados dos reatores de barra

Localização	Nº	Tensão (kV)	Unid. em operação	Potência por unidade (Mvar)
ANGELIM II	540	500	1	150
ARINOS II	39813	500	1	150
BARREIRAS II	846	500	1	150
BARREIRAS II	846	500	1	150
B. ESPERANÇA	529	500	1	100
B. ESPERANÇA*	529	500	1	100
B.J. DA LAPA	585	500	1	150
B.J. DA LAPA	585	500	1	150
BURITIRAMA	12318	500	1	600
C.N.PIAUÍ II	12501	500	1	150
C.N.PIAUÍ II	12501	500	1	150
C.N.PIAUÍ II	12501	500	1	150
G.DO OURO II	11560	500	1	100
G.DO OURO II	11560	500	1	100
G.DO OURO II	11560	500	1	100
GARANHUNS II	549	500	1	150
GARANHUNS II*	549	500	1	100
GILBUÉS II	836	500	1	150
GILBUÉS II	836	500	1	150
GILBUÉS II	836	500	1	150
G.VALAD. VI*	38921	500	1	105
G.VALAD. VI	38921	500	1	150
G.VALAD. VI	38921	500	1	150
G.VALAD. VI*	38921	500	1	105
IBICOARA	588	500	1	100
IGAPORÃ III	11594	500	1	150
JANAÚBA	38900	500	1	200
JANAÚBA	38900	500	1	200
JANAÚBA	38900	500	1	200
JUAZEIRO III	11582	500	1	150
P.JUSCELINO	26465	500	1	150
P.JUSCELINO	26465	500	1	150
LUZIANIA	4300	500	1	136
LUZIANIA	4300	500	1	136
MILAGRES II	11567	500	1	100
MILAGRES II*	11567	500	1	155
MILAGRES II*	11567	500	1	155
MILAGRES*	521	500	1	150
MILAGRES	521	500	1	100
MILAGRES	521	500	1	180
MIRACEMA*	571	500	1	136
MIRACEMA	571	500	1	136
MIRACEMA	571	500	1	136
MIRACEMA*	571	500	1	136
MIRACEMA*	571	500	1	136
OUROLANDIA II	11561	500	1	100
PIRAPORA II*	1525	500	1	91

Localização	Nº	Tensão (kV)	Unid. em operação	Potência por unidade (Mvar)
PIRAPORA II	1525	500	1	80
PIRAPORA II	1525	500	1	80
POÇÕES II*	11611	500	1	270
POÇÕES II	11611	500	1	150
P. PARAISO II*	38975	500	1	270
P. PARAISO II	38975	500	1	150
P. PARAISO II	38975	500	1	150
QUEIMADA N.II	12312	500	1	200
QUEIMADA N.II	12312	500	1	200
R. DAS EGUAS	587	500	1	100
R. GONÇALVES	536	500	1	180
R. GONÇALVES	536	500	1	180
R. GONÇALVES	536	500	1	180
R. GONÇALVES	536	500	1	180
S. J. PIAUÍ	537	500	1	180
S. J. PIAUÍ	537	500	1	100
S. DA MESA	3895	500	1	272
S.DA MESA II	4298	500	1	136
PIRAPORA II	1524	345	1	80
BOM JESUS	11050	230	1	25
BOM JESUS	11050	230	1	25
B.J. DA LAPA	285	230	1	10
BRUMADO II	376	230	1	10
FUNIL	276	230	1	50
FUNIL	276	230	1	50
FUNIL	276	230	1	20
FUNIL	276	230	1	22
ITAGIBÁ	213	230	1	15
ITAGIBÁ	213	230	1	10
M. CHAPÉU II	355	230	1	20
MILAGRES	221	230	1	50
MILAGRES	221	230	1	50
MILAGRES	221	230	1	20
PICOS	295	230	1	15
PICOS	295	230	1	15
PICOS	295	230	1	15
PICOS	295	230	1	15
RIO GND. II	11287	230	1	15
B.J. DA LAPA	885	13.8	1	5

(*) Reatores das linhas de transmissão adjacentes à barra e equivalentados na barra.

B.5 COMPENSADORES ESTÁTICOS

Os transformadores que fazem a conexão dos compensadores estáticos nas subestações foram representados através do modelo Transformer do ATP.

