

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

**Matheus Pereira Antunes**

**Uma nova metodologia para detecção, identificação e monitoramento de fugas em linhas  
de transmissão utilizando PMUs**

Juiz de Fora

2020

**Matheus Pereira Antunes**

**Uma nova metodologia para detecção, identificação e monitoramento de fugas em linhas de transmissão utilizando PMUs**

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

Orientador: Ph.D. José Luiz Rezende Pereira

Juiz de Fora

2020

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

Antunes, Matheus.

Uma nova metodologia para detecção, identificação e monitoramento de fugas em linhas de transmissão utilizando PMUs / Matheus Pereira Antunes. – 2020.  
73 f. : il.

Orientador: Ph.D. José Luiz Rezende Pereira

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

1. Transmissão de Energia Elétrica. 2. Estimação Estática de Estados. 3. Medição Fasorial Sincronizada. 4. Corrente de Fuga. I. Pereira, José Luiz R., orient. II. Título.

Matheus Pereira Antunes

Uma Nova Metodologia Para Detecção, Identificação e Monitoramento de Fugas em Linhas de Transmissão Utilizando PMUs

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 09/03/2020

BANCA EXAMINADORA

José Luiz R. Pereira

Prof. Dr. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D. - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

Paulo Augusto Nepomuceno Garcia

Dr. Paulo Augusto Nepomuceno Garcia, D.Sc.  
Transmissoras Brasileiras de Energia (TBE)

Igor Delgado de Melo

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo, D.Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por todas as possibilidades.

Aos meus pais, Juarez Antunes Siqueira e Marília Imaculada Pereira Antunes, que fizeram o possível e o impossível para me auxiliarem no que fosse necessário. Ao meu irmão, Vinícius Pereira Antunes, pela compreensão nos momentos difíceis. E também a todos os outros membros da minha família pelo carinho, apoio e compreensão não só no decorrer da elaboração deste trabalho mas em todos os momentos.

Ao meu orientador, professor Dr. José Luiz Rezende Pereira pela dedicação, incentivo, orientação e amizade ao longo destes anos de trabalho.

Ao professor Dr. Igor Delgado de Melo pelo incentivo e pelas importantes contribuições com este trabalho.

A todos os meus amigos que me fornecem apoio nos momentos difíceis, sem a amizade de vocês nada disso seria possível. Em especial, aos meus amigos Bráulio César Oliveira, Matheus Alberto de Souza, Ruan Silva de Deus, Jeanderson Soares Mingorança e a Samira Lima Pereira por me ajudarem em muitos momentos deste trabalho, sempre incentivando e também auxiliando com contribuições e revisões.

À Universidade Federal de Juiz de Fora, por todo o suporte. A todos os professores, funcionários e amigos do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) que contribuíram para a realização desta dissertação.

Aos colegas de trabalho da Faculdade de Engenharia da UFJF pela compreensão, incentivo e apoio. Em especial, meus amigos Guilherme Pires Carneiro de Miranda e Marcos Victor Gomes Ribeiro da Silva que compartilham das atividades do dia-a-dia e fazem parte diretamente do meu desenvolvimento constante.

À Transmissora Brasileira de Energia (TBE) pelos dados fornecidos e suporte ao decorrer do trabalho.

## RESUMO

O presente trabalho apresenta uma nova metodologia para detecção, identificação e estimação de fugas em linhas de transmissão de energia elétrica. Assumindo que os terminais de uma linha de transmissão de energia elétrica são monitorados continuamente por PMUs (*Phasor Measurement Units*) de alta precisão, é proposta uma metodologia de estimação estática de estados trifásica para obtenção de grandezas elétricas junto às torres que serão consideradas pontos notáveis da linha. Os tipos de medidas fasoriais advindas desses equipamentos são as correntes nas três fases nas unidades de medição bem como as tensões nodais trifásicas. Cada torre é considerada como uma barra de injeção de potência nula. Os trechos da linha entre as torres são modelados considerando o modelo PI de linha de transmissão. As correntes passantes nos trechos que conectam todas as torres de transmissão, são variáveis de estado a serem estimadas em coordenadas retangulares, sendo que as demais grandezas elétricas como potência ativa, potência reativa e fasores de tensão são calculadas através de leis de *Kirchhoff*. A detecção, identificação da localização e magnitudes das fugas existentes nas torres de transmissão podem ser determinadas usando a metodologia proposta. Para isso, a metodologia faz uso de conceitos como fluxo de potência, sistemas de medição fasorial sincronizada, estimação de estados e problemas de otimização. O problema de otimização é solucionado utilizando o método de pontos interiores com barreira de segurança modificado, o qual tem como uma de suas aplicações a solução de problemas não lineares com restrições de desigualdade. Os dados de uma linha de transmissão de energia elétrica brasileira foram utilizados neste trabalho para obter uma situação próxima de um caso real. Os testes foram realizados considerando variações na localização e tipo da fuga, além de diferentes condições operativas da linha e diferentes valores de erros associados ao sistema de medição, mostrando com potencial para desenvolvimento em aplicações reais.

Palavras-chave: Corrente de Fuga. Sistema de Transmissão. Estimação Estática de Estados. Medição Fasorial. Sincronizada. Método de Pontos Interiores.

## ABSTRACT

This work presents a new methodology for detection, identification and estimation of current leakages in power transmission lines using state estimation. It is assumed that three-phase voltages and line currents are measured at the substation terminals using Phasor Measurement Units (PMUs). From the proposed methodology the transmission line is divided into sections and the towers are represented as null power injection buses for the solution of the problem. For each line section the well known PI model is used. Currents, expressed in rectangular coordinates, in all transmission line sections, are chosen as state variables to be estimated. The nodal voltages, active and reactive power injections are calculated by using the Kirchhoff laws. The detection and identification of the location of existing leakage currents at the transmission towers can be determined by using the proposed methodology. To achieve this, the methodology makes use of concepts like power flow, synchronized phasor monitoring systems, state estimation and optimization problem modeling. State estimator optimization problems are solved using the interior point method with the modified safety barrier, in which one of its applications is the nonlinear problems solving with inequality constraints. A brazilian transmission line data was used in this work to get a situation close to a real case. Tests were carried out considering variations in the location and type of the leakage, in addition to different operating conditions of the transmission line and different values of errors associated with the measurement system, showing potential for development in real applications.

**Key words:** Leakage Current. Transmission Line System. State Estimation. Synchronized Phasorial Measurement System. Interior Point Method.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Ilustração do problema físico. . . . .	27
Figura 2 – Diagrama unifilar representando o modelo de sistema a partir do problema físico. . . . .	28
Figura 3 – Modelo PI trifásico. . . . .	29
Figura 4 – Fluxograma Completo da Metodologia. . . . .	31
Figura 5 – Esquema representativo mostrando a localização da linha de transmissão estudada. . . . .	38
Figura 6 – Diagrama unifilar representando o estudo de caso para o sistema de 230 kV, com fuga na barra 108. . . . .	39
Figura 7 – Comparação entre os valores da função objetivo sem e com fuga. . . . .	41
Figura 8 – Índices de sensibilidade das fases <i>a, b, c</i> para identificação da fuga. . . . .	42
Figura 9 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação da fuga em situação de carga leve. . . . .	45
Figura 10 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação da fuga em situação de carga média. . . . .	46
Figura 11 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação da fuga em situação de carga pesada. . . . .	48
Figura 12 – Índices de sensibilidade para cada fase na situação de fuga com valores diferentes em cada fase. . . . .	49
Figura 13 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação do local da fuga considerando fuga monofásica na fase <i>a</i> . . . . .	50
Figura 14 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação do local da fuga considerando fuga monofásica na fase <i>b</i> . . . . .	51
Figura 15 – Diagrama unifilar representando o estudo de caso com fuga na barra 98. . . . .	53
Figura 16 – Índices de sensibilidade para cada fase considerando fuga na barra 98. . . . .	54
Figura 17 – Diagrama unifilar representando o estudo de caso com fuga na barra 246. . . . .	54
Figura 18 – Índices de sensibilidade para cada fase considerando fuga na barra 246. . . . .	55
Figura 19 – Índices de sensibilidade para cada fase considerando fuga nas barras 98 a 122. . . . .	56
Figura 20 – Protótipo de PMU. . . . .	69
Figura 21 – Instalação de uma PMU da conexão no condutor de uma fase da rede elétrica até o computador do usuário: Integração de TCs (Transformadores de Corrente), TPs (Transformadores de Potencial) e cabos. . . . .	70
Figura 22 – Página do projeto MedFasee. . . . .	71
Figura 23 – Um sistema de aquisição de dados baseados em medições fasoriais sincronizadas. . . . .	73



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados da linha de 230 kV. . . . .	39
Tabela 2 – Caso sem fuga - Determinação dos valores de <i>tol</i> dependendo do erro aleatório do sistema de medição. . . . .	40
Tabela 3 – Valores de referência para as simulações da etapa de detecção. . . . .	40
Tabela 4 – Caso com fuga. . . . .	41
Tabela 5 – Valores estimados da magnitude da fuga para a fase <i>a</i> na barra 108. . . . .	43
Tabela 6 – Valores estimados da magnitude da fuga para a fase <i>b</i> na barra 108. . . . .	43
Tabela 7 – Valores estimados da magnitude da fuga para a fase <i>c</i> na barra 108. . . . .	43
Tabela 8 – Valores da função objetivo após a etapa de estimação. . . . .	44
Tabela 9 – Valores de referência para as simulações de condição de carga leve com fuga na barra 108. . . . .	44
Tabela 10 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> na barra 108 em situação de carga leve. . . . .	45
Tabela 11 – Valores de referência para as simulações de condição de carga média com fuga na barra 108. . . . .	46
Tabela 12 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> na barra 108 em situação de carga média. . . . .	47
Tabela 13 – Valores de referência para as simulações de condição de carga pesada com fuga na barra 108. . . . .	47
Tabela 14 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> na barra 108 em situação de carga pesada. . . . .	47
Tabela 15 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> na barra 108 em situação de fuga com valores diferentes em cada fase. . . . .	49
Tabela 16 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> na barra 108 com presença de fuga somente na fase <i>a</i> . . . . .	51
Tabela 17 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> na barra 108 com presença de fuga somente na fase <i>b</i> . . . . .	52
Tabela 18 – Análise de tempo computacional. . . . .	53
Tabela 19 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> na barra 98. . . . .	53
Tabela 20 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases <i>a</i> , <i>b</i> e <i>c</i> na barra 246. . . . .	54

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BPA	<i>Bonneville Power Administration</i>
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DoE	<i>US Department of Energy</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineering</i>
LT	Linha de Transmissão
LTs	Linhas de Transmissão
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MICT	Método de Injeção de Correntes Trifásico
MPI	Método de Pontos Interiores
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
NSF	<i>National Science Foundation</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit Frequency Index</i>
PO	Problema de Otimização
RNA	Redes Neurais Artificiais
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCE	<i>Southern California Edison</i>
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SFTB-IPM	Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança ( <i>Safety Barrier Interior Point Method</i> )
SPMS	Sistema de Medição Sincronizada de Fasores ( <i>Synchronized Phasor Measurement System</i> )
TBE	Transmissora Brasileira de Energia
TCs	Transformadores de Corrente
TPs	Transformadores de Potencial
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UMF	Unidade de Medição Fasorial
UMFS	Unidade de Medição Fasorial Sincronizada
VTDCs	Variações de Tensão de Curta Duração
WAMS	<i>Wide Area Measutement System</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$f$	Frequência fundamental
$f(\hat{\mathbf{x}})$	Função objetivo em função de $\hat{\mathbf{x}}$
$\mathbf{G}_{\hat{\mathbf{x}}}$	Vetor Gradiente das variáveis $\hat{\mathbf{x}}$
$h$	Restrições de igualdade
$h(\hat{\mathbf{x}})$	Valor estimado da medição correspondente, calculado em função das variáveis de estados
$\mathbf{H}_{\hat{\mathbf{x}}}$	Matriz Hessiana da função Lagrangeana em função das variáveis $\hat{\mathbf{x}}$
it	Iteração de processo resolvido por Newton-Raphson
$I_{(N_k, Re)}^s$	Parte real da corrente no trecho $N_k$ referente à fase $s$
$I_{(N_k, Im)}^s$	Parte imaginária da corrente no trecho $N_k$ referente à fase $s$
$J$	Função objetivo a ser minimizada
$\mathbf{J}$	Matriz Jacobiana de $h(\hat{\mathbf{x}})$
$J_{medio}$	Valor médio dos resultados da função objetivo do estimador de estado para simulações na fase de testes
$k$	Determinada barra do sistema (número inteiro)
$k'$	Barra identificada com fuga
$K_k^s$	Índice de sensibilidade referente à barra $k$ da fase $s$
$l$	Limite inferior de uma restrição de desigualdade
$L$	Representa as linhas de cada trecho (vão)
$m$	Número de restrições de igualdade
$n$	Número de variáveis do problema de otimização original
$N_l$	Número de trechos (vãos entre as torres de transmissão)
$N_m$	Número de medições fasoriais obtidas pelas PMUs
$p_k$	Fator para se determinar os valores limites mínimos e máximos das restrições de desigualdade relativos às potências ativas da barra $k$
$p_{k'}$	Fator percentual para relaxar os limites inferiores e superiores das desigualdades de $P_{k'}^{s,est}$ , referente à barra identificada com fuga
$P_{k'}^{s,est}$	Potência ativa estimada na barra identificada com fuga
$P_k^{s,est}$	Potência ativa estimada na barra $k$ da fase $s$ , calculada em função das variáveis de estado
$P_L^s$	Potência ativa referente a fase $s$ da subestação atendida pela linha de transmissão
$q_k$	Fator para se determinar os valores limites mínimos e máximos das restrições de desigualdade relativos às potências reativas da barra $k$
$q_{k'}$	Fator percentual para relaxar os limites inferiores e superiores das desigualdades de $Q_{k'}^{s,est}$ , referente à barra identificada com fuga
$Q_L^s$	Potência reativa referente a fase $s$ da subestação atendida pela linha de transmissão;
$Q_{k'}^{s,est}$	Potência reativa estimada na barra identificada com fuga

$Q_k^{s,est}$	Potência reativa estimada na barra $k$ da fase $s$ , calculada em função das variáveis de estado
$s$	Determinada fase do sistema ( $s \in a, b, c$ )
$s_l$	Variável de folga associada com o limite inferior $l$
$s_u$	Variável de folga associada com o limite superior $u$
$SE$	Subestação
$TR$	Torre de transmissão
<b>TVE</b>	Vetor de erros total
$u$	Limite superior de uma restrição de desigualdade
$v(t)$	Sinal de tensão senoidal
$V_m$	Amplitude do sinal de tensão senoidal
$\hat{\mathbf{x}}$	Vetor de variáveis de estado a ser estimado (parte real e imaginária das correntes nos ramos)
$\mathbf{X}_i(t)$	Vetor da parte imaginária do sinal medido pela PMU em certo tempo $t$
$\mathbf{X}_r(t)$	Vetor da parte real do sinal medido pela PMU em certo tempo $t$
$\mathbf{X}_i$	Vetor da parte imaginária idealizado para o fasor
$\mathbf{X}_r$	Vetor da parte real idealizado para o fasor
$Y_{aa}$	Admitância <i>shunt</i> da fase $a$
$Y_{ab}$	Admitância mútua entre a fase $a$ e $b$
$\mathbf{z}$	Vetor de medidas (parte real e imaginária das medidas de corrente nas PMUs)
$Z_{aa}$	Impedância própria da fase $a$
$Z_{ab}$	Impedância mútua entre a fase $a$ e $b$
$\alpha_d$	Comprimento do passo de atualização das variáveis duais
$\alpha_p$	Comprimento do passo de atualização das variáveis primais
$\beta$	Fator para controlar o decaimento do parâmetro de barreira logarítmica ( $\mu$ )
$\delta$	Parâmetro de barreira de
$\eta$	Valor de ajuste com o objetivo de ponderar as diferenças absolutas entre magnitudes e ângulos de tensões no índice de sensibilidade
$\gamma_p$	Fator percentual para determinar a parcela da potência ativa referente aos limites inferior e superior da potência ativa estimada
$\gamma_q$	Fator percentual para determinar a parcela da potência reativa referente aos limites inferior e superior da potência reativa estimada
$\lambda$	Vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de igualdades
$\mu$	Parâmetro barreira logarítmica
$\pi_l$	Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites inferiores
$\pi_u$	Vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites superiores
$\phi$	Fase do sinal
$\sigma$	Desvio padrão associada ao erro aleatório devido a precisão dos equipamentos de medição
$\sigma_{rest}$	Desvio padrão associado aos resultados da função objetivo na fase de testes
$\Sigma$	Somatório

$\tau$	Fator percentual para controle do decréscimo do parâmetro barreira de segurança ( $\delta$ )
$\theta$	Ângulo em graus de determinada grandeza elétrica
$\in$	Pertence

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
1.1	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA	14
1.2	JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS DO TRABALHO	15
1.3	ESTRUTURAÇÃO DO DOCUMENTO	16
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>17</b>
2.1	MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE CORRENTES DE FUGA EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	17
2.2	ESTIMAÇÃO ESTÁTICA DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	22
2.3	CONCLUSÕES PARCIAIS	26
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	<b>27</b>
3.1	MODELAGEM FÍSICA DO PROBLEMA	27
3.2	FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA	30
3.2.1	<b>Bloco 1: Inicialização</b>	30
3.2.2	<b>Bloco 2: Leitura de dados das PMUs</b>	30
3.2.3	<b>Bloco 3: Executar o estimador de estados</b>	32
3.2.4	<b>Bloco 4: Verificar o valor da função objetivo</b>	34
3.2.5	<b>Bloco 5: Executar o fluxo de potência sem fuga com dados das PMUs</b>	34
3.2.6	<b>Bloco 6: Comparar os resultados do estimador de estados com os do fluxo de potência</b>	35
3.2.7	<b>Bloco 7: Identificar a barra <math>k</math> com fuga</b>	36
3.2.8	<b>Bloco 8: Executar o estimador com restrições relaxadas e calcular a magnitude da fuga</b>	36
3.2.9	<b>Bloco 9: Verificação da função objetivo</b>	37
3.2.10	<b>Bloco 10: Atualização de tempo</b>	37
<b>4</b>	<b>TESTES E RESULTADOS</b>	<b>38</b>
4.1	FUGA TRIFÁSICA	39
4.1.1	<b>Etapa de Detecção</b>	40
4.1.2	<b>Etapa de Identificação</b>	42
4.1.3	<b>Etapa de Estimação</b>	43
4.1.4	<b>Situações com diferentes condições de carga</b>	44
4.1.4.1	Testes com condições de carga leve	44
4.1.4.2	Testes com condições de carga média	46
4.1.4.3	Testes com condições de carga pesada	47
4.2	FUGAS COM VALORES DIFERENTES EM CADA FASE	48
4.3	FUGA MONOFÁSICA	50
4.3.1	<b>Fuga monofásica na fase <math>a</math></b>	50

4.3.2	<b>Fuga monofásica na fase <i>b</i></b> . . . . .	51
4.4	<b>ANÁLISES COMPLEMENTARES</b> . . . . .	52
4.4.1	<b>Análise do tempo computacional</b> . . . . .	52
4.4.2	<b>Variação da localização da fuga</b> . . . . .	53
4.4.3	<b>Situação de um problema regional</b> . . . . .	55
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> . . . . .	<b>57</b>
5.1	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	57
5.2	<b>TRABALHOS FUTUROS</b> . . . . .	58
	<b>Bibliografia</b> . . . . .	<b>59</b>
	<b>APÊNDICE A – Algoritmo de Resolução (SFTB - IPM)</b> . . . . .	<b>63</b>
	<b>APÊNDICE B – Phasor Measurement Unit (PMU)</b> . . . . .	<b>69</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho encontra-se inserido no contexto das pesquisas relacionadas à sistemas de transmissão de energia elétrica, à detecção, identificação e estimação de fugas em linhas de transmissão. No capítulo introdutório desta dissertação, as motivações principais para a produção deste trabalho e seus objetivos serão expostos.

As características físicas de uma linha de transmissão aérea são tão importantes que pode-se dizer que o desempenho elétrico de uma linha depende unicamente de sua geometria (FUCHS, 1979). Desta forma, é fundamental a qualidade e a integridade dos elementos que a compõem.

Sabe-se que as estruturas (torres de transmissão) suportam os cabos por intermédio dos isoladores, que tem como função isolar os mesmos eletricamente (FUCHS, 1979). Portanto, quaisquer danos eventuais aos isoladores são diretamente prejudiciais ao isolamento elétrico.

Atualmente, a detecção e identificação de fugas em linha de transmissão não são tarefas triviais, uma vez que não é possível detectar e identificar uma fuga de forma prática e menos custosa. Quando se trata de correntes de fuga em isoladores sujos, muitas das verificações ainda são feitas através de inspeção visual noturna. Baseado nisso, essa dissertação propõe um método de detecção, identificação e monitoramento fazendo uso de ferramentas estáticas como o fluxo de potência e o estimador de estados.

