

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

Vinícius Curcio de Moraes

Estimação dos parâmetros de linhas de transmissão: uma abordagem
utilizando medições fasoriais e representação em quadripolos

Juiz de Fora

2025

Vinícius Curcio de Moraes

**Estimação dos parâmetros de linhas de transmissão: uma abordagem
utilizando medições fasoriais e representação em quadripolos**

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: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Igor Delgado de Melo, Dr.

Juiz de Fora

2025

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

Moraes, Vinícius Curcio de.

Estimação dos parâmetros de linhas de transmissão: uma abordagem utilizando medições fasoriais e representação em quadripolos / Vinícius Curcio de Moraes. – 2025.

102 p. : il.

Orientador: Igor Delgado de Melo

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Transmissão. 2. Potência. 3. Estimação. I. Melo, Igor Delgado de

Vinicius Curcio de Moraes

Estimação dos parâmetros de linhas de transmissão: uma abordagem utilizando medições fasoriais e representação em quadripolos

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

Aprovada em 17 de fevereiro de 2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Profa. Dra. Camile Arêdes Moraes

Universidade Federal de Itajubá

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 24/01/2025.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 17/02/2025, às 16:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Professor(a)**, em 17/02/2025, às 16:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Camile Arêdes Moraes, Usuário Externo**, em 17/02/2025, às 16:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2209112** e o código CRC **C2DE0F57**.

"Descobri como é bom chegar quando se tem paciência. E para se chegar, onde quer que seja, aprendi que não é preciso dominar a força, mas a razão. É preciso, antes de mais nada, querer."

(Amyr Klink)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por toda força ao longo da caminhada.

Agradeço aos meus pais, Perciliana e Irsom, sempre presentes, pelo amor incondicional e pelo auxílio em qualquer dificuldade. Serei eternamente grato.

Ao meu orientador, Prof. Igor Delgado de Melo, pela oportunidade, confiança, paciência e direcionamento durante a elaboração deste trabalho. Agradeço também pelo conhecimento compartilhado desde a graduação e principalmente no mestrado.

À minha namorada Déborah, pelo companheirismo de sempre e amparo nos momentos de dificuldade.

Às minhas irmãs, agradeço pelo encorajamento e pelo incansável apoio em todos os momentos. Agradeço também a toda a minha querida família pela torcida.

Agradeço aos membros da banca avaliadora, Camile e Bruno, pela disponibilidade e pelas relevantes contribuições nesta etapa significativa.

Aos amigos que fiz ao longo dos anos de faculdade, agradeço pelo apoio, motivação e momentos de felicidade.

À amiga Letícia Lacerda, agradeço pelo apoio e pelos ensinamentos construtivos ao longo da pós-graduação.

À Universidade Federal de Juiz de Fora, sem a qual não seria possível o desenvolvimento deste trabalho. Pelo suporte educacional de excelência e a infraestrutura laboratorial disponibilizados pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Agradeço especialmente aos técnicos e funcionários do LAB-SIM, estrutura fundamental para a elaboração deste trabalho.

Por último, gostaria de agradecer o apoio financeiro em parte da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) – Código de Financiamento 001, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), do Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE), da Fundação de Amparo à Pesquisa no Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e da Universidade Federal de Juiz de Fora pela bolsa de estudos concedida.