Os compensadores estáticos foram modelados por meio de indutâncias ou capacitâncias de acordo com os valores constantes no caso base de fluxo de potência.

A Tabela B.10 apresenta os compensadores estáticos representados.

Tabela B.10 – Compensadores Estáticos representados

Localização	Nº	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
MILAGRES CER	421	13,8	15,4
B.J.LAPA CER	581	13,8	5,17
LUZIANIA CER	4301	13,8	-50,5
M.CHAPÉU CER	12334	13,8	172,2
E.MARTIN CER	12336	13,8	-0,28
G.OUROII CER	11562	13,8	38,4

B.6 CAPACITORES SÉRIE

A Tabela B.11 apresenta os capacitores série representados.

Tabela B.11 – Capacitores Série representados

De	Nº	Para	Nº	Local	Circuito	Tensão (kV)	X (%)
CAP. S. J. DO PIAUÍ	839	MILAGRES II	11567	MILAGRES II	1	500	-1,668
CAP. S. J. DO PIAUÍ	840	MILAGRES II	11567	MILAGRES II	1	500	-1,668
CAP. RIO DAS EGUAS	12320	R. DAS EGUAS	587	R. DAS EGUAS	1	500	-0,594
CAP. GILBUÉS II	850	S. J. PIAUÍ	537	S. J. PIAUÍ	1	500	-1,726
CAP. GILBUÉS II	835	GILBUÉS II	836	GILBUÉS II	1	500	-1,766
CAP. BARREIRAS II	855	BARREIRAS II	846	BARREIRAS II	1	500	-0,580
CAP. RIO DAS EGUAS	860	R. DAS EGUAS	587	R. DAS EGUAS	1	500	-0,580
CAP. BARREIRAS II	842	BARREIRAS II	846	BARREIRAS II	1	500	-0,874
BARREIRAS II	846	CAP. BARREIRAS II	12319	BARREIRAS II	1	500	-0,594
CAP. GILBUÉS II	849	GILBUÉS II	836	GILBUÉS II	1	500	-1,766
R. DAS EGUAS	587	CAP. RIO DAS EGUAS	857	R. DAS EGUAS	1	500	-0,868
S. J. PIAUÍ	537	CAP. S. J. DO PIAUÍ	937	S. J. PIAUÍ	1	500	-1,539
CAP. R. GONÇALVES	856	R. GONÇALVES	536	R. GONÇALVES	1	500	-1,780
S. J. PIAUÍ	537	CAP. S. J. DO PIAUÍ	837	S. J. PIAUÍ	1	500	-1,880
CAP. R. GONÇALVES	946	R. GONÇALVES	536	R. GONÇALVES	1	500	-1,780
S.DA MESA II	4298	CAP. SERRA DA MESA	4305	S.DA MESA II	1	500	-0,993
CAP. SERRA DA MESA	4299	LUZIANIA	4300	LUZIANIA	1	500	-0,993
S. J. PIAUÍ	537	CAP. S. J. DO PIAUÍ	437	S. J. PIAUÍ	1	500	-2,070
CAP. LUZIANIA	4318	LUZIANIA	4300	LUZIANIA	1	500	-0,868

B.7 BANCO DE CAPACITORES

A Tabela B.12 apresenta os capacitores série representados.

Tabela B.12 – Banco de Capacitores representados

Localização	Nº	Unid. em operação	Tensão (kV)	Potência (Mvar) por unidade
S. DA MESA	3896	1	230	150,02
IGAPORÃ II	794	1	69	21,3

B.8 MÁQUINAS ELÉTRICAS

A Tabela B.13 apresenta as máquinas elétricas representadas.