Os isoladores de linhas de transmissão garantem o isolamento entre as estruturas de suporte (torres de transmissão) e os condutores energizados. Entretanto, devido as condições ambientais a que estão sujeitos, os isoladores podem ter a capacidade de isolação comprometida. As falhas nos isoladores podem acarretar descargas disruptivas ou até uma ocorrência de curto-circuito que leva a proteção retirar a linha de funcionamento (QUEIRÓS, 2013).

As PMUs representam uma realidade para monitoramento de linhas de transmissão atualmente. Considerando a alta taxa de amostragem desses medidores, tipicamente 2880 amostras por segundo (MELO et al., 2017), temos uma grande precisão em relação as medições das grandezas de tensão, corrente e seus respectivos ângulos. Portanto, é de alto interesse acadêmico também estudar a potencialidade da PMU em fornecer esses dados para um possível sistema de detecção, identificação e monitoramento de correntes de fugas.

### 1.1 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA

A seguir são expostas as publicações decorrentes da pesquisa:

a) ANTUNES, M.P.; PEREIRA, J.L.R., MELO, I.D.; SOUZA, M.A., LIMA, N.S. *Voltage Sag Detection Methods based on Synchronized Phasor Measurements using RTDS*. ISIE - *International Symposium on Industrial Electronics*. Escócia, Edimburgo, 2017.



b) DE MELO, I. D., PEREIRA, J. L. R., DUQUE, C. A., ANTUNES, M. P., SILVA, L. R. M., & DE SOUZA, M. A. (2019, June). *Power Quality Monitoring using Synchronized Phasor Measurements: An approach based on hardware-in-the-loop simulations*. In: 2019 IEEE Milan PowerTech (pp. 1-6). IEEE.

c) OLIVEIRA, B. C; PEREIRA, J.L.R; DE MELO, I. D; DE SOUZA, M. A. ; Alves, G.O; VARIZ, A.M; ANTUNES, M.P. *Distribution System Static State Estimation: Optimization Modeling using PMUs and Null Power Injection Buses*. In: Proceedings of the 13th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2019, 2019, Santiago. *13th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2019, 2019*.

## 1.2 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS DO TRABALHO

A constante necessidade de eficiência no setor de transmissão de energia elétrica faz com que fugas em isolamento de linhas de transmissão representem um grande problema para as transmissoras de energia. Além de poderem resultar em perdas financeiras, fugas constantes podem ocasionar o rompimento do isolamento e eventuais curto-circuitos.

Devido à importância do impacto causado por fugas em linhas de transmissão, tem-se uma justificativa para a realização desta dissertação. Perdas em sistemas de transmissão acarretam um prejuízo considerável, o que claramente não é desejado. Correntes de fugas podem ocasionar atuações não desejadas do sistema de proteção da linha, conseqüentemente sua indisponibilidade, por conseguinte ocasionando em prejuízos tanto para a transmissora quanto para o cliente.

O objetivo geral deste trabalho consiste em utilizar uma metodologia de estimação de estados e fluxo de potência para apresentar um novo método para detectar, identificar e estimar fugas em linhas de transmissão de energia elétrica.

A partir da obtenção de medições fasoriais sincronizadas instaladas nos terminais de uma linha de transmissão, um problema de otimização é formulado, onde a função objetivo é a soma da diferença quadrática entre as medições e os valores correspondentes estimados, sendo que a mesma está sujeita à restrições de desigualdade para cada barra de injeção de potência nula (torre) não monitorada.

A solução do problema é encontrada através do método de pontos interiores com barreira de segurança modificado, que tem como uma de suas aplicações a solução de problemas não lineares com restrições de desigualdade. Com o resultado do problema encontrado, é factível detectar, identificar e estimar correntes de fuga no sistema. Sendo alguns dos objetivos específicos do trabalho desenvolver cada etapa e realizar suas respectivas análises.

### 1.3 ESTRUTURAÇÃO DO DOCUMENTO

Além deste Capítulo 1 de caráter introdutório, para concluir a descrição completa do estudo desenvolvido referente a métodos de monitoramento fugas em linhas de transmissão, este documento é composto por mais quatro capítulos.

No Capítulo 2 trata-se da revisão literária sobre os conteúdos necessários para o entendimento do trabalho, contextualizando sobre as fugas em linhas de transmissão, os problemas causados pelas mesmas e como são abordadas soluções para este problema. Outro conteúdo é a estimação estática de estados e seu desenvolvimento, com suas respectivas aplicações.

No Capítulo 3, apresenta-se a modelagem física do problema, detalha-se todas as etapas da metodologia proposta, tendo como referência um fluxograma. Dentro de cada etapa é mostrado o procedimento e as ferramentas necessárias para realizar a mesma.

No Capítulo 4, serão expostos os testes realizados para cada etapa da metodologia fazendo uso de dados de uma linha de transmissão de 230 kV com 130 km de comprimento, localizada na região norte do Brasil, subdividida em várias seções PI.

Por último, as considerações finais, no Capítulo 5, mostrarão as principais conclusões e contribuições do trabalho, além de expor algumas ideias para trabalhos futuros.

No Apêndice A apresenta-se o método de pontos interiores com barreira de segurança modificado que foi utilizado como método de solução do estimador de estados utilizado.

No Apêndice B apresenta-se um breve histórico e conceitos importantes sobre as PMUs.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica relativa à pesquisas abordadas no presente trabalho. O intuito é contextualizar o leitor sobre as referências e conceitos essenciais para a realização dessa pesquisa. Abordam-se temas como falhas em linhas de transmissão e seus respectivos métodos de detecção e/ou monitoramento, estimação estática de estado e sua contextualização atual.

### 2.1 MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE CORRENTES DE FUGA EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A seleção e o dimensionamento de vários equipamentos necessários à funcionalidade do sistema de transmissão de energia elétrica encontram-se inseridos no projeto de linhas de transmissão, dentre eles, se destacam os isoladores pela dupla funcionalidade de suporte dos condutores elétricos e separação dos pontos de fixação com diferentes potenciais.

Os isoladores das linhas de transmissão estão expostos aos efeitos da poluição que se acumula em suas superfícies. Sob condições úmidas, são geradas correntes de fuga. Isso provoca aquecimento não uniforme na superfície do isolador, causando arco em banda seca e possível *flashover* dos isoladores. O *flashover* de isolamento causa interrupções no serviço, afetando sua confiabilidade e levando a perdas econômicas para o usuário e a empresa (FIERRO-CHAVEZ; RAMIREZ-VAZQUEZ; MONTOYA-TENA, 1996).

A definição para *flashover* surge da ocorrência de uma descarga elétrica não intencional (entre os condutores ou em torno de um isolante) resultando no rompimento do ar (dielétrico) entre os condutores em alta tensão.

O acúmulo de poluentes na superfície dos isoladores é um processo cuja gravidade depende, entre outros fatores, da velocidade e direção do vento, chuva ou neblina, perfil dos isoladores e tipo e quantidade de poluentes. Na ausência de um equipamento para medir a poluição, a limpeza do isolamento deve ser realizada em intervalos predefinidos, suficientemente curtos para evitar o *flashover* do isolamento nas condições mais críticas esperadas. Para uma manutenção eficiente do isolamento, os intervalos entre a limpeza dependerão da quantidade de poluição acumulada nos isoladores ao longo da linha (FIERRO-CHAVEZ; RAMIREZ-VAZQUEZ; MONTOYA-TENA, 1996).

Fundamentado nas afirmações anteriores, o isolador da linha de transmissão está sujeito a danos. Equipamentos podem ter sua vida útil reduzida por ficarem submetidos frequentemente às correntes de fuga (QUEIRÓS, 2013), sofrendo as transmissoras de perdas na forma de energia elétrica e de possíveis gastos com reparos dos equipamentos, provocando prejuízos financeiros consideráveis. Os principais problemas associados a essa perturbação são acionamentos não desejados da proteção e assim a indisponibilidade momentânea da linha de transmissão.

Portanto, desde longa data os problemas de corrente de fuga intrigam tanto as transmissoras de energia elétrica quanto engenheiros e pesquisadores. Em muitos trabalhos sistemas de monitoramento são instalados no intuito de monitorar as condições da superfície de isoladores e consequentemente as correntes de fuga em linhas de transmissão (PYLARINOS; SIDERAKIS; PYRGIOTI, 2011).

No trabalho apresentado em Fierro-Chavez, Ramirez-Vazquez e Montoya-Tena (1996) foi desenvolvido um sistema para a medição da corrente de fuga e resistência da superfície dos isoladores, o sistema foi instalado em várias torres ao longo da linha. O respectivo trabalho afirma que é necessário estabelecer um diagnóstico contínuo do isolamento ao longo da linha e registrar a condição da superfície dos isoladores para decidir quando o trabalho de manutenção preventiva deve ser realizado e que isso evitará possíveis interrupções na linha devido à contaminação, principalmente em áreas de chuva escassa.

De acordo com o trabalho citado no parágrafo anterior existiam na época três métodos amplamente utilizados para medir a poluição dos isoladores. Dois deles são classificados como indiretos, pois usam isoladores separados da rede, mas montados em locais especiais para medir o nível de poluição. Esses métodos indiretos resumidamente medem a densidade equivalente do depósito de sal sobre o isolador e a resistência da superfície do isolador. O terceiro normalmente é usado em isoladores energizados instalados em racks de teste, mas ultimamente essa técnica tem sido implementada diretamente em cadeias de isoladores para medições *on-line* (FIERRO-CHAVEZ; RAMIREZ-VAZQUEZ; MONTOYA-TENA, 1996).

Tradicionalmente, a medição de corrente de fuga do isolador *on-line* é realizada em instalações especiais, onde as *strings* do isolador são energizadas na tensão nominal por uma fonte de alimentação adequada. O sensor é conectado em série com a *string* e a corrente de fuga é medida através de um resistor de derivação. O valor atual da fuga depende das variações das condições ambientais e da poluição acumulada.

Esta técnica também pode ser usada em isoladores instalados na linha em análise por meio de um acoplamento especial para coletar a corrente de fuga. Isso permite registrar continuamente as diferentes formas de onda da corrente de fuga, até o *flashover*, se isso ocorrer na tensão de serviço. Ao contrário do equipamento de medição usado nas estações de teste, onde o suprimento eletrônico é facilmente obtido da rede elétrica, no caso de sistemas instalados diretamente na linha, é necessária uma fonte de alimentação especial. Isso pode ser feito através de uma célula solar instalada na mesma torre onde as medições são realizadas (FIERRO-CHAVEZ; RAMIREZ-VAZQUEZ; MONTOYA-TENA, 1996), o que acrescenta uma dificuldade na instalação da técnica, pois é necessário monitorar vários pontos da linha.

São diversas as causas possíveis para fugas em linhas de transmissão, dentre as possibilidades, a sujeira nos isoladores é recorrente. É difícil ter um controle sobre as falhas que causam as correntes de fuga pois a maior parte tem valor baixo quando comparado a corrente nominal da linha, o que torna difícil ter controle sobre esses eventos.

No trabalho apresentado em Kanashiro e Burani (1996) já mostrava-se a preocupação com equipamentos expostos à poluição marinha e industrial, sendo a afirmação válida para linhas de transmissão e linhas de distribuição. O respectivo trabalho fez uso de testes em campo e em laboratório, no intuito de correlacionar as condições climáticas e a quantidade de poluentes com a corrente de fuga. Logo, demonstra-se a necessidade de uma forma eficaz de detecção dos problemas apresentados. O trabalho se preocupa em correlacionar os parâmetros, porém a literatura atual não apresenta propostas de monitoramento através de medições de grandezas elétricas.

Afirma-se que na região nordeste do Brasil segundo Oliveira, Fontana, Melo et al. (2009), a deposição de poluentes nas superfícies de isoladores de alta tensão do tipo vidro é responsável por aproximadamente 6% das falhas na linha, mas os registros da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), responsável pela geração e distribuição de energia elétrica na região nordeste, indica que há até 15,25% de falhas de causa desconhecida na linha citada pelo trabalho, que podem ser devido a problemas de deposição de sujeiras. Ao considerar apenas as linhas de transmissão de 500 kV, a poluição fez com que as falhas na linha aumentassem para 21,3%, e as falhas na linha devido à causas desconhecidas diminuíram para 10,1%. Nas linhas de 500 kV, por exemplo, as falhas causadas pela deposição de poluição são mais frequentes do que as causadas por descargas atmosféricas.

Com o intuito de avaliar a deposição de poluição em isoladores de alta tensão, muitas técnicas foram desenvolvidas. Resultados confiáveis podem ser obtidos pela caracterização direta da corrente de fuga que flui no isolador, como a situação já citada anteriormente em Fierro-Chavez, Ramirez-Vazquez e Montoya-Tena (1996). Abordagens baseadas na detecção de emissões de infravermelho, ultravioleta ou mesmo de radiofrequência causadas por descargas parciais podem ser vistas em Youssef e El-Alayly (2001). Outras técnicas *off-line* também foram propostas, como por exemplo, a medição da densidade equivalente de depósito de sal, densidade de depósito de sal não solúvel (MONTTOYA; RAMIREZ; MONTTOYA, 2004). Já no estudo apresentado em Oliveira, Fontana, Melo et al. (2009), empregou-se um novo sistema de sensores de fibra óptica para investigar quantitativamente o efeito combinado de umidade e poluição na corrente de fuga que flui nos isoladores do tipo vidro de torres de alta tensão localizadas em três estados distintos da região nordeste do Brasil. A poluição severa causa *flashovers* nos isoladores no caso estudado por Velásquez e Lara (2018) no Peru, o que representa uma grande ameaça à operação segura dos sistemas de energia, sendo considerada um problema importante nos dias atuais. A ocorrência aperiódica de interrupções generalizadas relacionadas à contaminação causa sérios danos às linhas de transmissão. O estudo de caso recente foi realizado em 837.000 isoladores para 9000 torres em linhas de 500 kV (VELÁSQUEZ; LARA, 2018), o que mostra uma preocupação com as condições em que a linha aérea está exposta, pois não se tem uma forma viável e menos trabalhosa de monitoramento.

Os isoladores garantem o isolamento entre os condutores e as estruturas de suporte ligadas à terra quando estão em condições normais de funcionamento. Entretanto, essa capacidade pode ser prejudicada pelas condições ambientais e de serviço a que estes estão sujeitos, permitindo descargas disruptivas entre os seus terminais. A ocorrência do curto-circuito leva à saída de serviço das linhas de transmissão, afetando o fornecimento de energia elétrica e os elevados níveis de confiança exigidos. Consequentemente, o dimensionamento dos isoladores é um fator realmente relevante durante o projeto de linhas de transmissão, visto ser necessário garantir a maior confiabilidade possível ao sistema em função das exigências a que estes equipamentos estarão sujeitos no decorrer do seu tempo de vida útil (QUEIRÓS, 2013).

Independente dos níveis de tensões, os isoladores são equipamentos essenciais na estrutura de linhas de transmissão aéreas. Independente de representarem um custo relativamente baixo ao custo total dos projetos de linhas aéreas, o seu emprego é determinante para garantir a confiabilidade do sistema. Na prática, uma grande percentagem das saídas de serviço de circuitos de tensão elevada deve-se à falha de isolamento dos isoladores (QUEIRÓS, 2013).

Todos os isoladores têm uma função mecânica de suporte das linhas e fixação às estruturas de apoio e isolamento elétrico entre os condutores e as partes ligadas à terra. Essa função é alcançada pelo uso de materiais isolantes com perfil adequado para assegurar uma distância no ar suficientemente longa para que não ocorram descargas disruptivas às torres de transmissão (QUEIRÓS, 2013).

O ar é um dos dielétricos com características variáveis no tempo em função das condições ambientes. O ar atmosférico possui propriedades autorregenerativas, isto é, obtém rapidamente as propriedades isolantes após uma descarga disruptiva. Caso a estrutura do isolador não seja comprometida, o equipamento pode manter-se em serviço com garantias de estabilidade de funcionamento. Contudo, a degradação ou destruição parcial da sua estrutura leva a uma diminuição da sua capacidade de isolamento elétrico e ao aparecimento de descargas disruptivas com valores de tensão menores que os projetados. Consequentemente, em condições normais a cadeia de isoladores equivale a um circuito de impedância teórica infinita, ocorrendo, ainda assim, a existência de correntes de fuga ao longo da sua superfície durante a linha energizada. Apesar disso, quando o campo elétrico é suficientemente elevado para estabelecer uma grande diferença de potencial entre os terminais do isolador, essa impedância pode não ser suficientemente elevada para evitar a ocorrência de uma fuga. Rigidez dielétrica é a capacidade de um material dielétrico resistir a um valor limite de campo elétrico aplicado entre dois pontos sem que ocorra uma condução elétrica, ela é expressa em kV/mm (QUEIRÓS, 2013).

Os isoladores compósitos se tornaram um concorrente aos isoladores cerâmicos com a proliferação dos materiais poliméricos. Consequentemente, os isoladores compósitos apresentam-se como uma alternativa cada vez mais confiável, com provas de mérito aprovadas em vários casos de situação prática. Contudo, o fato do revestimento exterior ser um material orgânico pode provocar degradações da sua estrutura durante a sua vida útil. Esta possibilidade de

envelhecimento acarreta suspeitas no que se refere ao seu desempenho após alguns anos de atividade, particularmente nas suas capacidades mecânicas (QUEIRÓS, 2013).

Na situações submetidas os isoladores utilizados em linhas de transmissão, sofrem o efeito das condições ambientais, como a umidade, pluviosidade e contaminação da superfície. Esses fatores são determinantes para a rigidez dielétrica do equipamento. Comumente, o valor da tensão que gera a descarga disruptiva para um determinado caminho no ar aumenta com o aumento tanto da umidade relativa do ar ou como da densidade do ar. Porém, quando a umidade relativa ultrapassa os 80%, a tensão de ruptura fica irregular, uma vez que a condensação na superfície do isolador aumenta a sua condutividade, facilitando a fuga. A recorrente ionização do ar, ou dos materiais depositados na superfície do isolador, leva ao aumento dos canais ionizados com capacidade de condução de corrente elétrica. Quando um ou mais desses canais constituem contato entre os terminais do isolador, cria-se um caminho condutor e autossustentável para a potência presente nas linhas de transmissão, que só pode ser eliminado pela atuação das proteções a montante (QUEIRÓS, 2013).

Com as fugas em isoladores tendo uma justa importância em questão de perda econômica das transmissoras de energia elétrica, o monitoramento de fugas torna-se um interessante estudo para o aumento de lucros das transmissoras. As fugas de alta impedância em isoladores são caracterizadas por serem um consumo de potência difícil de se identificar, isso por serem semelhantes às cargas, não atuando na maior parte dos casos nenhum tipo de proteção. Entretanto, existem divergências quanto à forma de monitorar e identificar essas fugas. No caso apresentado na dissertação assume-se que são necessários medidores de alta precisão, como são o caso das PMUs (*Phasor Measurement Units*).

Em Oliveira, Fontana, Melo et al. (2009) ressalta-se que a CHESF utilizava a abordagem de inspeção visual para avaliar o grau de deposição de poluição a partir da observação noturna direta da luminescência produzida por descargas parciais que ocorrem nos isoladores. Os inspetores contam o número de isoladores acesos e avaliam qualitativamente a intensidade dos pontos de luminescência.

Em Werneck et al. (2014), foi proposto um sistema de monitoramento de corrente em isoladores de linha de alta tensão (500 kV) e média tensão (13,8 kV) através de um sensor optoeletrônico, considerando testes em campo. Correntes de fuga de 60 mA foram consideradas nas análises.

Um sistema de monitoramento de níveis de poluição em linhas de transmissão é proposto por Khaleel, Rahmat e Mustafa (2017) através do monitoramento de correntes de fuga e RNA (Redes Neurais Artificiais). Testes são conduzidos através de simulações no MATLAB considerando um sistema de 120 kV e correntes de fuga de até 206,2 mA.

Com o avanço da tecnologia e a crescente utilização de equipamentos elaborados, possibilitou-se essa análise a partir de equipamentos como as PMUs, tornando-se possível

a ambição de um desenvolvimento de uma ferramenta de monitoramento para fugas em linhas de transmissão.

Devido à importância de fugas em linha de transmissão têm-se motivos suficientes para justificar seu monitoramento. Detectar, identificar e monitorar o distúrbio ajudaria de forma significativa na hora de solucionar o problema e realizar a manutenção. Com esse estudo, seria possível um direcionamento aos locais com presença de corrente de fuga com precisão, tendo o intuito de aumentar a eficiência da manutenção e também reduzir eventuais perdas das linhas de transmissão.

Uma importante etapa no monitoramento do distúrbio é a detecção, avaliar se há ou não presença de correntes de fuga ao longo da linha de transmissão. Sabendo da existência de corrente de fuga, faz-se necessário identificar onde a mesma está localizada, entrando então na etapa de identificação. Complementando a análise pode-se estimar a magnitude da fuga na etapa de monitoramento.