RESUMO

A estimação dos parâmetros de linhas de transmissão representa uma questão importante para os estudos de operação e planejamento de sistemas elétricos de potência. Esse tema explora recursos metodológicos destinados à obtenção dos parâmetros de impedâncias das linhas de transmissão através do monitoramento contínuo de variáveis elétricas. Dessa forma, com o advento da tecnologia dos sincrofasores, novas metodologias foram desenvolvidas com base em medições coletadas nos terminais de uma linha de transmissão utilizando as unidades de medição fasorial denominadas PMUs (*Phasor Measurement Units*). Esta dissertação apresenta uma nova abordagem baseada na formulação de um problema de otimização para a estimação dos parâmetros de impedância de linhas de transmissão em que a equação dos mínimos quadrados é usada como uma função objetivo a ser minimizada, sujeita a um conjunto de restrições associadas aos parâmetros de impedância de uma linha de transmissão. A linha é inicialmente modelada a partir de quadripolos com seções PI em série e posteriormente é realizada a inclusão de um modelo intermediário de falta de alta impedância para análise de falhas em sistemas de transmissão que não resultem na abertura de disjuntores, porém afetem o desempenho da linha durante sua operação. Como solução do problema de otimização proposto, os parâmetros de impedância de uma determinada linha de alta tensão podem ser calculados com erros de estimação reduzidos (menores que a própria acurácia dos medidores), bem como a distância referente à falta e a sua impedância correspondente. A principal contribuição deste trabalho é a representação de um modelo explícito de linhas de transmissão, em um problema de otimização formulado em coordenadas retangulares, para determinar parâmetros de linhas aéreas em tempo real, com o auxílio de PMUs. Para comprovar a aplicabilidade do método proposto, são realizados testes computacionais e simulações *hardware-in-the-loop* com o RTDS (*Real Time Digital Simulator*), as quais servem para validar os resultados e aplicabilidade do método proposto.

Palavras-chave: Estimação de parâmetros. Linhas de transmissão. Sistemas de potência. Otimização. Simulação computacional.

ABSTRACT

The estimation of transmission line parameters represents a critical issue for the operation and planning studies of electric power systems. This topic explores methodological approaches aimed at obtaining the impedance parameters of transmission lines through the continuous monitoring of electrical variables. With the advent of synchrophasor technology, new methodologies have been developed based on measurements collected at the terminals of a transmission line using Phasor Measurement Units (PMUs). This dissertation presents a novel approach based on the formulation of an optimization problem for estimating the impedance parameters of transmission lines, where the least squares equation is used as an objective function to be minimized, subject to a set of constraints associated with the impedance parameters of a transmission line. The line is initially modeled using quadrupoles (two-port network) with series-connected PI sections, and subsequently, an intermediate high-impedance fault model is included to analyze faults in transmission systems that do not result in circuit breaker operation but still affect the line's performance during its operation. As a solution to the proposed optimization problem, the impedance parameters of a given high-voltage line can be calculated with reduced estimation errors (smaller than the accuracy of the measuring devices themselves), as well as the fault location and its corresponding impedance. The main contribution of this work is the representation of an explicit transmission line model in an optimization problem formulated in rectangular coordinates to determine overhead line parameters in real time with the assistance of PMUs. To demonstrate the applicability of the proposed method, computational tests and hardware-in-the-loop (HIL) simulations are conducted using the RTDS (Real-Time Digital Simulator), which validate the results and the applicability of the proposed method.

Keywords: Parameter estimation. Transmission lines. Power systems. Optimization. Computational simulation