Tabela B.13 – Máquinas Elétricas representadas

Local	Nº	Tensão kV	R1 (Ω)	X1 (Ω)	R0 (Ω)	X0 (Ω)
UTE PA.3B-1A	1	13,8	0,000	16,34	0,000	16,34
UHE P.A.3A-A	4	13,8	0,000	24,01	0,000	24,01
UHE P.A.3A-B	5	13,8	0,000	24,01	0,000	24,01
UHE P.A.3A-C	6	13,8	0,000	31,92	0,000	31,92
UTE PA.3A-1B	7	13,8	0,000	24,01	0,000	24,01
UHE P.A.3A-D	8	13,8	0,000	24,01	0,000	24,01
UTE PA.3A-1A	9	13,8	0,000	24,01	0,000	24,01
UTE PA.3B-1B	10	13,8	0,000	4,390	0,000	4,390
UTE PA.3B-2A	11	13,8	0,000	4,390	0,000	4,390
UHE P.AF. IV	14	13,8	0,000	1,288	0,000	1,288
UHE SOBRAD.1	21	13,8	0,000	5,910	0,000	5,910
UHE L.GONZ.1	33	13,8	0,000	4,745	0,000	4,745
UHE L.GONZ.2	34	13,8	0,000	4,745	0,000	4,745
UTE JAG1A	307	13,8	0,000	47,72	0,000	47,72
B.J.LAPA SIN	485	13,8	0,000	66,67	0,000	66,67
UHE S. MESA	3594	13,8	0,000	2,878	0,000	2,878
UTE JAG1B	11015	13,8	0,000	47,72	0,000	47,72
UTE JAG2A	11016	13,8	0,000	137,93	0,000	137,93
UTE JAG3B	11017	13,8	0,000	137,93	0,000	137,93
PCH CORRENTE	18501	13,8	0,000	180,0	0,000	180,0
PCH A.FEMEAS	18502	13,8	0,000	180,0	0,000	180,0
UHE SOBRAD.2	90058	13,8	0,000	5,91	0,000	5,91

B.9 CARGAS

A Tabela B.14 apresenta as cargas elétricas representadas.

Tabela B.14 – Cargas representadas

Local	Nº	Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)
BAMIN--BA230	386	230	60,43	25,74

Local	Nº	Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)
G. VALAD. II	1619	230	16,28	4,75
IGAPORÃ II	394	230	60,43	19,86
ITAGIBÁ	213	230	25,20	7,36
JAGUARARI	207	230	1,25	0,32
P.AFONSO 3 A	200	230	2,28	0,75
PINDAÍ II	11595	230	22,54	2,78
PISF-L	212	230	100,00	0,00
B.J. DA LAPA	185	138	23,56	-5,59
BARREIRAS	186	138	61,56	-34,10
BOM NOME	120	138	115,50	11,09
G. VALAD. II	1618	138	23,61	8,10
IBICOARA	188	138	25,82	-12,60
POÇÕES II	909	138	56,69	-0,91
RIO GND. II	18510	138	63,02	20,71
SR.BONFIM II	103	138	62,93	-6,93
ABAIXADORA	600	69	8,94	1,46
B. ESPERANÇA	12529	69	49,81	19,38
B.J. DA LAPA	685	69	65,17	-16,60
BARREIRAS	686	69	34,09	5,55
BOM JESUS	15203	69	9,17	2,81
BOM NOME	620	69	27,66	4,76
E. MARTINS	687	69	13,60	3,44
GILBUÉS II	15205	69	7,73	2,54
IGAPORÃ II	794	69	17,11	5,63
JUAZEIRO II	602	69	32,43	4,38
JUAZEIRO III	586	69	76,56	47,92
MILAGRES	621	69	121,60	17,30
PICOS	695	69	69,49	22,40
S. J. PIAUÍ	637	69	27,47	8,68
SR.BONFIM II	603	69	38,55	9,49
RIO BRANCO	18515	34,5	26,28	8,72
BOM NOME	17002	13,8	2,86	1,46
MILAGRES-TI	821	13,8	6,60	1,90

Anexo C

MEDIDAS DESCRITIVAS

A seguir serão apresentados os conceitos de estatística descritiva relativos a medidas de ordenamento ou separatrizes e análise exploratória de dados via diagrama em caixa (*box plot*) utilizado para análise dos resultados dessa dissertação.

C.1. Medidas separatrizes ou de ordenamento

As medidas separatrizes ou de ordenamento são: quartis, decis e percentis. Os quartis (Q_1 , Q_2 e Q_3), como o próprio nome sugere, divide a distribuição dos dados ordenados em quatro partes, sendo, Q_1 o quartil que separa os 25% valores inferiores dos 75% superiores, Q_2 o que divide o conjunto ao meio (é a mediana) e Q_3 o que separa os 75% valores inferiores dos 25% superiores. Os decis, por sua vez, dividem a distribuição dos dados em 10 partes (D_i , $i = 1, 2, \dots, 9$) e os percentis dividem a distribuição em 100 partes (P_i , $i = 1, 2, \dots, 99$).