## 2.2 ESTIMAÇÃO ESTÁTICA DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Em 1970 foi publicado por Fred C. Schweppe o primeiro trabalho sobre a Estimação de Estados e desde então essa ferramenta se tornou muito importante para o sistema elétrico de potência sempre que se fala em operação e controle. O trabalho realizado por Schweppe é apresentado em detalhes nas referências (SCHWEPPE; WILDES, 1970), (SCHWEPPE; ROM, 1970) e (SCHWEPPE, 1970).

A estimação de estados possibilita determinar o estado mais provável de uma determinada rede, baseando-se nas medidas provenientes do sistema de monitoramento SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) (SCHWEPPE; WILDES, 1970).

A estimação de estados necessita de um conhecimento prévio da topologia da rede e de medidas provenientes do sistema de monitoramento. Assim, fundamentada em relações matemáticas entre as variáveis de estado de uma rede elétrica e as medições torna-se possível estimar as grandezas elétricas das barras e ramos do sistema (SCHWEPPE; HANDSCHIN, 1974).

A observabilidade é um conceito muito importante quando se trata do sistema elétrico de potência. Na ocasião em que o número de medidores alocados ao longo de uma rede elétrica permite que as grandezas elétricas sejam calculadas para toda a rede em função de sua topologia e das medições, diz-se que esta é totalmente observável (FETZER; ANDERSON, 1975).

Os medidores instalados com o objetivo de obter a observabilidade do sistema criam também medições que são essenciais para o processo de estimação de estados. Tais medidas são enviadas para um centro de controle e são utilizadas com dados de entrada para o algoritmo do estimador de estados. Sabe-se que essas medições contêm pequenos erros de aferição e erros inerentes ao próprio sistema de monitoramento (ABUR; EXPOSITO, 2004).



O estimador de estados age com a função de amenizar erros estatisticamente pequenos e frequentes, eliminando eventuais erros grosseiros, provenientes do funcionamento incorreto do sistema de aquisição de dados, falhas de envio de dados e comunicação, assim como intempéries do tempo (MONTICELLI, 1999).

Muitos trabalhos de estimação estática de estados foram desenvolvidos e implementados nas redes de transmissão, contribuindo para aumentar o controle dessas redes e aumentar a observabilidade do sistema (SCHWEPPE; HANDSCHIN, 1974), (MONTICELLI, Alcir, 2000) e (ABUR; EXPOSITO, 2004).

Com a evolução dos medidores foi possível uma significativa melhora nos resultados da estimação de estados. As PMUs são um exemplo desses medidores, elas permitem a leitura e obtenção de fasores de grandezas elétricas sincronizadas por GPS. Alguns trabalhos mostram a melhora dos estimadores de estado com o uso das PMUs, conforme podemos observar nas referências Zhou et al. (2006) e Phadke, Thorp et al. (2009).

A divisão do processo de estimação estática de estado que é aplicado para sistema de transmissão de energia elétrica é feita tradicionalmente da seguinte forma:

- a) Obtenção da topologia do sistema;
- b) Alocação de medidores;
- c) Aplicação do método de estimação de estados;
- d) Análise de erros.

A primeira etapa consiste na obtenção da topologia do sistema, ou seja, nos valores dos dados referentes aos equipamentos presentes no sistema, como parâmetros de resistências, reatâncias e susceptâncias, por exemplo.

A etapa seguinte fundamenta-se em alocar os medidores em pontos do sistema de forma que o mesmo fique completamente observável. Isto é, obter as informações das grandezas em todo o sistema, incluindo os pontos não monitorados.

Após a etapa de alocação dos medidores aplica-se o método de estimação de estados. Este faz uso de um algoritmo implementado que calcula o vetor de estados da rede, ou seja, o estado do sistema.

A última etapa baseia-se em verificar se a estimação está correta ou se contém erros associado as medições. Logo, faz-se necessário detectar e identificar os erros grosseiros de medições obtidas em campo (MELO, I. D. d., 2018).

A maioria dos algoritmos de estimação de estados faz uso do método de mínimos quadrados ponderados (MQP) que foi desenvolvido por Fred Schweppe (1970). Fundamentalmente são baseados em minimizar a soma das diferenças quadráticas entre valores medidos e os correspondentes estimados em função do vetor de estados, resolvidos mediante o método de Newton-Raphson iterativamente.

O problema de minimização proposto fundamentado no método clássico é apresentado na equação (2.1):

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}) = \sum_{j=1}^{N_{me}} \frac{1}{2} \left( \frac{z_j - h_j(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_j} \right)^2 \quad (2.1)$$

onde:

- $J$  é a função a ser minimizada;
- $\hat{\mathbf{x}}$  é o vetor de variáveis de estados a ser estimado (na formulação clássica, ângulo/magnitudes de tensão);
- $N_{me}$  é o número total de medições independentes obtidas em campo;
- $z$  é o valor obtido através dos medidores instalados no sistema (valor médio das medições com Distribuição Gaussiana);
- $h(\hat{\mathbf{x}})$  é o valor estimado da medição correspondente, em função das variáveis de estados;
- $\sigma$  representa o desvio padrão associado ao erro aleatório devido à precisão dos equipamentos de medição.

O problema de otimização descrito através da minimização da equação (2.1) foi solucionado através do método de pontos interiores na referência Singh e Alvarado (1994).

Apesar de o método MQP prover boas estimativas acerca do estado operativo da rede elétrica, é de fundamental importância que o sistema seja observável. Ou seja, que haja número suficiente de medições para se estimar o estado da rede. Em geral, deve-se haver redundância em que o número de medidas é superior ao número de grandezas elétricas a serem estimadas. Caso contrário, a resposta do algoritmo terá sua precisão comprometida.

A aplicação da estimação de estados em redes de baixa e média tensão é almejada por concessionárias a fim de monitorar em tempo real as grandezas elétricas dos sistemas de distribuição. Entretanto, é um desafio a implementação de técnicas clássicas como o MQP para se estimar o estado operativo dessas redes, uma vez que há poucos medidores instalados ao longo dos alimentadores de distribuição, de acordo com Primadianto e Lu (2016). Tradicionalmente, são instalados medidores apenas nas subestações, não sendo todos os barramentos monitorados em tempo real.

Na revisão literária apresentada em Primadianto e Lu (2016) discute-se sobre a necessidade de implementação de sistema de monitoramento para sistemas de distribuição e as soluções propostas pela literatura, considerando os desafios como mudanças de paradigma na operação, controle e infraestrutura das redes elétricas inteligentes (*smart grids*) bem como a inserção de fontes alternativas de energia que afetam o fluxo de potência e o perfil de tensão das mesmas.

Para a implementação de um sistema de monitoramento nas redes de baixa e média tensão, algoritmos que utilizem poucas medições são necessários apesar de ser um grande desafio

assim como discutido em Bráulio César de Oliveira et al. (2018). Com o advento dos medidores inteligentes (*smart meters*), das medições fasoriais sincronizadas via GPS e as micro-PMUs ( $\mu$ -PMUs), várias possibilidades de algoritmos foram surgindo e sendo propostas na literatura.

Em Baran e Kelley (1994), o método clássico de MQP foi proposto para se estimar o estado operativo das redes de distribuição. Valendo-se de um número reduzido de medidores alocados na rede, pseudomedidas foram consideradas a fim de restaurar a observabilidade do sistema. Geralmente, essas pseudomedidas são informações de potência demandada por cada barramento da rede que não é monitorado em tempo real correspondendo à informações mensais obtidas através do faturamento dos consumidores agregados em uma barra do sistema de distribuição primário. Apesar de a alternativa ser válida, há uma grande imprecisão associada à essas pseudomedidas comprometendo a qualidade dos resultados de estimação obtidos.

O algoritmo clássico de MQP possui como variáveis tensões em magnitude e ângulo. A referência Baran e Kelley (1995) propôs uma alternativa em que correntes passantes pelas linhas de distribuição são consideradas como variáveis de estados em coordenadas retangulares. Os resultados de estimação obtidos mostraram que a metodologia se torna mais confiável e robusta, sendo esta pesquisa bastante difundida e utilizada a partir de sua publicação.

A referência Alves et al. (2016) apresenta uma solução para se estimar os estados da rede de distribuição considerando um número reduzido de PMUs a serem alocadas na rede e correntes passantes pelas linhas como variáveis de estados. Na abordagem em questão, apenas duas PMUs são consideradas no início e no final de ramais laterais de alimentadores de distribuição longos. O intuito é obter estimativas acerca do estado da rede mesmo assumindo um pequeno número de barras monitoradas em tempo real. Para as diversas barras não monitoradas, suas potências ativa e reativa são consideradas entre limites mínimos e máximos em um problema de otimização com restrições não lineares. Os resultados obtidos se mostraram promissores, sendo os erros de estimação bastante reduzidos.

Já em Melo et al. (2017), o mesmo procedimento de alocação de um número reduzido de PMUs é utilizado no intuito de se estimar estados operativos de um sistema de distribuição trifásico e componentes harmônicas resultantes da inserção de cargas não lineares na rede.

A metodologia proposta em Bráulio César de Oliveira et al. (2018), além de considerar a modelagem trifásica da rede de média tensão e um número reduzido de PMUs, propõe o uso de um estimador de estados descentralizado em que o alimentador é subdividido em subsistemas definidos a partir da alocação das PMUs. Além disso, a resolução se dá via método de pontos interiores com barreira de segurança modificado permitindo a estimação de estados operativos e curvas diárias de carga com resultados extremamente satisfatórios. As cargas das barras não monitoradas são consideradas como restrições de desigualdade com limites inferiores e superiores que podem se ajustar automaticamente para resolver problemas com restrições ativas (que “encostam” em seus respectivos valores limites).

### 2.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foi apresentada uma revisão bibliográfica contendo os principais artigos publicados na literatura referentes ao tema de métodos para detecção de correntes de fuga em sistemas de transmissão e estimação de estados estática em sistemas de potência.

Artigos base foram contemplados nesta revisão, assim como metodologias alternativas que completam o estado da arte.

Foram discutidos conceitos essenciais para a compreensão total da metodologia proposta a ser detalhada no capítulo 3.

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste trabalho, é proposto uma metodologia para detecção, identificação e estimação de fugas em linhas de transmissão. As seções deste capítulo são destinadas a descrever todos os passos realizados para o desenvolvimento da metodologia proposta, sendo os mesmos destacados a seguir de maneira sucinta:

a) Apresenta-se a modelagem física do problema que foi concebida através de uma analogia em que se modela uma linha de transmissão como um sistema radial partindo-se da subestação de geração até a subestação de carga. As torres de transmissão destinadas à sustentação da linha são interpretadas como barras de injeção de potência nula, uma vez que não são destinadas a atender nenhuma demanda especificada;

b) Apresenta-se o fluxograma da metodologia proposta;

c) Detalha-se as modificações necessárias para utilização do estimador de estados proposto em Oliveira (2016) para detectar a presença da fuga;

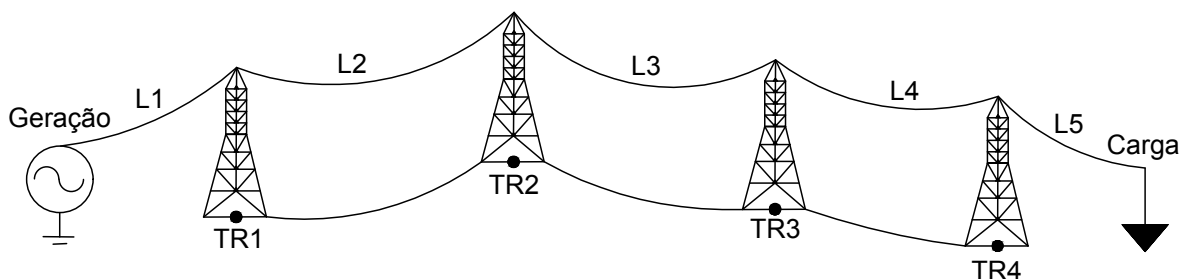
d) É apresentado os dados necessários para utilização do Fluxo de Potência trifásico desenvolvido em Garcia (2001) utilizado como referência para realizar as comparações com os valores estimados permitindo identificar a localização da fuga;

e) É apresentada uma proposta de modificação do problema de otimização que consiste em relaxar as restrições de potências ativa e reativa nos barramentos em que a fuga foi identificada.

#### 3.1 MODELAGEM FÍSICA DO PROBLEMA

Considerando que uma linha de transmissão seja subdivida em trechos como mostrado na Figura 1, em que  $TR_i$  representa as torres de transmissão e  $L_i$  representa as distâncias de cada trecho (vão entre as torres de transmissão), é possível compreender a interpretação física dada ao problema.

Figura 1 – Ilustração do problema físico.

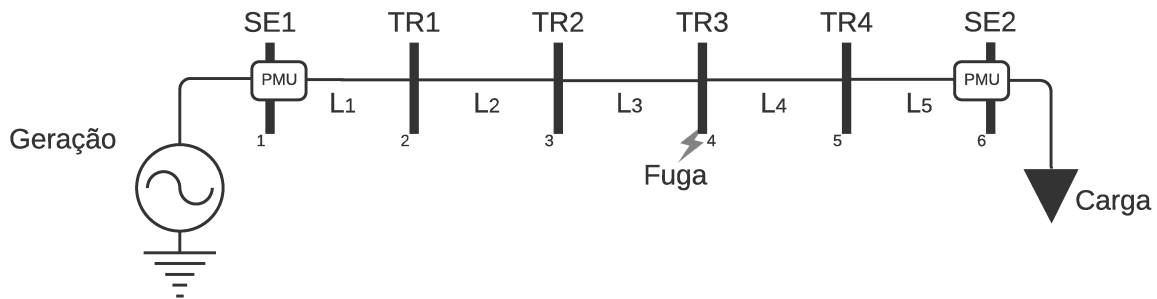


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir da analogia realizada, um modelo pode ser concebido para representar o sistema físico apresentado pela Figura 1. Dentro deste contexto, cada torre entre os vãos é modelada como sendo uma barra de injeção de potência nula em uma analogia com sistemas radiais de distribuição de energia elétrica.

O diagrama unifilar apresentado pela Figura 2 representa o modelo barra-ramo do sistema a ser analisado neste trabalho. O diagrama é composto por quatro torres de transmissão (TR1, TR2, TR3 e TR4) e por duas subestações (SE1 e SE2), onde estão presentes as PMUs. Logo, tem-se um total de seis barras neste sistema modelado. Para exemplificação mostra-se uma fuga na barra 4 (TR3).

Figura 2 – Diagrama unifilar representando o modelo de sistema a partir do problema físico.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Um programa de fluxo de potência trifásico é então utilizado para emular as medições das PMUs que estarão instaladas nas duas subestações onde a linha de transmissão está conectada. É importante ressaltar que o fluxo de potência é utilizado para emular as PMUs, ou seja, gerar os dados de medição que serão utilizados como dados de entrada de um programa destinado à estimação de estados.

As correntes passantes em todos trechos  $L$  de linha são variáveis de estados a serem estimadas em coordenadas retangulares, sendo que as demais grandezas elétricas como potência ativa, potência reativa e fasores de tensão são calculadas recorrendo-se às leis de *Kirchhoff*.

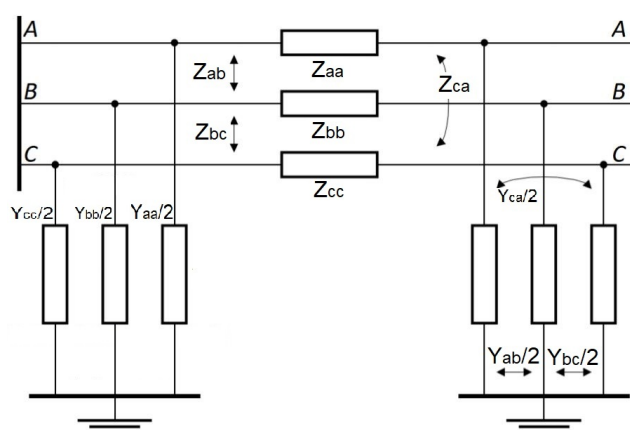
Conforme já citado na seção 2.2, é imprescindível conhecimento prévio sobre a topologia da rede para viabilizar a estimação de estados (SCHWEPPE; HANDSCHIN, 1974). Assim, faz-se necessário também para o desenvolvimento da metodologia proposta nessa dissertação o conhecimento da topologia da rede a ser analisada além do conhecimento dos dados de impedâncias de cada trecho representado no diagrama unifilar.

É válido ressaltar que o sistema é ilustrado por um diagrama unifilar na Figura 2, porém todo o trabalho realizado nessa dissertação é trifásico. Também é relevante que as PMUs são alocadas nas extremidades da linha (tanto no lado da subestação de geração quanto da carga). Com isso, as barras relativas às torres não são monitoradas em tempo real, ou seja, não existem PMUs nas torres localizadas no meio dos vãos. Portanto, se houver uma fuga na linha de

transmissão, a detecção e identificação da torre será feita utilizando o estimador de estados formulado a partir de um problema de otimização com restrições de desigualdade.

Para a modelagem do problema desta dissertação, cada trecho pode ser representado por seu equivalente em modelo PI, ilustrado na Figura 3:

Figura 3 – Modelo PI trifásico.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

em que:

- $Z_{aa}$ : impedância própria da fase  $a$ ;
- $Z_{bb}$ : impedância própria da fase  $b$ ;
- $Z_{cc}$ : impedância própria da fase  $c$ ;
- $Z_{ab}$ : impedância mútua entre as fases  $a$  e  $b$ ;
- $Z_{bc}$ : impedância mútua entre as fases  $b$  e  $c$ ;
- $Z_{ca}$ : impedância mútua entre as fases  $c$  e  $a$ ;
- $Y_{aa}$ : admitância *shunt* da fase  $a$ ;
- $Y_{bb}$ : admitância *shunt* da fase  $b$ ;
- $Y_{cc}$ : admitância *shunt* da fase  $c$ ;
- $Y_{ab}$ : admitância mútua entre as fases  $a$  e  $b$ ;
- $Y_{bc}$ : admitância mútua entre as fases  $b$  e  $c$ ;
- $Y_{ca}$ : admitância mútua entre as fases  $c$  e  $a$ .

## 3.2 FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA

Nesta seção, é apresentado um fluxograma da metodologia contendo os passos para o seu entendimento completo, descrito em blocos, assim como apresentado na Figura 4. A fim de se explicar detalhadamente cada etapa, cada bloco será explicado a seguir:

### 3.2.1 Bloco 1: Inicialização

Este bloco indica a inicialização no primeiro intervalo de tempo em que o algoritmo será executado ( $t = 0$ ).

### 3.2.2 Bloco 2: Leitura de dados das PMUs

Este bloco representa a etapa em que os dados de medição advindos das PMUs são emulados. A fim de obter os valores referentes às medições das PMUs, executa-se um fluxo de potência para se determinar a situação atual da rede, obtendo-se os valores das grandezas elétricas em todos os trechos e barras do sistema analisado. O Método de Injeção de Correntes Trifásico (MICT) desenvolvido em Garcia (2001) é utilizado com esta finalidade.