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Seção PI para linha de transmissão.	35
Figura 2	– Quadripolo representativo da LT.	36
Figura 3	– Seções PI com falta intermediária.	38
Figura 4	– Fluxograma do processo de estimação dos parâmetros de linha de transmissão.	42
Figura 5	– Histograma da resistência estimada.	53
Figura 6	– Estimativa de densidade kernel (KDE) - Resistência estimada.	54
Figura 7	– Estimativa de densidade kernel (KDE) - Susceptância estimada.	55
Figura 8	– Histograma da tensão de entrada.	61
Figura 9	– Histograma da resistência estimada.	62
Figura 10	– Histograma da resistência - densidade normal.	63
Figura 11	– Estimativa de densidade kernel (KDE) - Resistência estimada.	64
Figura 12	– Histograma da susceptância estimada.	64
Figura 13	– Box plot dos valores estimados - Susceptância.	65
Figura 14	– Diagrama IEEE 14 barras.	70
Figura 15	– Esquemático da linha de transmissão.	73
Figura 16	– O <i>hardware</i> do RTDS.	74
Figura 17	– O <i>firmware</i> da PMU.	75
Figura 18	– Linha de transmissão no RSCAD.	76
Figura 19	– Preparação dos diagramas - <i>Draft</i>	94
Figura 20	– Ambiente <i>Runtime</i>	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros da linha de transmissão.	45
Tabela 2 – Valores estimados para erro aleatório de 5% - MATLAB.	46
Tabela 3 – Valores estimados para erro aleatório de 5% - <i>Python</i>	46
Tabela 4 – Valores estimados para erro aleatório de 1% - <i>Python</i>	47
Tabela 5 – Valores estimados para erro aleatório de 1% - MATLAB.	48
Tabela 6 – Valores estimados - 100 amostras - erro aleatório 1% - <i>Python</i>	49
Tabela 7 – Valores estimados - 100 amostras - erro aleatório 1% - MA- TLAB.	49
Tabela 8 – Valores estimados - 8 amostras - erro aleatório 5% - <i>Python</i>	50
Tabela 9 – Valores estimados - 8 amostras - erro aleatório 1% - <i>Python</i>	50
Tabela 10 – Valores estimados - 8 amostras - erro aleatório 5% - MATLAB.	50
Tabela 11 – Valores estimados - 8 amostras - erro aleatório 1% - MATLAB.	51
Tabela 12 – Valores médios estimados para erro aleatório de 5%.	52
Tabela 13 – Valores estimados - SLSQP - erro aleatório 5%.	56
Tabela 14 – Valores estimados - BFGS - erro aleatório 5%.	56
Tabela 15 – Comparação entre os métodos de otimização.	58
Tabela 16 – Maior erro de estimação para erro aleatório 5%.	59
Tabela 17 – Maior erro de estimação para erro aleatório 1%.	59
Tabela 18 – Tempo de simulação - 1 execução.	60
Tabela 19 – Valores estimados - SLSQP - erro aleatório 5%.	62
Tabela 20 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f =$ 2Ω	67
Tabela 21 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f =$ 4Ω	67
Tabela 22 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f =$ 8Ω	67
Tabela 23 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f =$ 15Ω	68
Tabela 24 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f =$ 20Ω	68

Tabela 25 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 25 \Omega$.	68
Tabela 26 – Valores estimados - IEEE 14 barras - barras 1 e 2.	71
Tabela 27 – Valores estimados - IEEE 14 barras - barras 12 e 13.	71
Tabela 28 – Valores estimados - IEEE 118 barras - barras 23 e 24.	72
Tabela 29 – Valores estimados - IEEE 118 barras - barras 30 e 38.	72
Tabela 30 – Valores estimados a partir de PMUs - 100 amostras.	77
Tabela 31 – Valores estimados a partir de PMUs - 200 amostras.	77
Tabela 32 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 20 \Omega$.	78
Tabela 33 – Tempo de simulação - 1 execução.	79
Tabela 34 – Dados das Linhas de Transmissão para o Sistema IEEE 14 Barras	97

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	13
1.2	MOTIVAÇÃO	20
1.3	OBJETIVOS	20
1.4	PUBLICAÇÕES DECORRENTES	21
1.5	ESTRUTURAÇÃO	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANS- MISSÃO	23
2.1.1	Medições Fasoriais Sincronizadas por GPS (PMUs) . . .	31
2.2	CONCLUSÕES PARCIAIS	33
3	METODOLOGIA PROPOSTA	34
3.1	DESENVOLVIMENTO DO MÉTODO PROPOSTO	34
3.1.1	Obtenção das grandezas de sequência positiva	34
3.1.2	Modelo da linha de transmissão	35
3.1.3	Impedância de falta e localização da falha	38
3.1.4	Problema de otimização	39
3.1.5	Fluxograma	41
4	RESULTADOS E SIMULAÇÕES	43
4.1	PRIMEIRO CASO DE ESTUDO	44
4.1.1	Inclusão de erro aleatório de 5%	45
4.1.2	Erro Aleatório de 1%	47
4.1.3	Simulações para 100 amostras	48
4.1.4	Simulações para 8 amostras	49
4.1.5	Análise de sensibilidade - MATLAB	51
4.1.6	Análise de sensibilidade - Python	55
4.1.6.1	<i>Métodos de otimização avaliados</i>	55
4.1.6.2	<i>Tempo computacional</i>	57
4.1.6.3	<i>Variação de número de medições</i>	58
4.1.6.4	<i>Análise gráfica</i>	61
4.1.7	Estimação da impedância e localização da falta	66