Como os quartis são medidas separatrizes precisa-se, primeiramente, ordenar o conjunto de dados. O primeiro quartil (Q_1) será a observação que ocupar a posição $\frac{n}{4}$. O segundo quartil (Q_2) será a observação que ocupar a posição $\frac{2n}{4}$ e o terceiro quartil (Q_3) será a observação que ocupar a posição $\frac{3n}{4}$, onde n é o número total de dados [71]. Quando fazemos estas divisões para encontrar as posições dos quartis, pode acontecer do resultado ser um número inteiro ou um número fracionário. Então, adotaremos a seguinte convenção:

- Se a divisão resultar num número fracionário, arredonde-o para cima e o valor do quartil será a observação encontrada nesta posição.

- Se a divisão for um número inteiro, o quartil será a média aritmética da observação que ocupar a posição encontrada com a observação que ocupar a posição imediatamente seguinte.

C.2. Diagrama em Caixa

Para interpretar as medidas de dispersão e separatrizes, pode-se utilizar essas informações para construir um gráfico denominado *box plot* (diagrama em caixa). Este diagrama é construído utilizando os valores mínimo, máximo e os quartis. Estes valores são conhecidos como resumo dos cinco números. O *box plot* informa, entre outras coisas, a posição, variabilidade e simetria dos dados. A posição central é dada pela mediana (Q_2) e a dispersão pela amplitude interquartil ($d_q = Q_3 - Q_1$). Com as posições relativas de Q_1 , Q_2 e Q_3 , temos ideia da assimetria da distribuição [71]. A Figura C.1 ilustra um boxplot.

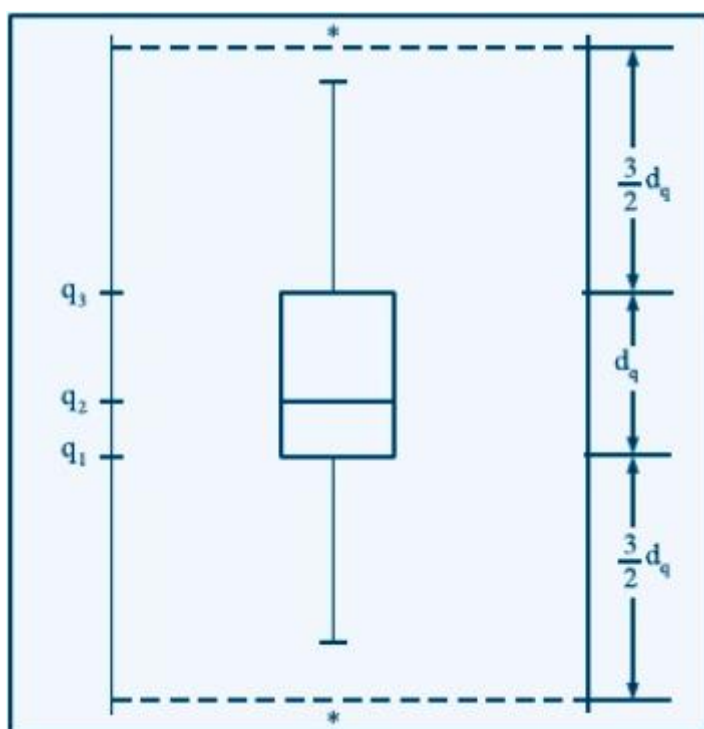


Figura C.1 – Diagrama em caixa (box plot) [71]

Para construir este diagrama, consideremos um retângulo onde estão representados a mediana e os quartis. A partir do retângulo, para cima, segue uma linha até o ponto mais remoto que não exceda $L_S = q_3 + (1,5)d_q$, chamado *limite superior*. De modo similar, da parte inferior do retângulo, para baixo, segue uma linha até o ponto

mais remoto que não seja menor do que $L_I = q_1 - (1,5)d_q$, chamado *limite inferior*. Os valores compreendidos entre esses dois limites são chamados valores adjacentes. As observações que estiverem acima do limite superior ou abaixo do limite inferior estabelecidos serão chamadas pontos exteriores ou discrepantes e representadas por asteriscos. Essas são observações distintas das demais e podem ou não ser o que chamamos de outliers ou valores atípicos.