Neste caso, o fluxo de potência é executado considerando todas as barras referentes às torres de transmissão como barras de injeção de potência nula. A barra de geração é considerada como referência angular (barra do tipo  $V\theta$ ) e a barra de subestação como uma barra de carga ( $PQ$ ) com potência ativa e reativa obtidas através da medição da PMU da subestação de carga. Duas situações podem ser emuladas a partir do fluxo de potência:

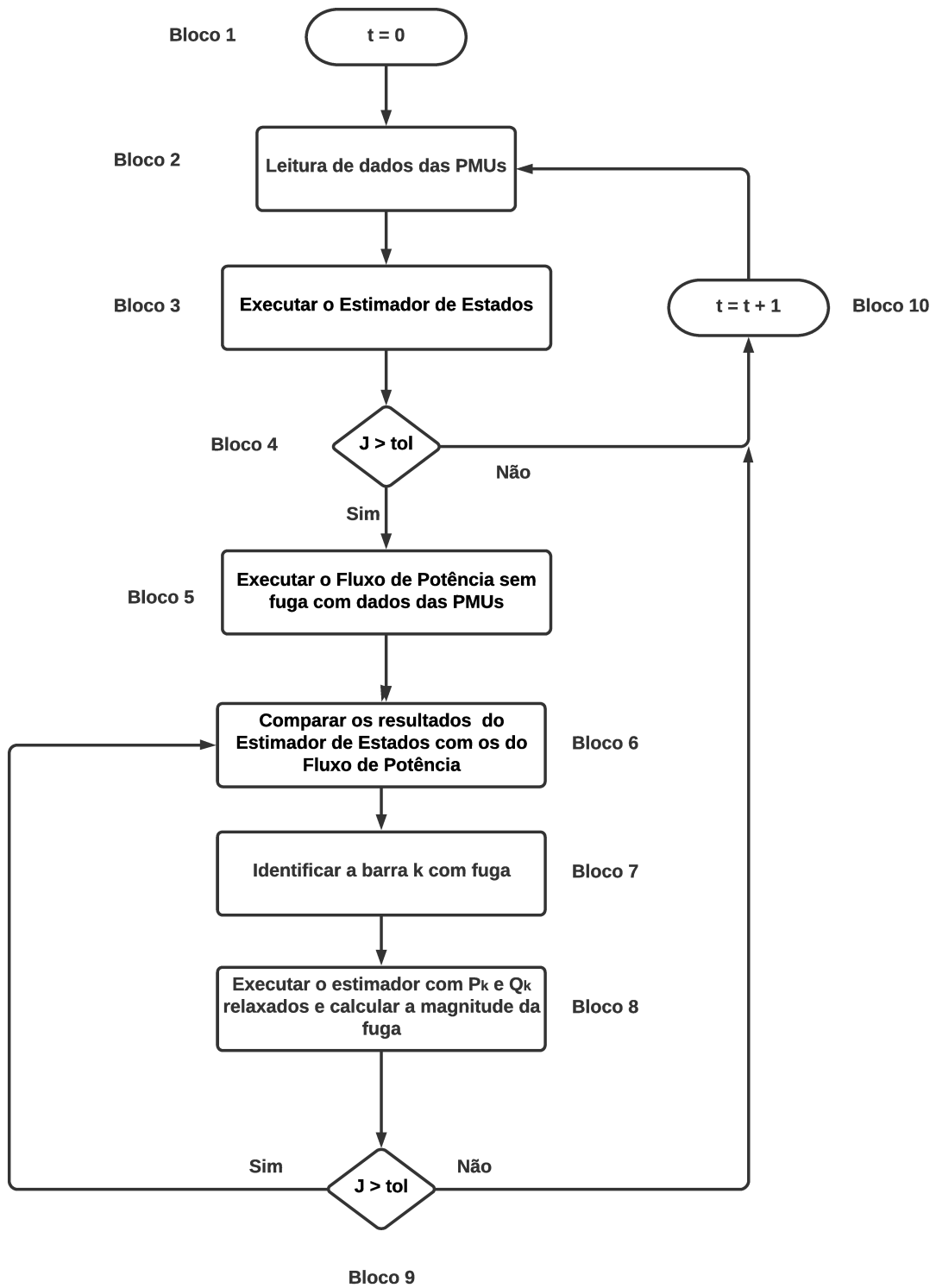
- Situação sem fuga: No caso em que não há fugas, todas as barras referentes às torres de transmissão têm seus valores de potência ativa e reativa iguais a zero. O resultado do fluxo de potência fornece as tensões e ângulos em todas as barras;
- Situação em que há fuga em uma determinada barra do sistema: A fim de simular uma fuga em uma determinada barra  $k$  do sistema, assume-se um valor de potência ativa e reativa associado à mesma diferente de zero ( $P_k \neq 0$ ) e ( $Q_k \neq 0$ ), respectivamente. O resultado do fluxo de potência fornece os valores de magnitude e ângulo de tensão em todas as barras simulando o caso em que há presença da fuga.

Assume-se a existência de uma PMU instalada em cada uma das duas subestações: a barra de geração (SE1) e a barra de carga (SE2), ilustradas na Figura 2. Considera-se medições provenientes das PMUs as correntes passantes pelos ramos conectadas às mesmas.

A cada uma das medições emuladas a partir do fluxo de potência ( $z_{lfj}$ ), um erro aleatório é adicionado a fim de emular as imperfeições e imprecisão dos equipamentos e sistema de monitoramento, assim como apresentado pela Equação (3.1). Este erro aleatório  $\varepsilon$  é modelado como uma distribuição Gaussiana de média zero e desvio padrão conhecido ( $\sigma$ ). O valor de  $\sigma$  é adotado na literatura com valores entre 0,04% até 0,8% de acordo com as referências Phadke



Figura 4 – Fluxograma Completo da Metodologia.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

(2002), Peres et al. (2014) e Bráulio César de Oliveira et al. (2018). Para gerar os dados com distribuição Gaussiana, uma amostragem de 2000 medições é considerada.

$$z_j = z_{lf_j} + \varepsilon(0, \sigma) \quad (3.1)$$

### 3.2.3 Bloco 3: Executar o estimador de estados

Neste bloco, o estimador de estados é utilizado a partir das medições provenientes das PMUs. Para se estimar as grandezas elétricas em cada trecho e barra do sistema modelado, um problema de otimização é formulado considerando as potências das barras referentes às torres de transmissão com limites inferiores e superiores pre-determinados.

O estimador de estados utilizado neste trabalho é desenvolvido com base na referência Oliveira (2016). Este é modelado a partir de um problema de otimização que almeja minimizar a função objetivo (3.2) sujeito às restrições (3.3) e (3.4).

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{2N_m} \left( \frac{z_j^s - h_j^s(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_j} \right)^2 \quad (3.2)$$

sujeito a:

$$-p_k \leq P_k^{s,est} \leq p_k \quad (3.3)$$

$$-q_k \leq Q_k^{s,est} \leq q_k \quad (3.4)$$

$$\hat{\mathbf{x}} = [I_{(1,Re)}^s, I_{(1,Im)}^s, I_{(2,Re)}^s, I_{(2,Im)}^s, \dots, I_{(k,Re)}^s, I_{(k,Im)}^s, \dots, I_{(N_l,Re)}^s, I_{(N_l,Im)}^s]^T \quad (3.5)$$

$$\mathbf{z} = [z_{(1,Re)}, z_{(1,Im)}, z_{(2,Re)}, z_{(2,Im)}, \dots, z_{(N_m,Re)}, z_{(N_m,Im)}]^T \quad (3.6)$$

$$s \in \{a, b, c\} \quad (3.7)$$

onde:

- $\hat{\mathbf{x}}$  é o vetor de variáveis de estados a ser estimado (parte real e imaginária das correntes nos ramos), assim como apresentado na Equação (3.5);
- $\mathbf{z}$  é o vetor de medidas (parte real e imaginária das medidas de corrente nas PMUs), assim como apresentado pela Equação (3.6);
- $J$  é a função a ser minimizada;

- $N_m$  é o número de medições fasoriais obtidas pelas PMUs;
- $N_l$  é o número de trechos (vãos entre as torres de transmissão);
- $h(\hat{\mathbf{x}})$  é o valor estimado da medição correspondente, calculado em função das variáveis de estados;
- $\sigma$  é o desvio padrão associado ao erro aleatório devido a precisão dos equipamentos de medição;
- $P_k^{s,est}$  é a potência ativa estimada na barra  $k$  da fase  $s$ , calculada em função das variáveis de estado;
- $Q_k^{s,est}$  é a potência reativa estimada na barra  $k$  da fase  $s$ , calculada em função das variáveis de estado;
- $p_k$  representa um fator para se determinar os valores limites mínimos e máximos das restrições de desigualdade relativos às potências ativas da barra  $k$ ;
- $q_k$  representa um fator para se determinar os valores limites mínimos e máximos das restrições de desigualdade relativos às potências reativas da barra  $k$ ;
- $I_{(N_k,Re)}^s$  representa a parte real da corrente no trecho  $N_k$  referente à fase  $s$ ;
- $I_{(N_k,Im)}^s$  representa a parte imaginária da corrente no trecho  $N_k$  referente à fase  $s$ ;
- $s$  denota as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  como indicado pela equação (3.7);
- $k$  denota as barras referentes às torres de transmissão.

Como já explicitado, a metodologia proposta para a estimação de estados utiliza as correntes nos ramos como variáveis de estados e estas são representadas na sua forma retangular, como mostrado no vetor de estados da Equação (3.5). Vale a ressalva que, como as medições oriundas das PMUs são fasoriais, ao transformá-las em suas partes real e imaginária, o vetor de medidas  $\mathbf{z}$ , para um sistema trifásico, possui dimensão  $(2.3.N_m)$ .

As barras  $k$  referentes às torres não são monitoradas em tempo real por PMUs. Entretanto, seus respectivos valores de potência ativa e reativa são considerados como restrições de desigualdade a partir da determinação dos parâmetros  $p_k$  e  $q_k$ . Como é esperado que a resposta convirja fornecendo como solução o valor de potência para estas barras iguais a zero, estes parâmetros devem ser considerados pequenos. Neste trabalho, esses são ajustados nos valores de 0,01%.

A partir desta formulação, o problema de otimização é resolvido utilizando o método de pontos interiores com barreira de segurança proposto em Edimar J Oliveira et al. (2015). Este

método permite que a solução ótima seja encontrada mesmo quando há restrições ativas <sup>1</sup> durante o processo de solução. Isso permite que os valores de variáveis sejam sempre determinados entre os limites inferiores e superiores propostos sem problemas de convergência. Como este método de solução não é contribuição direta deste trabalho, este é descrito sucintamente no Apêndice A.

O problema de otimização fornece a estimação das grandezas elétricas em todos os trechos e torres do sistema modelado. Além disso, tem-se como um dos resultados o valor da função objetivo  $J$  minimizada. Na ausência de fugas, o valor da função objetivo é extremamente reduzido.

Caso haja fugas sendo simuladas, as restrições de desigualdade irão se tornar ativas, encostando em seus respectivos limites inferiores ou superiores. Neste caso, o valor de  $J$  se torna extremamente alto servindo como um parâmetro que pode ser utilizado para detectar a presença de fugas.

#### 3.2.4 Bloco 4: Verificar o valor da função objetivo

Na etapa descrita pelo Bloco 4, o procedimento de detecção de fuga é proposto com base no valor da função objetivo ( $J$ ), sendo este um dos resultados da estimação estática de estados do Bloco 3. Caso o valor de  $J$  exceda um valor limite tolerado ( $tol$ ), constata-se que há presença de fuga na linha de transmissão, seguindo para a etapa descrita no Bloco 5. Caso contrário, sendo a função objetivo menor que a tolerância adotada, constata-se que não há presença de fuga na linha de transmissão, tendo como próxima etapa o Bloco 10.

Para se obter o valor de  $tol$ , é utilizada simulação de Monte Carlo, consistindo em executar o estimador de estados por um número de  $N_{mc}$  vezes, assim como mostrado pela equação (3.8). Nesta simulação de Monte Carlo a precisão dos equipamentos de medição é considerada. Armazena-se todos os valores de função objetivo encontrados a fim de se avaliar o valor máximo que a mesma pode assumir. Caso exista um caso de simulação em que este valor de tolerância seja excedido, presume-se que a fuga foi detectada pelo algoritmo:

$$J_{lim} = \max([J_1, J_2, J_3, \dots, J_{N_{mc}}]) \quad (3.8)$$

#### 3.2.5 Bloco 5: Executar o fluxo de potência sem fuga com dados das PMUs

Uma vez detectada a fuga, deve-se identificar a localização da mesma. Esta tarefa não é trivial, sendo necessário comparar os valores de estimação obtidos através da etapa indicada no Bloco 4 com valores adotados como referência.

Neste caso, a fim de se obter tais valores de referência, o fluxo de potência (GARCIA, 2001) será executado. Entretanto, vale fazer duas ressalvas importantes:

<sup>1</sup> Restrições ativas são aquelas que “encostam” em seus respectivos limites inferiores ou superiores durante o processo iterativo de solução.

- Para a execução do fluxo nesta etapa do algoritmo não é presumido o conhecimento da localização da fuga, sendo todas as barras  $k$  referentes às torres de transmissão tratadas como barras de injeção de potência nula ( $P_k = Q_k = 0$ ) no fluxo de potência;
- Os dados de entrada para a execução do fluxo de potência nesta etapa são advindos das medições fornecidas pelas PMUs; isto é: a barra de geração ( $V\theta$ ) e a barra de carga ( $PQ$ ) possuem seus valores especificados ajustados de acordo com os valores fornecidos pelas unidades de medição alocadas no sistema. Para se estimar o valor de potência ativa e reativa a partir dos dados das PMUs, utiliza-se as expressões (3.9) e (3.10), sabendo-se previamente os valores medidos dos fasores de tensão e correntes nodais ( $\hat{V}_k$ ) e ( $\hat{I}_k$ ) :

$$P_k^s = \Re \{ \hat{V}_k^s (\hat{I}_k^s)^* \} \quad (3.9)$$

$$Q_k^s = \Im \{ \hat{V}_k^s (\hat{I}_k^s)^* \} \quad (3.10)$$

Sendo a corrente injetada  $\hat{I}_k^s$  igual ao somatório das correntes dos ramos conectados à  $k$ , como apresentado pela equação (3.11) onde  $\hat{I}_{km}^s$  é o valor do fasor de corrente ramal o qual é fornecido pelas PMUs alocadas nas subestações nos extremos da linha de transmissão:

$$\hat{I}_k^s = \sum_{m \in \Omega_k} \hat{I}_{km}^s \quad (3.11)$$

Esta abordagem permite que o algoritmo proposto seja executado para monitoramento de fugas em tempo real. Os valores de referência são utilizados para comparação com os resultados advindos do estimador de estados, apenas para localização da fuga, não sendo disponibilizada nenhuma informação prévia sobre a barra em que há fuga.

### 3.2.6 Bloco 6: Comparar os resultados do estimador de estados com os do fluxo de potência

O Bloco 6 consiste em utilizar os dados que foram estimados da situação atual do sistema através do estimador de estados e comparar com o resultado do fluxo de potência executado conforme descrito no Bloco 5. Esta etapa consiste em verificar o erro máximo associado entre as magnitudes de tensão e ângulos através das equações (3.12) e (3.13), respectivamente.  $\Delta V_k^s$  e  $\Delta \theta_k^s$  são as diferenças de magnitude e ângulo de tensões em cada barra  $k$  e fase  $s$ :

$$\Delta V_k^s = |\hat{V}_k^s - V_k^{s,flow}| \quad (3.12)$$

$$\Delta \theta_k^s = |\hat{\theta}_k^s - \theta_k^{s,flow}| \quad (3.13)$$

em que  $\hat{V}_k^s$  e  $\hat{\theta}_k^s$  são os valores estimados de magnitude e ângulo de tensão;  $V_k^{s,flow}$  e  $\theta_k^{s,flow}$  são valores correspondentes advindos do fluxo de potência utilizados como valores de referência.

### 3.2.7 Bloco 7: Identificar a barra $k$ com fuga

No Bloco 7, faz-se a verificação de qual barra possui o maior índice de sensibilidade  $K_k^s$ , o qual é calculado a partir da equação (3.14):

$$K_k^s = e^{\frac{1}{\eta} (|\hat{V}_k^s - V_k^{s,flow}| + |\hat{\theta}_k^s - \theta_k^{s,flow}|)} \quad (3.14)$$

Na expressão matemática, as diferenças em módulo de magnitudes e ângulos de tensão em cada barra  $k$  são consideradas em uma função exponencial para cálculo do índice  $K_k^s$  proposto neste trabalho. Neste caso, nota-se que, caso as diferenças forem próximas a zero, o valor é igual ao valor unitário. Entretanto, caso as diferenças sejam diferentes de zero, o valor de  $K_k^s$  tende a infinito denunciando a barra em que há maior discrepância entre os valores do fluxo e do estimador. Neste caso, esta é considerada a barra identificada com fuga.

$\eta$  é um valor de ajuste para o algoritmo utilizado com o objetivo de ponderar as diferenças absolutas entre magnitudes e ângulos de tensões. Neste trabalho,  $\eta$  é considerado igual a 0,1.

Ou seja, matematicamente, a equação (3.15) apresenta como é realizada a identificação da barra  $k'$  com fuga:

$$k' = \max(K_k^s) \quad (3.15)$$

### 3.2.8 Bloco 8: Executar o estimador com restrições relaxadas e calcular a magnitude da fuga

Uma vez que a barra  $k'$  com fuga é identificada, o próximo passo adotado no algoritmo consiste em executar o estimador de estados novamente. Entretanto com uma mudança: as restrições de desigualdade referentes à barra  $k'$  terá seus limites inferiores e superiores relaxados visto que as potências ativa e reativa nesta barra deverão ser diferentes de zero. Isso permite que a fuga seja não apenas identificada mas que sua magnitude também seja estimada, sendo esta a maior contribuição deste trabalho.

Na etapa de estimação da magnitude da fuga, localiza-se a barra  $k'$  identificada com a presença de fuga pelo bloco anterior (algoritmo de identificação) e relaxa as restrições de desigualdade referente à essa barra no problema de otimização para uma nova execução do estimador de estados permitindo obter o resultado do valor da magnitude de fuga.

A nova formulação é descrita a partir da minimização da função (3.16) sujeito às restrições de (3.17) até (3.20).

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{2N_m} \left( \frac{z_j^s - h_j^s(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_j} \right)^2 \quad (3.16)$$

sujeito a:

$$-p_k \leq P_k^{s,est} \leq p_k \quad (3.17)$$

$$-q_k \leq Q_k^{s,est} \leq q_k \quad (3.18)$$

$$p_{k'}(-P_L^s) \leq P_{k'}^{s,est} \leq p_{k'}(P_L^s) \quad (3.19)$$

$$q_{k'}(-Q_L^s) \leq Q_{k'}^{s,est} \leq q_{k'}(Q_L^s) \quad (3.20)$$

onde:

- $p_{k'}$  é o fator percentual para relaxar os limites inferiores e superiores das desigualdades de  $P_{k'}^{s,est}$ , referente à barra identificada com fuga;
- $q_{k'}$  é o fator percentual para relaxar os limites inferiores e superiores das desigualdades de  $Q_{k'}^{s,est}$ , referente à barra identificada com fuga;
- $P_L^s$  é a potência ativa referente a fase  $s$  da subestação atendida pela linha de transmissão;
- $Q_L^s$  é a potência reativa referente a fase  $s$  da subestação atendida pela linha de transmissão.

Sendo que, para a torre em que há suspeita de fuga, os limites superior e inferior das restrições de desigualdade correspondentes são relaxados para estimar a magnitude, no intuito de permitir no final da etapa valores estimados de potência ativa e reativa para a barra identificada com a presença de fuga. Portanto, tem-se os limites para a barra identificada com fuga maiores que os limites das demais. São adotados neste trabalho  $p_{k'}$  e  $q_{k'}$  iguais a 1,5% ;  $p_k$  e  $q_k$  iguais a 0,01%.

### 3.2.9 Bloco 9: Verificação da função objetivo

Neste bloco, verifica-se novamente o valor da função objetivo ( $J$ ), caso o valor de  $J$  exceda um valor limite  $tol$ , constata-se que há presença de outra fuga na linha de transmissão, retornando para a etapa do Bloco 6. Caso contrário, se a função objetivo for menor que a tolerância, constata-se que não há presença de outra fuga na linha de transmissão, tendo como próxima etapa o Bloco 10.

### 3.2.10 Bloco 10: Atualização de tempo

Este bloco indica que o estimador de estados será novamente utilizado para um próximo intervalo de tempo ( $t = t + 1$ ). Utiliza-se esta premissa apenas para informar que o estimador de estados pode ser executado ininterruptamente permitindo a estimação do estado da rede de maneira contínua.





apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados da linha de 230 kV.

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
Comprimento da linha	130,0	km
Resistência sequência positiva	0,0869	$\Omega/\text{km}$
Resistência sequência zero	0,4785	$\Omega/\text{km}$
Reatância sequência positiva	0,4756	$\Omega/\text{km}$
Reatância sequência zero	1,7155	$\Omega/\text{km}$
Susceptância shunt sequência positiva	0,007295	$\mu\text{S}/\text{km}$
Susceptância shunt sequência zero	0,007295	$\mu\text{S}/\text{km}$
Distância entre torres (vão médio)	454	m

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

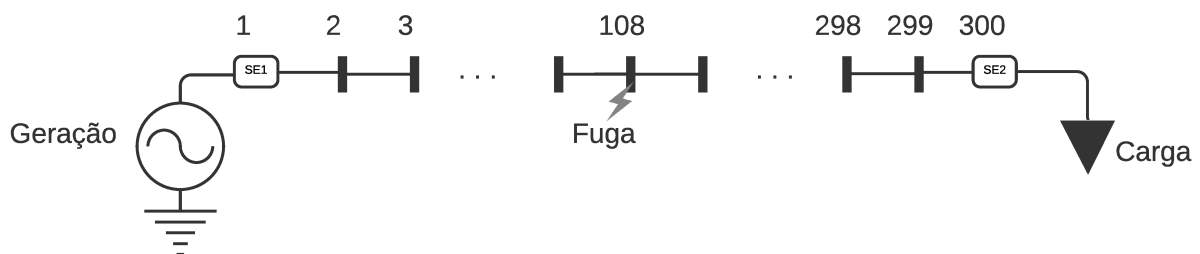
Sabendo-se o comprimento da linha e o valor do vão médio, é possível calcular um valor aproximado para o número total de vãos presentes na linha.

#### 4.1 FUGA TRIFÁSICA

De acordo com os dados fornecidos pela empresa TBE, efetuou-se a interpretação física para o problema no modelo barra-ramo, ilustrado pela Figura 6. Nota-se que as PMUs estão presentes nas subestações de geração e de carga, representados pelas barra 1 e barra 300, respectivamente. Na mesma figura, pode-se observar que o sistema foi dividido em 300 barras.

Nesta seção, os estudos de casos apresentados consideram a fuga na barra 108.

Figura 6 – Diagrama unifilar representando o estudo de caso para o sistema de 230 kV, com fuga na barra 108.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com base nas considerações anteriores, serão testados os algoritmos de detecção, identificação e estimação da magnitude da fuga nas subseções seguintes.