4.2	SEGUNDO CASO DE ESTUDO	69
4.2.1	Sistema IEEE 14 barras	69
4.2.2	Sistema IEEE 118 barras	71
4.3	TERCEIRO CASO DE ESTUDO	73
4.3.1	Validação dos Resultados Usando RTDS	73
4.3.1.1	<i>Resultados das simulações no RTDS</i>	76
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	80
5.1	CONCLUSÕES	80
5.2	TRABALHOS FUTUROS	81
	REFERÊNCIAS	82
	APÊNDICE A – RTDS - <i>Real Time Digital Simulator</i> .	93
A.1	<i>Software</i>	93
A.1.1	<i>Draft</i>	93
A.1.2	<i>RunTime</i>	95
A.2	<i>Hardware-in-the-loop</i>	95
	APÊNDICE B – DADOS IEEE 14 BARRAS	97
	APÊNDICE C – DADOS IEEE 118 BARRAS	98

1 INTRODUÇÃO

Esta dissertação está inserida no contexto das pesquisas que exploram o uso das denominadas unidades de medição fasorial sincronizada (ou *Phasor Measurement Units* - PMUs) para a estimação dos parâmetros de impedância de linhas de transmissão (LT). Neste primeiro capítulo, será apresentada uma breve contextualização, seguida das motivações para a realização deste trabalho envolvendo a estimação de parâmetros de linhas de transmissão bem como os objetivos a serem atingidos com os resultados e análises realizadas na pesquisa. As publicações derivadas desta pesquisa serão apresentadas e ao final, a estrutura desta dissertação será detalhada.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O crescimento significativo na demanda por energia elétrica tem levado os sistemas de transmissão a operarem muito próximos de seus limites físicos e operacionais. Ademais, o aumento da complexidade das redes junto à integração de fontes renováveis com alta variabilidade e a introdução de cargas com características não lineares, culmina em novos desafios operacionais (Li *et al.*, 2018; Sepasi; Talichet; Pramanik, 2023). A imprecisão no conhecimento dos parâmetros de linhas de transmissão pode comprometer significativamente o desempenho do sistema elétrico, ocasionando perdas de eficiência e de confiabilidade (Varghese; Pal; Dasarathy, 2023), com impactos diretos tanto para as concessionárias quanto para os consumidores finais. Tal contexto evidencia a necessidade da implementação de métodos eficazes de monitoramento e controle da rede elétrica.

A estimação de parâmetros de linhas de transmissão envolve a determinação precisa de grandezas como resistência, indutância, capacitância e condutância, sendo essencial para garantir a operação eficiente dos sistemas de transmissão de energia (Grigsby, 2012; Zhu; Xu; Yan, 2022).

O conhecimento dos parâmetros de linhas de transmissão é de fundamental importância para a análise de redes realizada pelos operadores dos sistemas de potência (Dashtdar *et al.*, 2023; Chang; Lee; Oh, 2023). A partir dessas informações, todos os algoritmos que permitem avaliar a operação, segurança e estabilidade

podem ser executados, fornecendo as condições operativas do sistema e subsidiando tomadas de decisão em tempo real (Singh *et al.*, 2019).

Esse processo pode ser implementado por meio de medições sincronizadas de tensões e correntes, juntamente com algoritmos de estimação que calculam esses parâmetros conforme as condições operacionais observadas ao longo da linha de transmissão. Uma estimação precisa dos parâmetros de linhas de transmissão permite, além de monitorar o estado da rede, garantir a segurança e a eficiência do sistema elétrico (Glover; Overbye; Sarma, 2017), uma vez que esses parâmetros influenciam diretamente o cálculo das perdas técnicas de energia elétrica, a regulação de tensão e a estabilidade dinâmica do sistema (Kundur, 1994).