O box plot dá uma ideia da posição, dispersão, assimetria, caudas e dados discrepantes. Contudo, antes de construir o diagrama precisamos definir o que são valores adjacentes. São adjacentes o menor e o maior valores não discrepantes de um conjunto de dados, ou seja, o maior valor que não ultrapassa a limite superior e o menor valor que não ultrapassa o limite inferior. Se num conjunto de dados nenhum valor é considerado discrepante, os valores adjacentes são os próprios extremos. A partir do retângulo da caixa, para cima e para baixo, seguem linhas, denominadas caudas, que vão até os valores adjacentes. Os valores discrepantes recebem uma representação individual através de uma letra ou um símbolo, no caso da Figura C.1, o símbolo utilizado foi o asterisco.

O resumo de cinco números descreve o conjunto de dados através de cinco valores: a mediana (q_2), os quartis, primeiro (q_1) e terceiro (q_3), e os extremos, limite inferior (L_I) e superior (L_S). A partir desses valores, podemos calcular: a amplitude interquartil (d_q), obtida pela diferença entre os quartis; a dispersão inferior (d_I), obtida pela diferença entre a mediana e o limite inferior; e a dispersão superior (d_S), diferença entre o limite superior e a mediana. O resumo de cinco números fornece uma ideia acerca da simetria da distribuição porque o percentual de observações compreendido dentro de cada um desses intervalos é conhecido (25%).

Assim, se a diferença entre o primeiro quartil e limite inferior é aproximadamente igual a diferença entre o limite superior e o terceiro quartil ($q_1 - L_I = L_S - q_3$) e a diferença entre a mediana e o primeiro quartil é aproximadamente igual a diferença entre o terceiro quartil e a mediana ($q_2 - q_1 = q_3 - q_2$), a distribuição é considerada simétrica [71].

Anexo D

OBTENÇÃO DO θ_v DA FASE “A”

Considerando que o SEP analisado esteja em regime permanente ($\omega_f = \omega$) e com fases balanceadas ($A_{FA} = A_{FB} = A_{FC}$), as componentes de eixos A_d e A_q , obtidas dos sinais monitorados, através da TDQ, mostradas nas equações (A.26) e (A.28), ficam simplificadas conforme as equações (B.1) e (B.2).

$$A_d = \frac{1}{3} [-(A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}) \text{sen}(\theta - \theta_v)] \quad (\text{B.1})$$

$$A_q = -\frac{1}{3} [(A_{FA} + A_{FB} + A_{FC}) \text{cos}(\theta - \theta_v)] \quad (\text{B.2})$$

Como o sistema é balanceado, considera-se $A = A_{FA} = A_{FB} = A_{FC}$, com isso as componentes de eixos se resumem nas equações (B.3) e (B.4).

$$A_d = -A \times \text{sen}(\theta - \theta_v) \quad (\text{B.3})$$

$$A_q = -A \times \text{cos}(\theta - \theta_v) \quad (\text{B.4})$$

Deste modo, é possível processá-las trigonometricamente para fins de determinação do ângulo da fase θ_v dos sinais analisados, considerando-se a razão entre as componentes de eixos A_d e A_q , representada na equação (B.5).

$$\frac{A_d}{A_q} = \frac{-A \times \text{sen}(\theta - \theta_v)}{-A \times \text{cos}(\theta - \theta_v)} = \text{tg}(\theta - \theta_v) \quad (\text{B.5})$$

Logo, θ_v pode ser determinado pela equação (B.6).

$$\theta_v = \theta - \text{tg}^{-1} \left(\frac{A_d}{A_q} \right) \quad (\text{B.6})$$

Portanto, deve-se utilizar uma estimativa aleatória (θ_0) do ângulo θ na primeira aplicação da TDQ para obter $A_d(\theta_0)$ e $A_q(\theta_0)$. Utilizando estas componentes, calcula-se θ_v , de modo que nas aplicações seguintes da TDQ, seja possível utilizar $\theta = \theta_v$.