#### 4.1.1 Etapa de Detecção

A detecção está sujeita à precisão das PMUs. Conforme explicado anteriormente, as medidas estão sujeitas a pequenos erros de aferição e erros inerentes ao sistema de medição. Fundamentado nisso, foram realizados testes com a variação dos erros aleatórios introduzidos pelas PMUs. Tem-se os valores médios da função objetivo ( $J$ ) e seu respectivo desvio padrão ( $\sigma_{test}$ ) dependente do erro aleatório das PMUs. Para o cálculo da média e desvio padrão dos valores de  $J$ , uma amostragem de 100 casos foi utilizada.

A Tabela 2 mostra os resultados do valor médio da função objetivo ( $J_{medio}$ ) e o seu respectivo desvio ( $\sigma_{test}$ ) para o caso em que não há presença de fuga na linha de transmissão. Foram considerados erros aleatórios nas medições efetuadas pelas PMUs, de  $\pm 0,04\%$  até  $\pm 0,8\%$  conforme apresentado na Tabela 2. Note que, os valores determinados na tabela são utilizados como referência para detecção de fuga, sendo adotados como valores de tolerância  $tol$ , acima dos quais, detecta-se a mesma.

Tabela 2 – Caso sem fuga - Determinação dos valores de  $tol$  dependendo do erro aleatório do sistema de medição.

ERRO DA PMU (%)	$J_{medio}$	$\sigma_{test}$
$\pm 0,04$	$2,9699 \cdot 10^{-13}$	$4,9994 \cdot 10^{-15}$
$\pm 0,40$	$5,6790 \cdot 10^{-13}$	$1,9121 \cdot 10^{-14}$
$\pm 0,80$	$7,1384 \cdot 10^{-13}$	$4,2335 \cdot 10^{-13}$

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A fim de se testar a fuga na barra 108, representada pela Figura 6, foram adotados os seguintes valores mostrados na Tabela 3 para a condução dos testes. Pode-se notar que foi considerada uma fuga trifásica de magnitude igual a  $0,5\%$  da carga total trifásica atendida pela linha (120 MW). Este valor foi adotado para este estudo de caso baseado nos valores utilizados pelas referências Werneck et al. (2014) e Khalel, Rahmat e Mustafa (2017). Considerando  $0,5\%$  de valor total da carga trifásica, tem-se a magnitude de fuga igual a 600 kW (200 kW por fase).

Tabela 3 – Valores de referência para as simulações da etapa de detecção.

TIPO DE FUGA	MAGNITUDE	CARGA TOTAL TRIFÁSICA ATENDIDA	DIVISÃO DA LINHA
Trifásica	600 kW	120 MW	300 barras

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Tabela 4 mostra os resultados para o caso em que há presença de uma fuga trifásica na linha de transmissão, evidenciando o valor médio e desvio padrão da função objetivo  $J$ . Nota-se que, em relação à Tabela 2, os valores da função são bem mais elevados do que os casos em que não há presença de fuga para todas as situações de erros aleatórios das PMUs. Tal fato evidencia que, através da avaliação dos valores de  $J$ , pode-se detectar a presença de fugas em linhas de

transmissão uma vez que os valores quando há presença de fuga são extremamente maiores do que os valores respectivos sem fuga.

Tabela 4 – Caso com fuga.

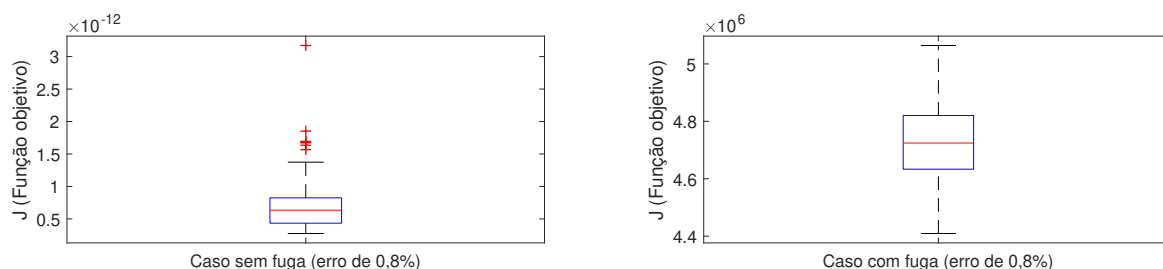
ERRO DA PMU (%)	$J_{medio}$	$\sigma_{test}$
$\pm 0,04$	$4,8157 \cdot 10^6$	$8,1188 \cdot 10^4$
$\pm 0,40$	$4,7902 \cdot 10^6$	$1,0234 \cdot 10^5$
$\pm 0,80$	$4,7271 \cdot 10^6$	$1,4734 \cdot 10^5$

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para comparar os valores da função objetivo sem e com fuga, estes são plotados na Figura 7 para os casos considerando erros das PMUs de 0,8% através de boxplots <sup>1</sup>.

São exibidos no lado esquerdo da figura os valores da função objetivo para o caso sem fuga. Nota-se que o valor da mediana das amostragens são muito pequenos, abaixo de  $10^{-11}$ . No lado direito da imagem, tem-se o respectivos valores de  $J$  para os casos com fuga, evidenciando que a mediana das amostragens são extremamente maiores, da ordem de  $10^6$ .

Figura 7 – Comparação entre os valores da função objetivo sem e com fuga.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Percebe-se um aumento considerável do valor da função objetivo quando há presença de fuga, sendo possível detectá-la de maneira prática. Além disso, através das análises dos boxplots, percebe-se que a medida em que o erro da PMU aumenta, é notado mais casos discrepantes (*outliers* estatísticos), o que também evidencia a existência de anomalias detectadas pelo estimador.

<sup>1</sup> Boxplots (ou gráficos de caixa) são formas de plotar distribuições estatísticas de uma certa amostra de dados em que é evidenciado a mediana da amostragem no centro de um diagrama de caixa, sendo possível analisar a dispersão de dados e possíveis casos discrepantes (ou *outliers* estatísticos).

#### 4.1.2 Etapa de Identificação

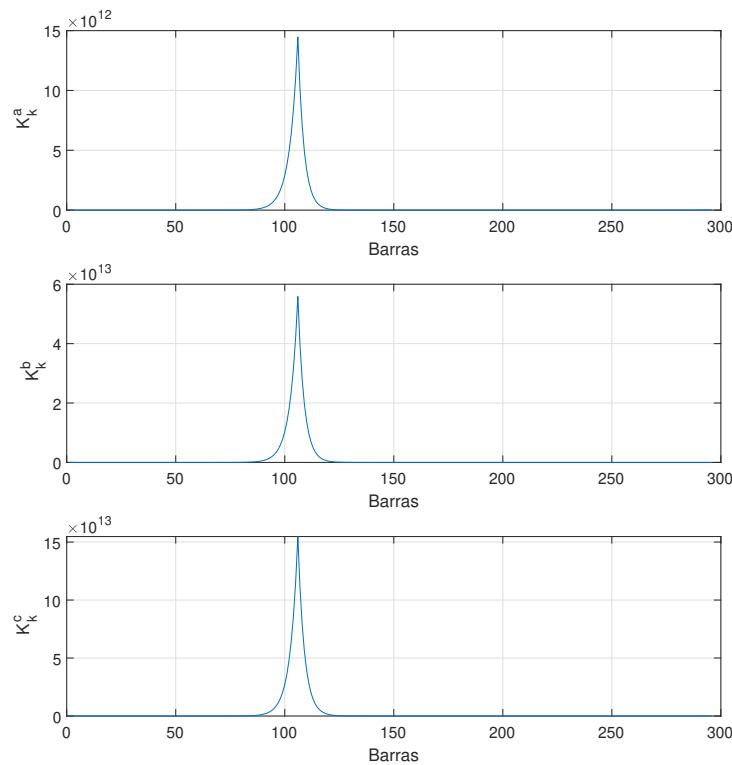
Conforme visto anteriormente, a etapa de identificação baseia-se nas diferenças de magnitudes e ângulos de tensão de cada barra  $k$  do sistema entre os valores correspondentes do fluxo de potência e do estimador de estados. Determina-se onde está localizada a fuga a partir dessas diferenças.

Entretanto, neste trabalho, um índice de sensibilidade foi proposto através da equação (3.14), reescrita aqui por conveniência e facilitação de leitura:

$$K_k^s = e^{\frac{1}{\eta} (|\hat{V}_k^s - V_k^{s,flow}| + |\hat{\theta}_k^s - \theta_k^{s,flow}|)}$$

Nota-se que o índice é calculado para cada barra e cada fase do sistema facilitando identificar a barra com fuga. Uma vez calculado o vetor  $\mathbf{K}^s$ , então é identificado o componente  $K_k^s$  de máximo valor. Na Figura 8, são apresentados os valores dos índices calculados para as fases  $a, b, c$  e todas as barras do sistema.

Figura 8 – Índices de sensibilidade das fases  $a, b, c$  para identificação da fuga.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nota-se que, a partir do índice calculado que a barra 108 é identificada como a barra em que há fuga, uma vez que o valor do índice de sensibilidade é maior para a mesma.

### 4.1.3 Etapa de Estimação

Conforme explicado no capítulo 3, a etapa de estimação relaxa os limites das restrições referentes à barra com fuga identificada na etapa anterior (barra 108, neste estudo de caso).

As estimativas dos valores de fuga são evidenciadas individualmente para a fase *a*, *b* e *c* nas Tabelas 5, 6 e 7 respectivamente. Nota-se que, como era de se esperar, os valores das estimativas da fuga são diretamente relacionados com os erros aleatórios das medições das PMUs de tal forma que, a medida em que o erro aleatório é maior, menos precisa é a estimação efetuada.

Entretanto, deve-se ressaltar que, em geral os erros aleatórios das PMUs são bem reduzidos. Tal fato atesta a favor da metodologia, validando-a para uso na prática.

O maior valor de erro de estimação foi de 5,5966% na fase *c* considerando o erro aleatório da PMU igual a 0,8%. Considerando que o valor da fuga em relação à carga atendida pela linha (120 MW) é bem menor, pode-se notar a eficiência do método proposto validando-o para este estudo de caso.

Tabela 5 – Valores estimados da magnitude da fuga para a fase *a* na barra 108.

ERRO DA PMU (%)	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
±0,04	200	199,788	0,1060
±0,40	200	194,031	2,9847
±0,80	200	196,976	1,5122

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 6 – Valores estimados da magnitude da fuga para a fase *b* na barra 108.

ERRO DA PMU (%)	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
±0,04	200	200,041	0,0207
±0,40	200	199,132	0,4339
±0,80	200	205,682	2,8411

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 7 – Valores estimados da magnitude da fuga para a fase *c* na barra 108.

ERRO DA PMU (%)	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
±0,04	200	200,365	0,1826
±0,40	200	201,668	0,8338
±0,80	200	188,807	5,5966

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Tabela 8, são mostrados os valores médios da função objetivo e seu desvio padrão após a etapa de estimação para uma amostragem de 100 casos simulados. Em comparação com

a Tabela 4, esses são muito menores do que os valores calculados quando há fuga no sistema, evidenciando que a estimação da fuga foi efetuada de maneira satisfatória.

Tabela 8 – Valores da função objetivo após a etapa de estimação.

ERRO DA PMU (%)	$J_{medio}$	$\sigma_{test}$
$\pm 0,04$	$6,7863 \cdot 10^{-20}$	$1,9753 \cdot 10^{-22}$
$\pm 0,40$	$6,7727 \cdot 10^{-20}$	$1,5029 \cdot 10^{-21}$
$\pm 0,80$	$6,7600 \cdot 10^{-20}$	$2,9863 \cdot 10^{-21}$

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

#### 4.1.4 Situações com diferentes condições de carga

O método proposto por esta dissertação foi submetido a testes exaustivos a fim de buscar sua validação em diferentes cenários. Para mostrar os principais resultados desta análise, esta subseção foi criada.

##### 4.1.4.1 Testes com condições de carga leve

Os testes nas subseções anteriores foram considerados para condição nominal da carga atendida pela linha. Nesta subseção são mostrados testes com condição de carga leve. A Tabela 9 mostra os valores de referência para esta subseção. Pode-se notar que foi considerada uma fuga trifásica na barra 108, com magnitude igual a 0,5% da condição de carga leve atendida pela linha, sendo esta uma carga trifásica de 60 MW. Portanto, tem-se um valor de fuga por fase de 100 kW.

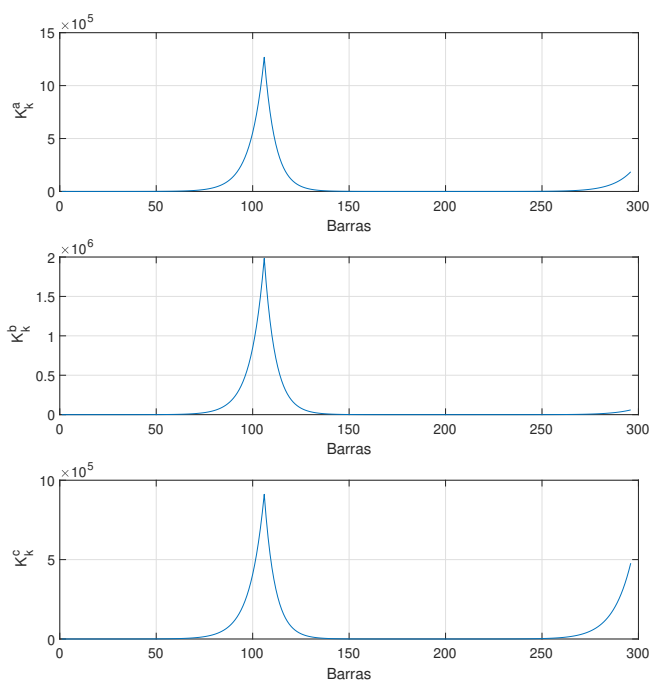
Tabela 9 – Valores de referência para as simulações de condição de carga leve com fuga na barra 108.

TIPO DE FUGA	MAGNITUDE	CARGA TOTAL TRIFÁSICA ATENDIDA	DIVISÃO DA LINHA	LOCALIZAÇÃO DA FUGA
Trifásica	300 kW	60 MW	300 barras	Barra 108

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 9 apresenta os índices  $K_k^s$  para cada fase em situação de carga leve com fuga trifásica na barra 108.

Figura 9 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação da fuga em situação de carga leve.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nota-se na Figura 9 que a fuga é devidamente identificada na barra 108.

A situação em questão considera um valor de  $\pm 0,8\%$  de erro aleatório do sistema de medição, as estimativas dos valores de fuga e os erros de estimação são evidenciados para as três fases na Tabela 10.

Tabela 10 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases *a*, *b* e *c* na barra 108 em situação de carga leve.

FASE	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
<i>a</i>	100	101,590	1,590
<i>b</i>	100	100,012	0,012
<i>c</i>	100	100,434	0,434

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

#### 4.1.4.2 Testes com condições de carga média

Nesta subseção são mostrados testes com condição de carga de média. A Tabela 11 mostra os valores de referência para esta subseção. Pode-se notar que foi considerada uma fuga trifásica na barra 108, com magnitude igual a 0,5% da condição de carga média atendida pela linha, sendo esta uma carga trifásica de 90 MW. Portanto, tem-se um valor de fuga igual a 150 kW por fase.

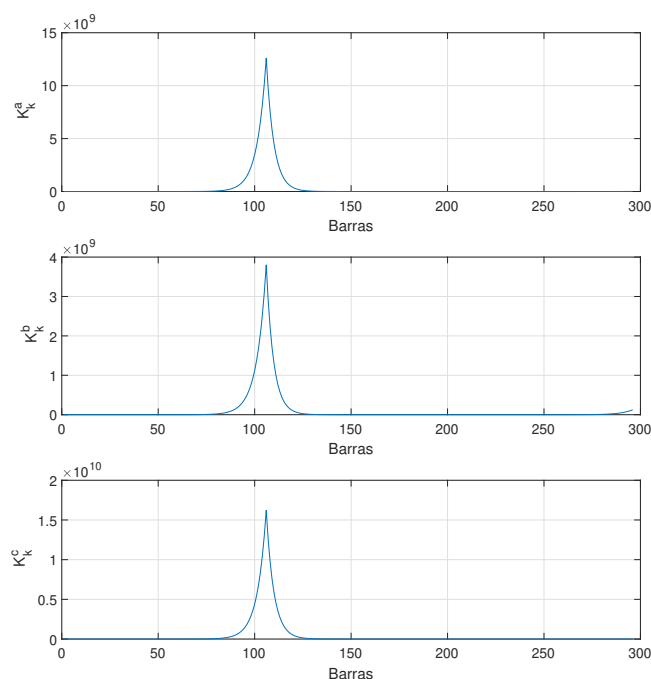
Tabela 11 – Valores de referência para as simulações de condição de carga média com fuga na barra 108.

TIPO DE FUGA	MAGNITUDE	CARGA TOTAL TRIFÁSICA ATENDIDA	DIVISÃO DA LINHA	LOCALIZAÇÃO DA FUGA
Trifásica	450 kW	90 MW	300 barras	Barra 108

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 10 apresenta os índices  $K_k^s$  para cada fase em situação de carga média com fuga trifásica na barra 108.

Figura 10 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação da fuga em situação de carga média.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nota-se na Figura 10 que a fuga é devidamente identificada na barra 108.

A Tabela 12 apresenta as estimativas dos valores de fuga e seus respectivos erros de estimação para as três fases considerando-se um valor de  $\pm 0,8\%$  de erro aleatório do sistema de medição.



Tabela 12 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases *a*, *b* e *c* na barra 108 em situação de carga média.

FASE	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
<i>a</i>	150	148,178	1,3031
<i>b</i>	150	145,178	3,2145
<i>c</i>	150	151,972	1,3149

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

#### 4.1.4.3 Testes com condições de carga pesada

Nesta subseção são mostrados testes com condição de carga de pesada. A Tabela 13 mostra os valores de referência para esta subseção. Pode-se notar que foi considerada uma fuga trifásica na barra 108, com magnitude igual a 0,5% da condição de carga leve atendida pela linha, sendo esta uma carga trifásica de 150 MW. Portanto, tem-se um valor de fuga igual a 250 kW por fase.

Tabela 13 – Valores de referência para as simulações de condição de carga pesada com fuga na barra 108.

TIPO DE FUGA	MAGNITUDE	CARGA TOTAL TRIFÁSICA ATENDIDA	DIVISÃO DA LINHA	LOCALIZAÇÃO DA FUGA
Trifásica	750 kW	150 MW	300 barras	Barra 108

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 11 apresenta os índices  $K_k^s$  para todas as fases na situação em questão.

Constata-se através Figura 11, que a fuga em questão é devidamente identificada na barra 108.

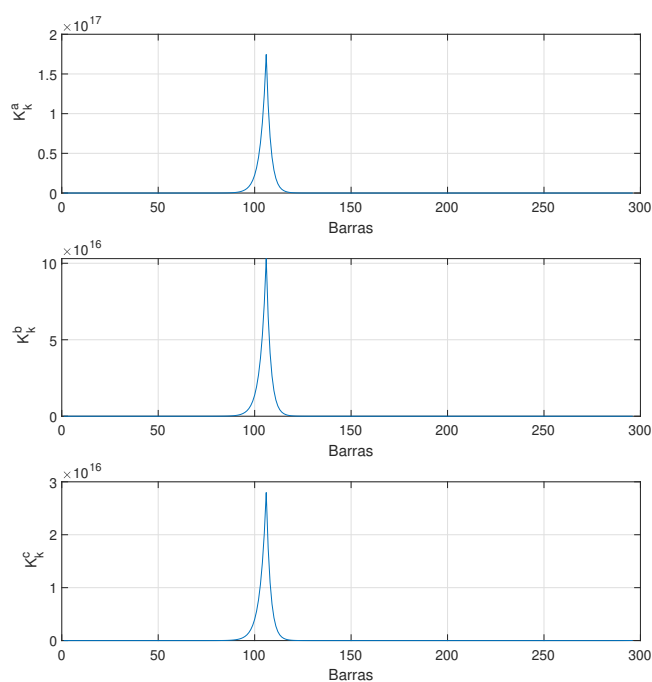
Considerando-se um valor de  $\pm 0,8\%$  de erro aleatório do sistema de medição, as estimativas dos valores de fuga e seus respectivos erros são evidenciados para as três fases na Tabela 14.

Tabela 14 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases *a*, *b* e *c* na barra 108 em situação de carga pesada.

FASE	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
<i>a</i>	250	256,138	2,4553
<i>b</i>	250	256,340	2,5359
<i>c</i>	250	252,729	1,0918

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 11 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação da fuga em situação de carga pesada.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

#### 4.2 FUGAS COM VALORES DIFERENTES EM CADA FASE

O intuito deste estudo de caso é verificar a versatilidade do método proposto e mostrar uma situação em que os três isoladores poderiam estar com a situação de fuga. Entretanto, com valores diferentes.