O desempenho elétrico das linhas de transmissão está diretamente relacionado à sua configuração geométrica e às características de seus componentes (Labegalini *et al.*, 1992). Aspectos como a altura dos condutores e a geometria das torres determinam, tradicionalmente, os parâmetros das linhas de transmissão aéreas. Além disso, é essencial considerar fatores como a corrente de retorno pelo solo, o efeito pelicular nos condutores e as propriedades do solo (Hofmann, 2002; Monteiro *et al.*, 2013).

Quanto aos condutores, cada material possui propriedades específicas, como resistência, permeabilidade magnética e permissividade dielétrica, que são cruciais para definir as características das linhas de transmissão. A resistência está associada à oposição ao fluxo de corrente, a permeabilidade magnética influencia a resposta magnética do sistema, e a permissividade dielétrica afeta a capacidade do material em suportar campos elétricos (Hofmann, 2002).

No contexto dos parâmetros de linhas de transmissão, a resistência e a indutância representam os parâmetros longitudinais, enquanto a condutância e as capacitâncias representam os parâmetros transversais. No entanto, é comum negligenciar o efeito das condutâncias ao lidar com linhas aéreas por serem associadas à dimensões bastante reduzidas em relação aos valores das outras componentes (Martinez; Gustavsen; Durbak, 2005).

Apesar de comumente serem considerados invariantes no tempo, os valores de impedância de uma linha de transmissão se alteram ao longo do tempo devido à diferença de temperatura, pressão, umidade, bem como a formação geológica

do solo ao longo da linha de transmissão (Molin; Faulin, 2013). Além disso, esses valores também sofrem alterações devido à mudança de carregamento, frequência, e estão sujeitos aos efeitos pelicular e efeito Corona (Milojević *et al.*, 2018; Elganai, 2019). Faltas de alta impedância podem ocorrer devido a eventos intempestivos que podem comprometer a estrutura e geometria dos cabos aéreos, bem como sua operação (Pereira *et al.*, 2020).

A identificação dos parâmetros da LT é realizada por meio de cálculos teóricos, medições da rede *offline* e medições em tempo real. A medição em tempo real é preferencial devido à sua utilização em centros de controle, além de proporcionar resultados mais precisos ao considerar a condição de operação da linha de transmissão. Essas medições são classificadas em duas categorias conforme a fonte de dados: identificação de parâmetros baseada em medições do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (do inglês, *Supervisory Control And Data Acquisition* - SCADA) (Wang; Xu; Shen, 2016; Mousavi-seyedi; Aminifar; Afsharnia, 2017; Mousavi-seyedi; Aminifar; Afsharnia, 2015) e identificação de parâmetros baseada em medições provenientes de Unidades de Medição Fasorial (do inglês, *Phasor Measurement Units* - PMU) (Wu; Zora; Phadke, 2015; Asprou; Kyriakides; Albu, 2017; Hu; Chen, 2008; Liao; Kezunovic, 2009; Du; Liao, 2012).

As equações resultantes indicam que as impedâncias das linhas de transmissão estão diretamente relacionadas às propriedades físicas do ambiente que as envolve (ar, solo e condutor), assim como à frequência das oscilações elétricas. Esse conhecimento é fundamental para uma análise precisa e um projeto eficiente, permitindo a otimização do desempenho e da eficácia no transporte de energia elétrica (Portela; Tavares, 2002). Uma abordagem fundamentada em princípios físicos é indispensável para lidar com as complexidades associadas às condições ambientais e à resposta dinâmica das linhas de transmissão (Semlyen, 2003).

Uma das formas de estimar os parâmetros é com a linha de transmissão fora de operação (*offline*) (Tangsheng, 2012), conforme mencionado anteriormente. A estimação *offline* requer informações sobre diversas características, como diâmetro da LT, espaçamento, altura e comprimento. De posse desses valores, a impedância da linha de transmissão pode ser calculada (Karegar, 2012).

Além disso, fatores como a temperatura de operação, o efeito pelicular da

corrente, o clima, o ambiente e os aspectos geográficos em que a linha de transmissão está inserida provocam diferenças significativas entre os parâmetros calculados de forma *offline* e aqueles obtidos em tempo real (Bi, 2012). Destaca-se que, quando a estimação é realizada com a linha de transmissão fora de operação, a precisão da análise e dos cálculos é comprometida por erros e ruídos, resultando em uma determinação imprecisa da impedância da LT (Pei, 2015).