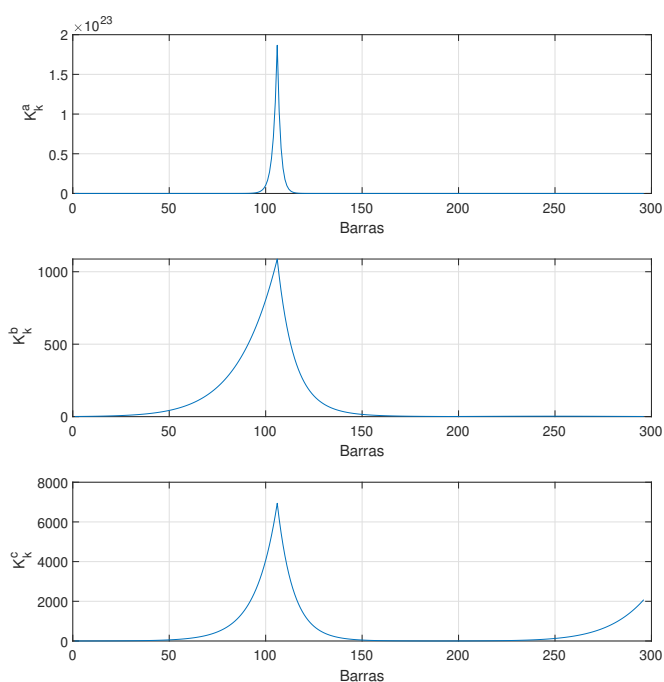
Neste estudo de caso, considera-se a existência de fuga nas três fases da barra 108. Entretanto, as magnitudes das fugas serão diferentes em cada fase. Assume-se a carga total trifásica atendida pela linha de transmissão igual 120 MW (40 MW por fase). Os seguintes valores são simulados:

- Na fase *a*, haverá uma fuga de 200 kW;
- Na fase *b*, haverá uma fuga de 180 kW;
- Na fase *c*, haverá uma fuga de 80 kW.

Os valores de erros aleatórios referentes ao sistema de medição é considerado igual a  $\pm 0,8\%$ .

A Figura 12 apresenta os índices  $K_k^s$  para todas as fases em uma situação com fugas de valores diferentes em cada fase na barra 108.

Figura 12 – Índices de sensibilidade para cada fase na situação de fuga com valores diferentes em cada fase.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Constata-se através Figura 12, que a fuga em questão é devidamente identificada na barra 108. Entretanto, nota-se que diferente das situações com fugas de mesmo valor em cada fase, nesta situação o índice de sensibilidade apresenta uma distribuição de valores diferente em cada fase, o que é plausível por serem fugas de valores diferentes.

Na Tabela 15 são mostrados os valores das magnitudes das fugas estimadas e seus respectivos erros de estimação. Percebe-se que, apesar da dificuldade inerente ao caso em se estimar todas as magnitudes em cada fase, o método proposto se mostra extremamente viável e eficiente no que se propõe.

Tabela 15 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases *a*, *b* e *c* na barra 108 em situação de fuga com valores diferentes em cada fase.

FASE	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO ESTIMAÇÃO (%)
<i>a</i>	200	202,008	1,0040
<i>b</i>	180	180,770	0,4278
<i>c</i>	80	80,255	0,3189

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

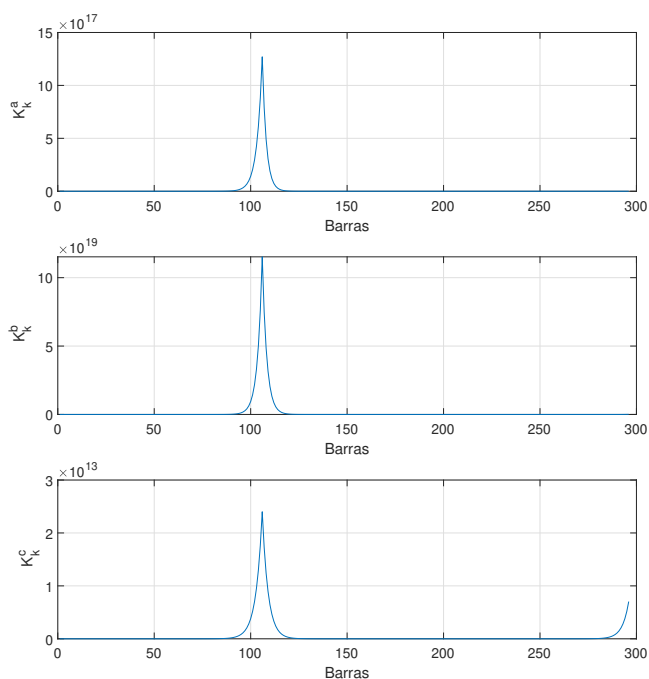
### 4.3 FUGA MONOFÁSICA

A mesma linha de transmissão é utilizada nas simulações desta seção, onde a carga total trifásica da linha ainda é mantida igual a 120 MW (40 MW por fase). Entretanto, nesta seção são apresentados dois casos com fuga monofásica, o primeiro com fuga na fase *a* e o segundo com fuga na fase *b*, ambos na barra 108.

#### 4.3.1 Fuga monofásica na fase *a*

Adota-se, para esta simulação, um valor de 200 kW de fuga na barra 108 ocorrendo na fase *a*. A Figura 13 apresenta os índices  $K_k^s$  para todas as fases no respectivo estudo de caso.

Figura 13 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação do local da fuga considerando fuga monofásica na fase *a*.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Pode-se perceber pela Figura 13 que o índice revela a barra em que há fuga. Portanto, a identificação da fase não é solucionada apenas através do índice proposto. Entretanto, uma vez que a barra defeituosa é corretamente identificada pelo algoritmo, as restrições relativas à mesma serão relaxas e, dessa forma, os valores respectivos de fuga na fase *a*, *b* e *c* serão estimadas pelo método de otimização formulado.

A situação desta subseção considera um valor de  $\pm 0,8\%$  de erro aleatório referente ao sistema de medição. As estimativas dos valores de fuga são evidenciadas para as fases *a*, *b* e *c* na Tabela 16.

Tabela 16 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases *a*, *b* e *c* na barra 108 com presença de fuga somente na fase *a*.

FASE	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
<i>a</i>	200	199,740	1,2980
<i>b</i>	0	1,317	-
<i>c</i>	0	0,202	-

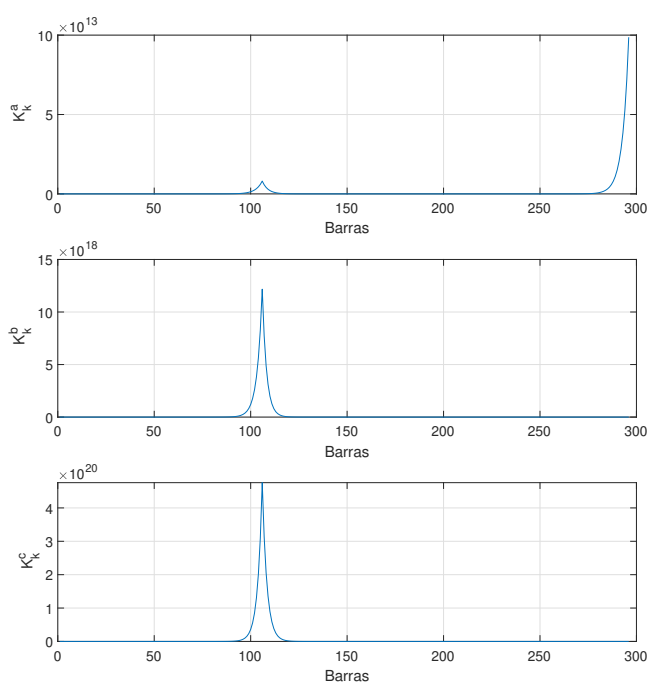
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nota-se que, apesar de o índice não revelar tão claramente a fase com fuga, o mesmo identifica a barra na qual existe o problema. O algoritmo de otimização determina com precisão satisfatória os valores de fuga em cada uma das fases (etapa de estimação).

#### 4.3.2 Fuga monofásica na fase *b*

Para esta simulação, adota-se um valor de 200 kW de fuga ocorrendo na fase *b* da barra 108. A Figura 14 apresenta os índices de identificação  $K_k^s$  calculados para todas as fases no respectivo estudo de caso.

Figura 14 – Índices de sensibilidade de cada fase para identificação do local da fuga considerando fuga monofásica na fase *b*.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

As estimativas dos valores de fuga são evidenciadas para as fases *a*, *b* e *c* na Tabela 17,

ressalta-se que a situação desta subseção também considera um valor de  $\pm 0,8\%$  de erro aleatório referente ao sistema de medição.

Tabela 17 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases *a*, *b* e *c* na barra 108 com presença de fuga somente na fase *b*.

FASE	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
<i>a</i>	0	0,9479	-
<i>b</i>	200	202,6400	1,320
<i>c</i>	0	1,3399	-

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nota-se, a partir da Figura 14 que apesar de o índice não revelar tão claramente a fase com fuga, o mesmo identifica a barra na qual existe o problema. Já através da Tabela 17 fica evidente que o algoritmo de otimização (etapa de estimação) determina com precisão satisfatória os valores de fuga em cada uma das fases.

#### 4.4 ANÁLISES COMPLEMENTARES

Apesar de na seção 4.1 ter sido evidenciado um estudo de caso para uma fuga trifásica na barra 108, foram simuladas diversas situações considerando outras localizações das fugas. Sendo assim, as análises complementares apresentadas nas seguintes subseções abrangem o tempo computacional e outras localizações das fugas.

##### 4.4.1 Análise do tempo computacional

Na Tabela 18 são mostrados os valores médios dos tempos computacionais gastos pelo método proposto até a etapa de identificação e até a etapa de estimação da fuga. Nota-se que, quando há presença de fuga, o algoritmo demanda maior esforço computacional uma vez que, ao encostar nos limites das restrições do problema de otimização, o algoritmo de otimização demora mais tempo para convergir (além de convergir pelo número máximo de iterações igual  $30^2$ ).

Nota-se que o método de estimação do estados é executado em menos de 25 segundos, sendo uma solução não apenas para identificar fugas mas para monitorar continuamente as tensões em todos os pontos notáveis da linha de transmissão em tempo real.

Além disso, mesmo considerando a situação de fuga, o algoritmo determina a resposta das estimativas da fuga em um intervalo de tempo muito reduzido, sendo extremamente vantajoso para utilização na prática.

<sup>2</sup> Este parâmetro é ajustado pelo método de pontos interiores descrito no Apêndice A.

Tabela 18 – Análise de tempo computacional.

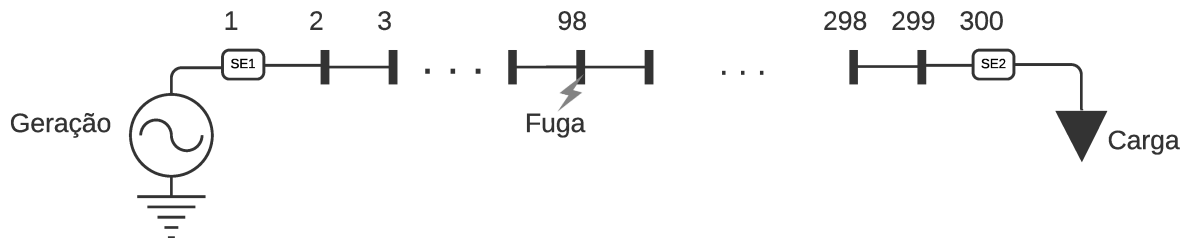
Etapa	Sem fuga	Com fuga
Até a identificação	-	50,06 s
Até a estimação	24,98 s	79,14 s

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

#### 4.4.2 Variação da localização da fuga

Supondo o erro aleatório de  $\pm 0,8\%$  referente ao sistema de medição, uma fuga trifásica na barra 98, como mostrado pela Figura 15, os resultados das estimativas são mostrados na Tabela 19 supondo uma fuga de 200 kW em cada fase da barra em questão.

Figura 15 – Diagrama unifilar representando o estudo de caso com fuga na barra 98.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os índices de sensibilidade são mostrados na Figura 16. Pode-se perceber que a barra em que há fuga foi corretamente identificada.

Tabela 19 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases *a*, *b* e *c* na barra 98.

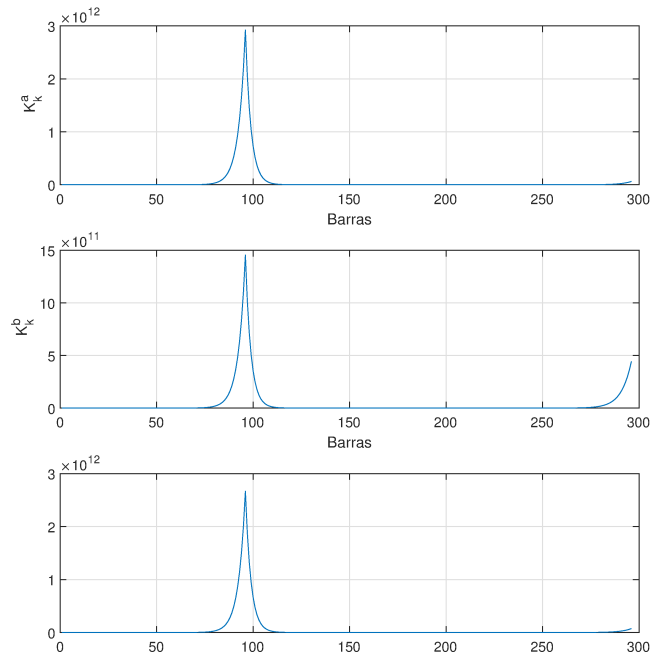
FASE	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
<i>a</i>	200	198,4509	0,7746
<i>b</i>	200	202,1230	1,0615
<i>c</i>	200	199,8609	0,0695

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Supondo uma fuga trifásica localizada na barra 246, conforme ilustrado na Figura 17, tem-se os resultados exibidos na Tabela 20, evidenciando as mesmas conclusões referentes aos erros de estimação e magnitudes de fuga.

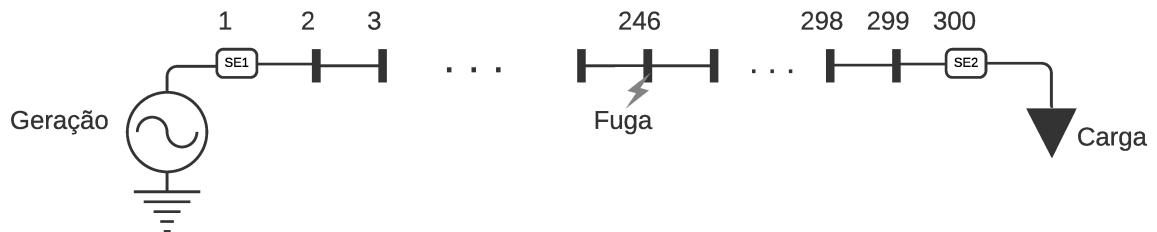
Os índices de sensibilidade são apresentados na Figura 18. Pode-se constatar que a barra em que existe fuga foi identificada, possuindo o índice máximo apresentado nas figuras.

Figura 16 – Índices de sensibilidade para cada fase considerando fuga na barra 98.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 17 – Diagrama unifilar representando o estudo de caso com fuga na barra 246.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

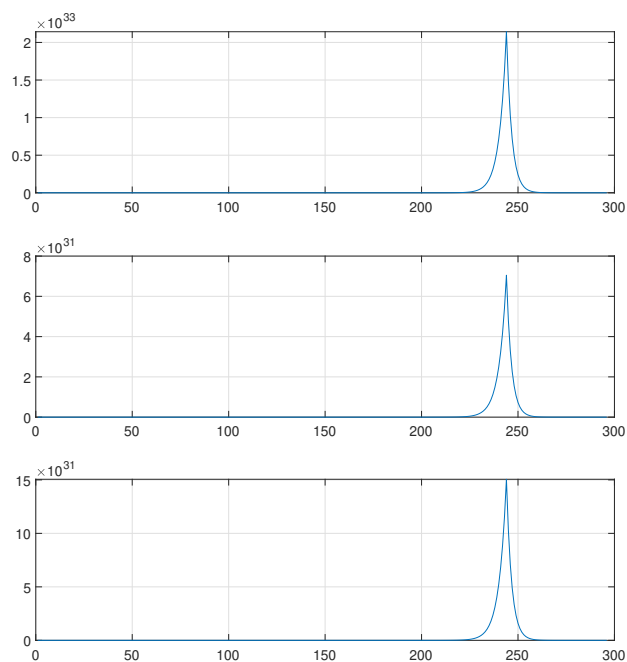
Tabela 20 – Valores estimados da magnitude da fuga para as fases *a*, *b* e *c* na barra 246.

FASE	VALOR VERDADEIRO (kW)	VALOR ESTIMADO (kW)	ERRO DE ESTIMAÇÃO (%)
<i>a</i>	200	197,0865	1,4568
<i>b</i>	200	198,1972	0,9014
<i>c</i>	200	199,8609	0,0696

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.



Figura 18 – Índices de sensibilidade para cada fase considerando fuga na barra 246.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

#### 4.4.3 Situação de um problema regional

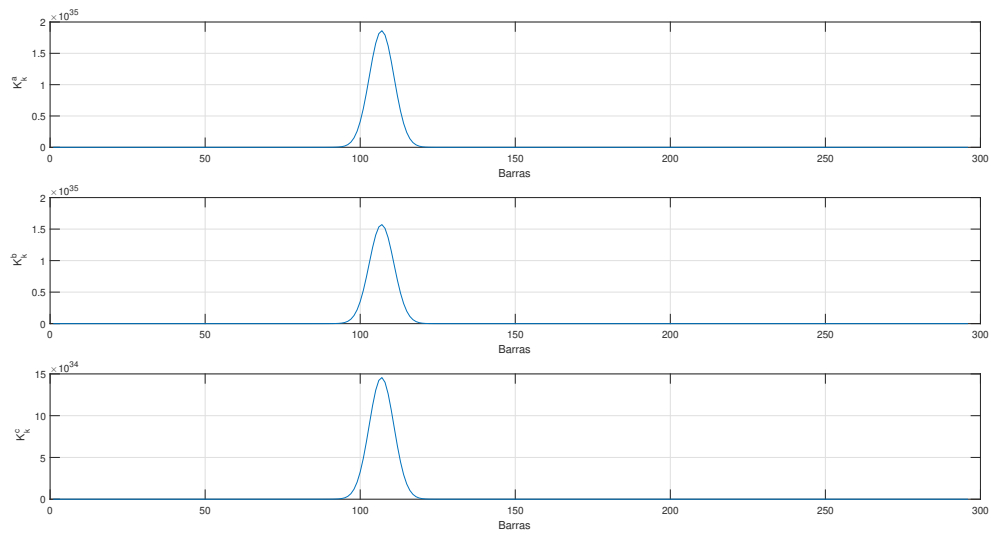
Supondo um problema em uma determinada área, que afete várias torres daquela região, como por exemplo, em uma região agrícola que produz sujeira que depositem nos isoladores e assim permita uma possibilidade de fuga nas torres dessa determinada área, foi proposta a simulação a seguir.

Portanto, o intuito desse estudo de caso é avaliar o resultado para uma situação onde determinadas torres em sequência tem fugas nos seus isoladores.

Neste estudo de caso, considera-se a existência de fuga nas três fases das barras 98 até 122. Assume-se a carga total trifásica atendida pela linha de transmissão igual a 120 MW e 30 Mvar (40 MW e 10 Mvar por fase). O erro aleatório considerado para a PMU foi igual a  $\pm 0,8\%$ .

Os índices de sensibilidade são apresentados na Figura 19. Pode-se constatar que as barras em que existem fuga foram identificadas, possuindo os índices daquela região significativamente maiores do que as que não tem presença de fuga, como apresentado na figura. Nota-se que por essa situação possuir as torres de uma determinada região com presenças de fugas, tal fato muda a característica da curva que representa o índice de sensibilidade em relação a situações que tenham somente uma ou duas torres com problema, já exemplificado em seções anteriores.

Figura 19 – Índices de sensibilidade para cada fase considerando fuga nas barras 98 a 122.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 5.1 CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma nova metodologia para detectar fugas em linhas de transmissão, identificar a sua localização e estimar a magnitude da mesma a partir da utilização de estimação de estados.

A partir de uma analogia com a operação de um alimentador trifásico de distribuição com topologia radial, uma linha de transmissão foi dividida em várias seções PI determinadas a partir de um certo número de vãos. PMUs foram consideradas nas extremidades da linha (barra de carga e geração) sendo as demais torres não monitoradas modeladas como barras de passagem (barras de injeção de potência nula).

A partir do algoritmo proposto, conclui-se que:

- A etapa de detecção foi efetuada de maneira satisfatória a partir da análise estatística dos valores da função objetivo ( $J$ ). Quando não há fuga na linha, este valor é extremamente inferior ao valor correspondente quando há fuga;
- A partir de comparação com os valores de magnitude de tensão e ângulo do fluxo de potência, o estimador de estados permite identificar com precisão a localização da fuga. Ou seja, é possível determinar em qual barra (em qual torre) e em qual fase há fuga. Para identificar a barra em que o problema existe, um índice de sensibilidade foi proposto;
- A estimação da fuga é realizada de maneira satisfatória, permitindo alcançar erros extremamente reduzidos, evidenciando que o método leva a resultados com alta acurácia;
- Os erros de estimação do valor da potência da fuga tanto quanto as etapas de detecção e identificação são afetados pelos erros aleatórios advindos das medições das PMUs, conforme explorado na seção de resultados;
- Fugas trifásicas e monofásicas foram detectadas, identificadas e estimadas com bons resultados. Além disso uma situação em que fugas com magnitudes diferentes em cada fase é considerada mostrando a versatilidade e eficiência do método proposto;
- O algoritmo serve não apenas para a identificação de fugas mas também para monitoramento em tempo real de tensões em torres não monitoradas de uma linha de transmissão;
- O tempo computacional se mostra extremamente vantajoso, permitindo obtenção de resultados para aplicações em tempo real.

## 5.2 TRABALHOS FUTUROS

Destaca-se como trabalhos futuros a serem realizados:

- Testes da metodologia proposta com dados reais, onde se pode monitorar a fuga em isoladores bem como outros tipos de perdas inerente à operação da linha de transmissão;
- Considerar situações de linhas de transmissão com presença de mais de uma fuga de energia elétrica ao mesmo tempo;
- Analisar de maneira mais aprofundada os erros inseridos nos equipamentos de medição (PMUs);
- Propor formas eficazes para elaboração de rotinas de manutenções preventivas e preditivas para a solução de problemas em isoladores;
- Testar a metodologia proposta em linhas longas, com um número maior de torres.

## REFERÊNCIAS

- [1] ABUR, Ali; EXPOSITO, Antonio Gomez. **Power system state estimation: theory and implementation**. CRC press, 2004.
- [2] ALVES, Guilherme O. et al. Distribution system state estimation using phasor measurement units. *In: IEEE 2016 10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*. 2016. p. 132–137.
- [3] AMINIFAR, Farrokh et al. Contingency-constrained PMU placement in power networks. **Power Systems, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 25, n. 1, p. 516-523, 2010.
- [4] ANTUNES, Matheus Pereira et al. Voltage Sag Detection Methods based on Synchronized Phasor Measurements using RTDS. *In: IEEE. 2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*. 2017. p. 180–185.
- [5] BARAN, Mesut E; KELLEY, Arthur W. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 10, n. 1, p. 483–491, 1995.
- [6] BARAN, Mesut E; KELLEY, Arthur W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1601–1609, 1994.
- [7] FETZER, Erwin Enrique; ANDERSON, PM. Observability in the state estimation of power systems. **IEEE transactions on power Apparatus and Systems**, IEEE, v. 94, n. 6, p. 1981–1988, 1975.
- [8] FIERRO-CHAVEZ, JL; RAMIREZ-VAZQUEZ, I; MONTOYA-TENA, G. On-line leakage current monitoring of 400 kV insulator strings in polluted areas. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 143, n. 6, p. 560–564, 1996.
- [9] FUCHS, Rubens Dario. **Transmissao de energia eletrica: linhas aereas; teorias das linhas em regime permanente**. Livros Tecnicos e Cientificos, 1979.
- [10] GARCIA, Paulo Augusto Nepomuceno. **Cálculo do Fluxo de Potência Trifásico em Sistemas de Distribuição Incluindo a Representação de Dispositivos de Controle**. 2001. Tese (Doutorado) - COPPE–Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [11] KANASHIRO, Arnaldo Gakiya; BURANI, Geraldo Francisco. Leakage current monitoring of insulators exposed to marine and industrial pollution. *In: IEEE. CONFERENCE Record of the 1996 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. 1996. v. 1, p. 271–274.
- [12] KANSAL, Prashant; BOSE, Anjan. Bandwidth and latency requirements for smart transmission grid applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEE, v. 3, n. 3, p. 1344–1352, 2012.
- [13] KHALEL, Saraa I; RAHMAT, Mohd Fadli; MUSTAFA, Mohd Wazir Bin. Sensoring Leakage Current to Predict Pollution Levels to Improve Transmission Line Model via ANN. **International Journal of Electrical and Computer Engineering**, IAES Institute of Advanced Engineering and Science, v. 7, n. 1, p. 68, 2017.

- [14] KUMAR, Surender; SONI, MK; JAIN, DK. Power Quality Monitoring using PMU. **International Journal of Computer Applications**, v. 135, n. 7, p. 1–5, 2016.
- [15] MARTIN, Kenneth E. Synchrophasor Measurements under the IEEE Standard C37. 118.1-2011 with amendment C37. 118.1 a. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 30, n. 3, p. 1514–1522, 2015.
- [16] MELO, Igor Delgado. **Estimação de estado harmônico para sistemas radiais de distribuição usando medição fasorial sincronizada**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2015.
- [17] MELO, Igor Delgado. **Estimação estática de estados harmônicos em redes trifásicas de distribuição monitoradas por PMUs: uma abordagem considerando curvas diárias de carga**. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2018.
- [18] MELO, Igor D et al. Harmonic state estimation for distribution networks using phasor measurement units. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 147, p. 133–144, 2017.
- [19] MONTICELLI, Alcir. Fast decoupled state estimator. *In: STATE Estimation in Electric Power Systems*, Springer, 1999, p. 313–342.
- [20] MONTICELLI, Alcir. Electric power system state estimation. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 88, n. 2, p. 262–282, 2000.
- [21] MONTOYA, Gerardo; RAMIREZ, Isaias; MONTOYA, JI. Correlation among ESDD, NSDD and leakage current in distribution insulators. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 151, n. 3, p. 334–340, 2004.
- [22] OLIVEIRA, Bráulio César de. **Estimação de estados em sistemas de distribuição: uma abordagem trifásica e descentralizada**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2016.
- [23] OLIVEIRA, Bráulio César de et al. Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 160, p. 327–336, 2018.
- [24] OLIVEIRA, Edimar J et al. An optimal power flow based on safety barrier interior point method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 64, p. 977–985, 2015.
- [25] OLIVEIRA, Sergio Campello; FONTANA, Eduardo; MELO, Fernando Jose do Monte de et al. Leakage current activity on glass-type insulators of overhead transmission lines in the northeast region of Brazil. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 24, n. 2, p. 822–827, 2009.
- [26] PARASHAR, Manu; THORP, James S; SEYLER, Charles E. Continuum modeling of electromechanical dynamics in large-scale power systems. **Circuits and Systems I: Regular Papers, IEEE Transactions on**, IEEE, v. 51, n. 9, p. 1848–1858, 2004.
- [27] PERES, Wesley et al. Branch current based state estimation: Equality-constrained wls and augmented matrix approaches. *In: ANAIS do XX Congresso Brasileiro de Automática*. 2014. p. 3198–3205.

- [28] PHADKE, AG; THORP, JS et al. Recent developments in state estimation with phasor measurements. *In: IEEE. 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. 2009. p.1–7.*
- [29] PHADKE, Arun G. Synchronized phasor measurements-a historical overview. *In: IEEE. TRANSMISSION and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES. 2002. v. 1, p. 476–479.*
- [30] PHADKE, Arun G; THORP, John Samuel. **Synchronized phasor measurements and their applications** Springer Science & Business Media, 2008.
- [31] PRIMADIANTO, Anggoro; LU, Chan-Nan. A review on distribution system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 32, n. 5, p. 3875–3883, 2016.
- [32] PYLARINOS, Dionisios; SIDERAKIS, Kiriakos; PYRGIOTI, Eleftheria. Measuring and analyzing leakage current for outdoor insulators and specimens. **Rev. Adv. Mater. Sci.**, v. 29, n. 11, p. 31–53, 2011.
- [33] QUEIRÓS, José Pedro Martinho. **Análise comparativa do comportamento dielétrico dos isoladores compósitos com isoladores em materiais convencionais.** Dissertação de Mestrado, Universidade do Porto, 2013.
- [34] SCHWEPPE, Fred C. Power system static-state estimation, Part III: Implementation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n.1, p 130–135, 1970.
- [35] SCHWEPPE, Fred C; HANDSCHIN, Edmund J. Static state estimation in electric power systems. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 62, n. 7, p. 972–982, 1974.
- [36] SCHWEPPE, Fred C; ROM, Douglas B. Power system static-state estimation, Part II: Approximate model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n.1, p 125–130, 1970.
- [37] SCHWEPPE, Fred C; WILDES, J. Power system static-state estimation, Part I: Exact model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, IEEE, n. 1, p. 120–125, 1970.
- [38] SINGH, Harmohan; ALVARADO, Fernando L. Weighted least absolute value state estimation using interior point methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1478–1484, 1994.
- [39] TREVISAN, Felipe. **Validação de parâmetros de modelos de unidades geradoras usando dados de medição sincronizada de fasores.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.
- [40] VELÁSQUEZ, Ricardo Manuel Arias; LARA, Jennifer Vanessa Mejia. The need of creating a new nominal creepage distance in accordance with heaviest pollution 500 kV overhead line insulators. **Engineering Failure Analysis**. Elsevier, v. 86, p. 21–32, 2018.
- [41] WERNECK, Marcelo Martins et al. Detection and monitoring of leakage currents in power transmission insulators. **IEEE sensors journal**, IEEE, v. 15, n. 3, p. 1338-1345, 2014.

- [42] YOUSSEF, M; EL-ALAYLY, AA. Remote monitoring of surface current over insulators. *In: IEEE, 2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No. 01CH37294). 2001, v. 1, p. 113-116.*
- [43] ZHOU, Ming et al. An alternative for including phasor measurements in state estimators. **IEEE transactions on power systems.** IEEE, v. 21, n. 4, p. 1930–1937, 2006.



## APÊNDICE A – *Algoritmo de Resolução (SFTB - IPM)*

No problema de otimização formulado na subseção 3.2.3, o método de resolução é o Método de Pontos Interiores com Barreira de Segurança Modificado (*Safety Barrier Interior Point Method* - SFTB - IPM), o qual foi apresentado na referência Oliveira (2016) a partir de uma modificação do método proposto em Edimar J Oliveira et al. (2015).

Na referência Edimar J Oliveira et al. (2015), é apresentado um método para resolução de problemas de otimização não-lineares com fundamento em uma função barreira modificada pela inserção de um parâmetro denominado barreira de segurança para o Método de Pontos Interiores (MPI) clássico utilizado para resolver um fluxo de potência ótimo. Esse novo parâmetro elimina os problemas existentes da proximidade das variáveis com a fronteira, melhorando a solução numérica. Esta característica reduz o número de iterações e melhora a qualidade da solução mesmo para sistemas com elevado número de restrições e variáveis ativas na fronteira da região viável (OLIVEIRA, 2016).

O SFTB - IPM é formulado usando a mesma estrutura do MPI clássico, apresentado a seguir. Um problema de otimização não-linear com restrições pode ser formulado conforme as equações (A.1), (A.2) e (A.3).

$$\min f(\hat{\mathbf{x}}) \tag{A.1}$$

sujeito a:

$$h(\hat{\mathbf{x}}) = 0 \tag{A.2}$$

$$\mathbf{l} \leq \hat{\mathbf{x}} \leq \mathbf{u} \tag{A.3}$$

onde:

- $\hat{\mathbf{x}}$  é o vetor das variáveis do problema de otimização;
- $f(\hat{\mathbf{x}})$  é a função objetivo em função de  $\hat{\mathbf{x}}$ ;
- $h$  denota as restrições de igualdade;
- $\mathbf{l}$  é o limite inferior de  $\hat{\mathbf{x}}$ ;
- $\mathbf{u}$  é o limite superior de  $\hat{\mathbf{x}}$ .

As restrições de desigualdade são transformadas em restrições de igualdade conforme as equações (A.6) e (A.7) através da inclusão das variáveis de folga  $\mathbf{s}_l$  e  $\mathbf{s}_u$  (OLIVEIRA, 2016).

$$\min f(\hat{\mathbf{x}}) \tag{A.4}$$

sujeito a:

$$h(\hat{\mathbf{x}}) = 0 \quad (\text{A.5})$$

$$\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{s}_l = \mathbf{l} \quad (\text{A.6})$$

$$\hat{\mathbf{x}} + \mathbf{s}_u = \mathbf{u} \quad (\text{A.7})$$

$$\mathbf{s}_l \geq 0 \quad (\text{A.8})$$

$$\mathbf{s}_u \geq 0 \quad (\text{A.9})$$

onde  $\mathbf{s}_l$  é a variável de folga associada com o limite inferior  $\mathbf{l}$  e  $\mathbf{s}_u$  a variável de folga associada com o limite superior  $\mathbf{u}$ .

As restrições presentes nas equações (A.8) e (A.9) são eliminadas pela adição da função barreira logarítmica na função objetivo, como apresentado na equação (A.10). Como consequência, as restrições presentes nas equações (A.8) e (A.9) são substituídas pelas restrições apresentadas nas equações (A.14) e (A.15), o que significa que as variáveis  $\mathbf{s}_l$  e  $\mathbf{s}_u$  têm que ser maior que zero e as variáveis  $\hat{\mathbf{x}}$  nunca podem assumir valores na fronteira.

$$\min f(\hat{\mathbf{x}}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{l,j}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{u,j}) \quad (\text{A.10})$$

sujeito a:

$$h(\hat{\mathbf{x}}) = 0 \quad (\text{A.11})$$

$$\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{s}_l = \mathbf{l} \quad (\text{A.12})$$

$$\hat{\mathbf{x}} + \mathbf{s}_u = \mathbf{u} \quad (\text{A.13})$$

$$\mathbf{s}_l > 0 \quad (\text{A.14})$$

$$\mathbf{s}_u > 0 \quad (\text{A.15})$$

onde  $n$  é o número de variáveis do problema de otimização original e  $\mu$  é o parâmetro barreira que inicialmente assume um determinado valor maior do que zero,  $\mu_0$ , e no final do processo iterativo deve estar próximo de zero.

O SFTB-IPM é formulado usando a mesma estrutura do MPI clássico, entretanto com algumas modificações. O parâmetro de barreira de segurança  $\delta$  é introduzido em (A.10), como apresentado na equação (A.16). Esse parâmetro é sempre positivo com um valor inicialmente definido ( $\delta > 0$ ). Em seguida, o novo problema de otimização é reescrito como:

$$\min f(\hat{\mathbf{x}}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{l,j} + \delta) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{u,j} + \delta) \quad (\text{A.16})$$

sujeito a:

$$h(\hat{\mathbf{x}}) = 0 \quad (\text{A.17})$$

$$\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{s}_l = \mathbf{l} \quad (\text{A.18})$$

$$\hat{\mathbf{x}} + \mathbf{s}_u = \mathbf{u} \quad (\text{A.19})$$

$$\mathbf{s}_l \geq 0 \quad (\text{A.20})$$

$$\mathbf{s}_u \geq 0 \quad (\text{A.21})$$

$$\delta > 0 \quad (\text{A.22})$$

Nesta formulação,  $\delta$  assegura a eliminação de problemas de proximidade da fronteira e as restrições das equações (A.14) e (A.15) são modificadas pelas equações (A.20) e (A.21), permitindo que as variáveis de folga  $\mathbf{s}_l$  e  $\mathbf{s}_u$  possam assumir valores iguais a zero. As variáveis  $\hat{\mathbf{x}}$  podem assumir valores exatos nos seus limites ( $\mathbf{l}$  ou  $\mathbf{u}$ ) podendo assim encontrar a solução ótima do problema de otimização como pode ser visto nas equações (A.18) e (A.19).

A função Lagrangeana é definida na equação (A.23).

$$L = f(\hat{\mathbf{x}}) - \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(\hat{x}) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{u,j} + \delta) - \mu \sum_{j=1}^n \ln(s_{l,j} + \delta) - \sum_{j=1}^n \pi_{u,j}(\hat{x}_j + s_{u,j} - u_j) - \sum_{j=1}^n \pi_{l,j}(\hat{x}_j - s_{l,j} - l_j) \quad (\text{A.23})$$

onde:

- $m$  é o número de restrições de igualdade;
- $\lambda$  é o vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de igualdade;
- $\pi_u$  é o vetor dos multiplicadores de Lagrange associado ao limite superior das variáveis;
- $\pi_l$  é o vetor dos multiplicadores de Lagrange associado ao limite inferior das variáveis.

As condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker para o problema de otimização, associado com o método de Newton-Raphson resulta em:

$$\begin{bmatrix} H_{\hat{\mathbf{x}}} & -J^t \\ -J & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \hat{\mathbf{x}} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} G_{\hat{\mathbf{x}}} \\ h(\hat{\mathbf{x}}) \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

onde:

$$H_{\hat{\mathbf{x}}} = w(\hat{\mathbf{x}}, \lambda) + \sum_j \left( \frac{\mu}{(s_{l,j} + \delta)^2} + \frac{\mu}{(s_{u,j} + \delta)^2} \right) \quad (\text{A.25})$$

$$w(\hat{\mathbf{x}}, \lambda) = \nabla_{\hat{\mathbf{x}}}^2 f(\hat{\mathbf{x}}) - \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla_{\hat{\mathbf{x}}}^2 h(\hat{x}) \quad (\text{A.26})$$

$$\mathbf{G}_{\hat{\mathbf{x}}} = r(\hat{\mathbf{x}}, \lambda) + \sum_j \left( \frac{\mu}{s_{l,j} + \delta} - \frac{\mu}{s_{u,j} + \delta} \right) \quad (\text{A.27})$$

$$r(\hat{\mathbf{x}}, \lambda) = -\nabla_{\hat{\mathbf{x}}} f(\hat{\mathbf{x}}) + \nabla_{\hat{\mathbf{x}}} h(\hat{\mathbf{x}})^t \lambda \quad (\text{A.28})$$

- $H_{\hat{\mathbf{x}}}$  é a Matriz Hessiana da função Lagrangeana em função das variáveis  $\hat{\mathbf{x}}$ ;
- $\mathbf{J}$  é a Matriz Jacobiana de  $h(\hat{\mathbf{x}})$ ;
- $\mathbf{G}_{\hat{\mathbf{x}}}$  é o Vetor Gradiente das variáveis  $\hat{\mathbf{x}}$ .

As Equações (A.25) e (A.27) mostram as contribuições do parâmetro barreira, das variáveis de folga e do parâmetro barreira de segurança aos elementos diagonais de  $\mathbf{H}_{\hat{\mathbf{x}}}$  e  $\mathbf{G}_{\hat{\mathbf{x}}}$ . Quando as variáveis de folga assumem valores iguais a zero,  $\mathbf{H}_{\hat{\mathbf{x}}}$  e  $\mathbf{G}_{\hat{\mathbf{x}}}$  são dependentes de  $\delta$ . A partir desta formulação, a convergência do processo é controlada pelo parâmetro barreira de segurança  $\delta$  em vez de  $\mathbf{s}_l$  e  $\mathbf{s}_u$  na formulação tradicional do MPI. Assim, as variáveis de folga podem assumir qualquer valor numérico de acordo com as Equações (A.18) e (A.19).

Resolvendo o sistema apresentado na Equação (A.24) obtém-se  $\delta \hat{\mathbf{x}}$  e  $\delta \lambda$ , que representam o passo de atualização das variáveis do problema e dos multiplicadores de Lagrange respectivamente. Os demais passos de atualização  $\Delta \mathbf{s}_u$ ,  $\Delta \mathbf{s}_l$ ,  $\Delta \pi_u$ ,  $\Delta \pi_l$  são obtidos conforme Equações (A.29), (A.30), (A.31) e (A.32).

$$\Delta \hat{\mathbf{x}} - \Delta \mathbf{s}_l = 0 \quad (\text{A.29})$$

$$\Delta \hat{\mathbf{x}} + \Delta \mathbf{s}_u = 0 \quad (\text{A.30})$$

$$\Delta \pi_{l,j} = -\frac{\mu}{(s_{l,j} + \delta)^2} \Delta \hat{x}_j + \frac{\mu}{s_{l,j} + \delta} - \pi_{l,j} \quad (\text{A.31})$$

$$\Delta \pi_{u,j} = -\frac{\mu}{(s_{u,j} + \delta)^2} \Delta \hat{x}_j + \frac{\mu}{s_{u,j} + \delta} - \pi_{u,j} \quad (\text{A.32})$$

O comprimento do passo de atualização das variáveis primais  $\alpha_p$  e duais  $\alpha_d$  são calculados conforme Equações (A.33) e (A.34), elas são utilizadas para preservar a positividade de  $\mathbf{s}_l$  e  $\mathbf{s}_u$ , bem como o sinal apropriado de  $\pi_l$  que deve ser sempre maior que zero e  $\pi_u$ , que deve ser sempre menor que zero.

$$\alpha_p = \min \left\{ \min_{\Delta s_{l,j} < 0} \frac{s_{l,j}}{|\Delta s_{l,j}|}, \min_{\Delta s_{u,j} < 0} \frac{s_{u,j}}{|\Delta s_{u,j}|}, 1 \right\} \quad (\text{A.33})$$

$$\alpha_d = \min \left\{ \min_{\Delta\pi_{l,j}>0} \frac{\pi_{l,j}}{|\Delta\pi_{l,j}|}, \min_{\Delta\pi_{u,j}>0} \frac{-\pi_{u,j}}{|\Delta\pi_{u,j}|}, 1 \right\} \quad (\text{A.34})$$

As variáveis do problema de otimização são atualizadas conforme as Equações (A.36), (A.37), (A.38), (A.39) e (A.40).

$$\hat{\mathbf{x}} = \hat{\mathbf{x}} + \alpha_p \Delta \hat{\mathbf{x}} \quad (\text{A.35})$$

$$\mathbf{s}_l = \mathbf{s}_l + \alpha_p \Delta \mathbf{s}_l \quad (\text{A.36})$$

$$\mathbf{s}_u = \mathbf{s}_u + \alpha_p \Delta \mathbf{s}_u \quad (\text{A.37})$$

$$\lambda = \lambda + \alpha_d \Delta \lambda \quad (\text{A.38})$$

$$\pi_l = \pi_l + \alpha_d \Delta \pi_l \quad (\text{A.39})$$

$$\pi_u = \pi_u + \alpha_d \Delta \pi_u \quad (\text{A.40})$$

O parâmetro barreira  $\mu$  é atualizado durante o processo iterativo de Newton-Raphson considerando o *gap* de dualidade *GAP* conforme as Equações (A.41) e (A.42). O parâmetro  $\beta$  é introduzido para controlar o decaimento de  $\mu$  para melhorar o processo de convergência.

$$\mu = \beta \frac{GAP + \delta \sum_{j=1}^n [\pi_{l,j} - \pi_{u,j}]}{2n} \quad (\text{A.41})$$

onde:

$$GAP = \sum_{j=1}^n (s_{l,j} \pi_{l,j} - s_{u,j} \pi_{u,j}) \quad (\text{A.42})$$

Durante o processo iterativo o parâmetro barreira de segurança  $\delta$  é reduzido a cada iteração por um fator de redução  $\tau$  que é definido inicialmente para fazer a barreira de segurança diminuir suavemente e acelerar o processo de convergência, conforme a Equação (A.43).

$$\delta_{it+1} = \tau \delta_{it} \quad (\text{A.43})$$

onde "it" é o contador de iterações.

O método SFTB - IPM descrito anteriormente foi implementado em Matlab exclusivamente para a resolução do problema de estimação estática de estados proposta. As variáveis originais do problema são as correntes em todos os ramos da rede, conforme apresentado na Equação (3.5). As injeções de corrente nas barras de passagem serão modeladas e incorporadas as restrições de desigualdade.

Para a solução inicial das variáveis (correntes nos ramos) utilizou-se os valores do caso base do fluxo de potência. Para o limite superior das variáveis do problema **I** utilizou-se o maior valor absoluto permitido para a corrente que sai da subestação para maior carregamento possível,

tanto para a parte real quanto para a imaginária. O limite inferior  $\mathbf{u}$  é o negativo do limite superior ( $\mathbf{l} = -\mathbf{u}$ ).

O valor inicial do parâmetro barreira é  $\mu_0 = 5$  e o seu valor mínimo permitido é  $\mu_{min} = 10^{-8}$ . O valor inicial das variáveis de folga  $\mathbf{s}$  é calculado conforme as Equações (A.18) e (A.19). Os multiplicadores de Lagrange  $\lambda$  são inicializados com valores iguais a um. As variáveis duais  $\pi_l$  e  $\pi_u$  são calculadas usando as Equações (A.44) e (A.45).

$$\nabla_{s_{l,j}} L = -\frac{\mu}{s_{l,j} + \delta} + \pi_{l,j} = 0 \quad (\text{A.44})$$

$$\nabla_{s_{u,j}} L = -\frac{\mu}{s_{u,j} + \delta} - \pi_{u,j} = 0 \quad (\text{A.45})$$

O valor inicial do parâmetro barreira de segurança  $\delta$  é  $\delta_0 = 10^{-2}$  e o seu valor mínimo permitido é  $\delta_{min} = 10^{-10}$ . O fator de redução  $\gamma$  que controla o decaimento de  $\delta$  é definido como sendo igual a  $\gamma = 0,1$  e o parâmetro  $\beta$  é igual a  $\beta = 0,2$ .

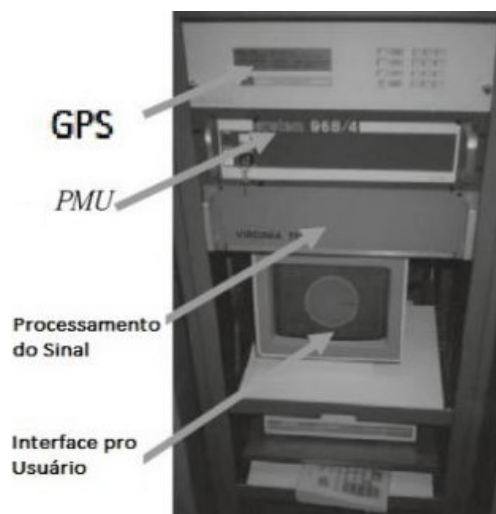
Os critérios de convergência adotados são  $\mu < 10^{-5}$ ,  $\text{GAP} < 10^{-4}$  e  $Eh < 10^{-4}$  onde  $Eh = \max|\nabla_{\lambda} L|$ , sendo esses critérios originais do SFTB - IPM. Para que se tenham critérios de convergência semelhantes aos utilizados na 'toolboxfmincon', foram incluídos os seguintes critérios:  $Ex < 10^{-4}$ , onde  $Ex = \max|\nabla \hat{x}|$  e  $(J_{it+1} - J_{it}) < 10^{-4}$ , sendo  $J$  o valor da função objetivo apresentada na Equação (3.2) e  $it$  o contador de iterações. Também foi definido que número máximo de iterações é igual a 150, critério este que se sobrepõem aos demais, ou seja, sendo satisfeito encerra o processo iterativo independentemente se satisfez ou não os demais.

## APÊNDICE B – *Phasor Measurement Unit (PMU)*

### Visão geral sobre as PMUs

As PMUs foram inicialmente desenvolvidas em meados da década de 80 por pesquisadores do *Virginia Tech Institute* (EUA) financiados pelo DoE (*US Department of Energy*), EPRI (*US Electric Power Research Institute*) e pelo NSF (*US National Science Foundation*). O primeiro protótipo é apresentado na Figura 20. A principal motivação para os estudos foi a necessidade de melhoria nas ferramentas de monitoramento do SEP em tempo real (PHADKE, 2002).

Figura 20 – Protótipo de PMU.



Fonte: Referência (PHADKE; THORP, 2008).

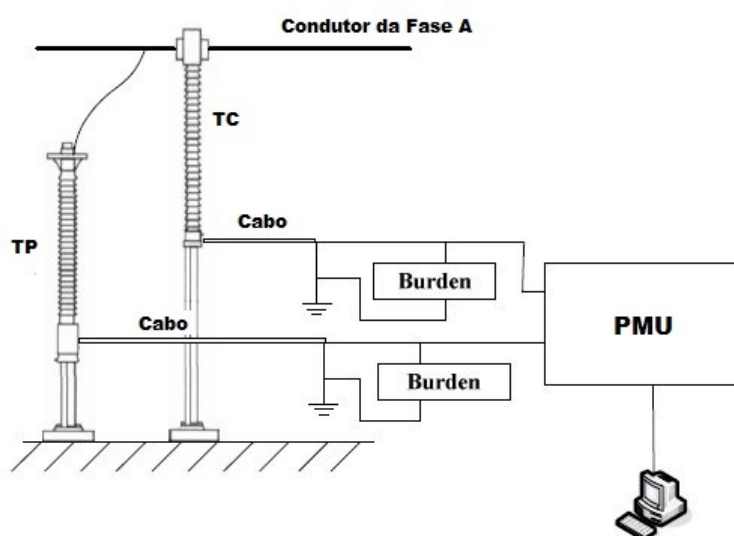
Em 1988 foram instalados os protótipos iniciais no domínio do projeto WAMS (*Wide Area Measurement System*). A partir daí, as empresas BPA (*Bonneville Power Administration*) e SCE (*Southern California Edison*) tiveram seus sistemas elétricos monitorados pelos protótipos (PHADKE, 2002). Em 1992, foi instalado o primeiro sistema de monitoramento baseado em PMUs pela NYPA (*New York Power Authorities*), com o objetivo de monitorar uma rede de transmissão, ângulos e magnitudes de harmônicos continuamente.

As PMUs são medidores de ondas elétricas que realizam leituras de fasores, enviam para o processamento de dados de onde as informações são entregues ao concentrador de dados fasoriais. As medições efetuadas por PMUs são chamadas de sincrofasores (MELO, I. D., 2015).

A PMU possui a característica principal de garantir que a aquisição dos dados seja realizada simultaneamente em todos os equipamentos da rede de medição, independente da distância física dos medidores. Isso é feito pois ela possui sincronização via GPS (*Global Positioning System*), uma vez que sinais de referência temporal permitem que relógios internos das PMUs utilizem esses sinais de sincronismo para garantir que a aquisição dos dados esteja sendo feita de forma sincronizada (TREVISAN, 2012).

A partir da sincronização, a informação da PMU possui uma etiqueta de tempo. Os dados ficam armazenados no concentrador de dados de acordo com a taxa de envio de dados ao PDC e a etiqueta relacionada ao tempo que a aquisição foi realizada (TREVISAN, 2012). A taxa de envio é a quantidade de *frames* por segundo que a PMU envia para o PDC, diferente da taxa de amostragem, que é a quantidade de amostras que a PMU realiza por segundo, tipicamente 2880 amostras por segundo (ANTUNES et al., 2017). As entradas analógicas das PMUs são correntes e tensões trifásicas obtidas a partir do secundário de transformadores de tensão e corrente, com suas respectivas classes de exatidão interferindo na qualidade das medidas realizadas pelas unidades. Ou seja, as medições estarão sujeitas às classes de exatidão não apenas das PMUs, mas de todo o equipamento conectado a elas como mostra a Figura 21. Por isso, a calibração em campo destes instrumentos deve ser feita com cuidado para não ocasionar erros de medição maiores do que os aceitáveis. Caso isso ocorra, as medições podem mascarar os valores reais dos fasores medidos (MELO, I. D., 2015).

Figura 21 – Instalação de uma PMU da conexão no condutor de uma fase da rede elétrica até o computador do usuário: Integração de TCs (Transformadores de Corrente), TPs (Transformadores de Potencial) e cabos.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Atualmente as PMUs representam, de forma geral, uma moderna evolução nos medidores de grandezas elétricas, sendo estudadas com muito interesse em várias aplicações (AMINIFAR et al., 2010), como em estimação de estados do sistema (MELO, I. D., 2015), em distúrbios de qualidade de energia (ANTUNES et al., 2017), em detecções de faltas nos sistemas elétricos aliada aos sistemas de proteção, uso em sistemas em malha fechada em teoria de controle quando há necessidade de *feedback* de fasores (PHADKE; THORP, 2008), e em alguns estudos de propagação de ondas eletromecânicas (PARASHAR; THORP; SEYLER, 2004).

O projeto MedFasee foi o pioneiro com PMUs no Brasil, sendo resultado de uma parceria



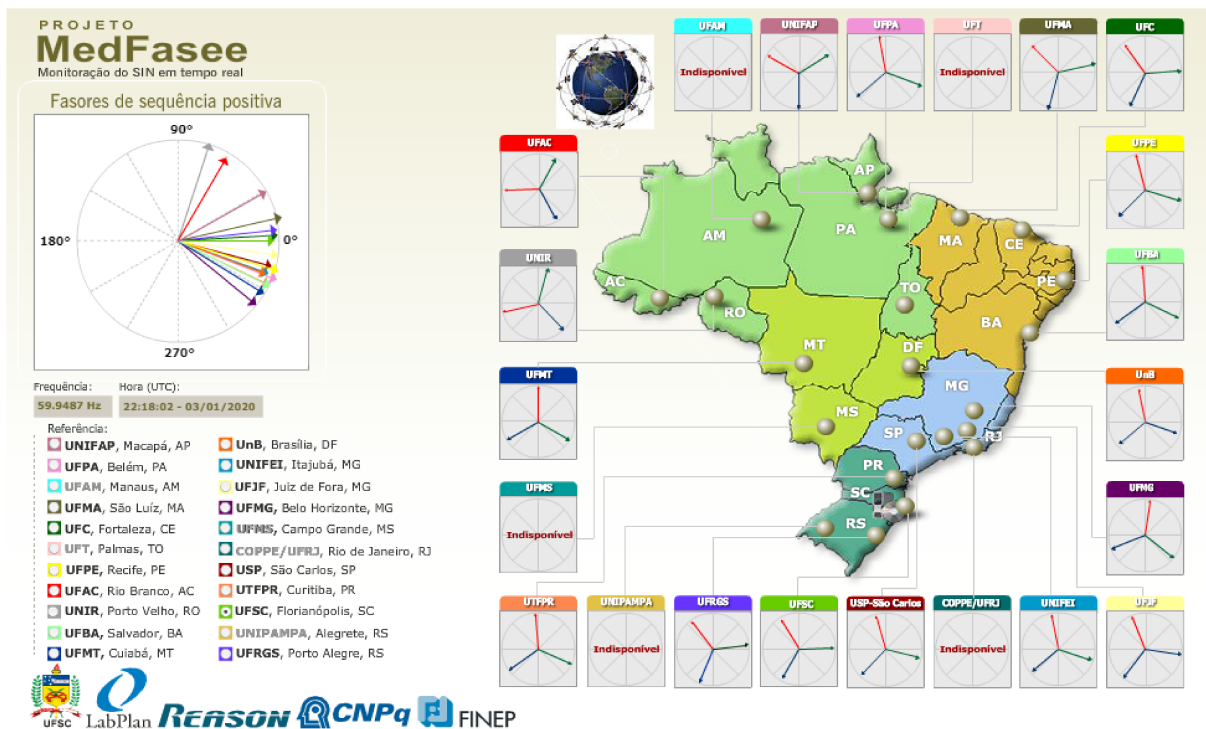
entre a UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina), a empresa Reason Tecnologia S.A. e a FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos). Iniciou-se com três PMUs conectadas à rede de baixa tensão nas capitais da região sul do país (TREVISAN, 2012).

Com isso, outros projetos se desenvolveram a partir do MedFasee. O MedFasee Baixa Tensão é uma ampliação do projeto MedFasee, possui 14 PMUs instaladas em universidades de todas as regiões do país, possibilitando o acompanhamento através da rede de distribuição em baixa tensão de todo o Sistema Interligado Nacional.

O projeto MedFasee Eletrosul é resultado da parceria entre UFSC, as empresas Reason Tecnologia S.A. e Eletrosul Centrais Elétricas. No contexto de realizar a prática de um protótipo de SPMS (*Synchronized Phasor Measurement System*) com 4 PMUs colocadas no sistema de transmissão da Eletrosul, o sistema possui linhas de transmissão de 525kV. Com o intuito de observar aplicações de monitoramento e localização de faltas em LTs são monitorados em 8 terminais fasores de corrente e tensão.

A Figura 22 ilustra a página do projeto MedFasee no dia 03/01/2020.

Figura 22 – Página do projeto MedFasee.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

## Introdução aos Conceitos

Já é sabido que as PMUs medem continuamente fasores de corrente e tensão em altas taxas de aquisição de dados e que todas as informações são sincronizadas com precisão em relação a um tempo de referência fornecido pelo GPS (KUMAR; SONI; JAIN, 2016).

Um sinal de tensão puramente senoidal,  $v(t)$  pode ser definido por (B.1):

$$\begin{aligned} v(t) &= V_m \cos(\theta) \\ \theta &= \omega t + \phi \end{aligned} \quad (\text{B.1})$$

onde  $V_m$  é a amplitude do sinal,  $\omega = 2\pi f$ ,  $f$  é o valor da frequência fundamental e  $\phi$  é a fase do sinal. Sendo assim, a representação do sincrofasor é dada por (B.2):

$$\begin{aligned} V &= (V_m/\sqrt{2})(\cos(\phi) + j\text{sen}(\phi)) \\ V &= V_r + jV_i \end{aligned} \quad (\text{B.2})$$

onde  $(V_m/\sqrt{2})$  é o valor RMS (*Root mean square*) do sinal medido,  $V_r$  e  $V_i$  são as partes real e imaginária do sincrofasor, respectivamente, quando considerado em coordenadas retangulares.

A equação (B.3) é usada para calcular o valor da frequência:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d(\theta)}{dt} \quad (\text{B.3})$$

Devido às limitações dos canais de comunicação existentes entre PMUs e PDCs, as informações medidas não são enviadas instantaneamente para o concentrador de dados. Além disso, há um tempo de atraso natural associado as PMUs devido à sincronização. De acordo com Kansal e Bose (2012), essa latência deve ser menor que 1 segundo para aplicações como estimação de estados e estabilidade de tensão e menos de 100 ms (microsegundos) para estabilidade transitória. Outro exemplo são as VTCDs (Variações de Tensão de Curta Duração), estas são eventos temporários, o tempo de latência pode afetar a estimativa do momento exato em que o distúrbio ocorreu em um sistema. Como consequência, é indispensável conhecer o tempo de latência para várias aplicações.

O Vetor de Erros Total, representado em inglês pela sigla **TVE** (*Total Vector of Errors*), é a medida do quão distante o valor medido está do valor de referência. Em estado estacionário, TVE deve ser inferior a 1 % para medições de tensão (MARTIN, 2015). A fórmula matemática para a obtenção do TVE é dada por:

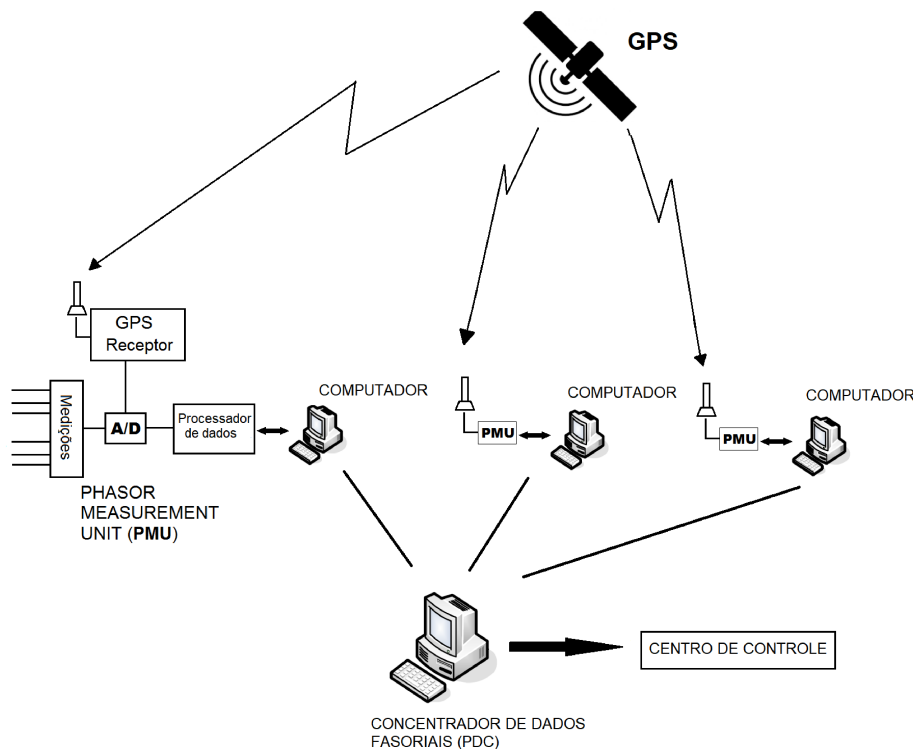
$$\text{TVE} = \sqrt{\frac{(\mathbf{X}_r(t) - X_r)^2 + (\mathbf{X}_i(t) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (\text{B.4})$$

Sendo  $\mathbf{X}_r(t)$  e  $\mathbf{X}_i(t)$  os vetores do sinal medido pela PMU (partes real e imaginária, respectivamente) em certo tempo  $t$ ; e  $X_r$  e  $X_i$  os valores idealizados para o fasor (partes real e imaginária, respectivamente).

Os dados adquiridos pela PMU podem ser transmitidos para computadores distantes da subestação, que ainda estejam sincronizados pelo GPS garantindo a aplicação e sincronismo de outras unidades de medição fasorial. Tais unidades compreenderão um vetor de medidas em diferentes posições do sistema elétrico, as quais serão enviadas para os centros de controle para posterior análise (MELO, I. D., 2015).

Na Figura 23, mostrada a seguir, esse sistema de medição baseado em PMUs é detalhado.

Figura 23 – Um sistema de aquisição de dados baseado em medições fasoriais sincronizadas.



Fonte: Referência (MELO, I. D. d., 2018).

As formas de onda (tensões e correntes) analógicas medidas pelos transformadores de instrumentação são filtradas por filtros do tipo *anti-aliasing* limitando a banda dos sinais. Conversores analógico-digital efetuam a transdução do sinal, que tem a frequência de amostragem corrigida por um oscilador *phase-locked* através de sinais de referência temporal oriundos do receptor do GPS. O mecanismo de referência temporal assegura que a amostragem seja realizada ao mesmo tempo por todos os equipamentos da rede (TREVISAN, 2012).