De acordo com Janeček *et al.* (2011), a estimação de parâmetros utilizando-se de métodos *offline* apresentam alguns inconvenientes que resultam em erros e afetam a precisão dos resultados. As desvantagens citadas são:

- É difícil colocar a linha de transmissão fora de operação (*offline*) após sua instalação e entrada em operação;
- As circunstâncias operacionais não são ponderadas nas equações;
- As condições climáticas ao redor da LT não são consideradas durante o cálculo;
- Os resultados não podem ser obtidos em tempo real, uma vez que as medições não são obtidas em tempo real;
- Em situações reais, erros provenientes da rede não podem ser evitados, visto que não haverá informações acerca do cenário específico.

É importante destacar que a estimação em tempo real apresenta vantagens significativas em relação à abordagem *offline*. A precisão dos valores estimados depende diretamente das medições realizadas, tornando os erros nas medições e na sincronização da aquisição de dados fatores cruciais para alcançar uma estimação confiável e precisa (Janeček *et al.*, 2011).

A instauração de centros de controle mediante o sistema SCADA, e também com o auxílio das unidades de medição fasorial sincronizada (PMUs), tem por finalidade manter um sistema elétrico operando de maneira estável, segura e confiável (Melo, 2023).

O monitoramento, que auxilia na tomada de decisões dos operadores e fornecem informações aos dispositivos de supervisão e controle por meio de medições

das grandezas elétricas, geralmente são baseadas no sistema SCADA (Marinho, 2020; Melo, 2023). As medições dos módulos das grandezas elétricas são advindas de medidores tradicionais, denominados por unidade terminal remota (*Remote Terminal Unit* - RTU), os quais fornecem medições em janela de tempo entre 5 a 10 minutos, propiciando o processo de estimação de parâmetros de linhas de transmissão em intervalos de tempo mais espaçados (Melo, 2022).

Devido às grandes distâncias das linhas de transmissão, a obtenção em tempo real da impedância da LT, torna-se essencial (Pei, 2015). Inicialmente, o sistema SCADA pode ser empregado para estimar os parâmetros das linhas de transmissão; no entanto, sua baixa precisão na aquisição de dados dificultava a obtenção de resultados satisfatórios (Vávra, 1998), especialmente porque os parâmetros das linhas de transmissão estão sujeitos a mudanças constantes. Para superar essas limitações, além do sistema SCADA, as PMUs passaram a ser utilizadas como uma solução complementar para a obtenção de medições mais precisas (Du; Liao, 2012; Melo, 2023).

Os métodos baseados em PMUs representam um avanço significativo em relação às abordagens anteriores para a estimação dos parâmetros de linhas de transmissão, superando limitações relacionadas à precisão e detalhamento das medições (Pei, 2015).

Uma PMU é um dispositivo de medição digital projetado para registrar formas de onda trifásicas de tensão e corrente. Essas ondas são representadas como fasores, definidos por uma magnitude e um ângulo (IEEE C37.242, 2021). Ao medir com alta precisão temporal a magnitude e a fase dessas grandezas em diferentes pontos da rede elétrica, as PMUs possibilitam análises detalhadas no domínio da frequência (Li *et al.*, 2017; Janeček *et al.*, 2011).

Com a instalação de PMUs nas duas extremidades de uma linha de transmissão (na subestação próxima à geração e na subestação próxima à carga) é possível monitorar e estimar as variações dos parâmetros da LT ao longo do tempo, fornecendo informações cruciais para o controle e o planejamento do sistema (Phadke; Bi, 2018).

As medições provenientes de PMUs possuem alta acurácia e são sincronizadas via sistema de posicionamento global (do inglês, *Global Positioning System* - GPS),

permitindo o monitoramento em tempo real das variações do sistema elétrico e a sincronização de eventos, independentemente da distância geográfica (Melo, 2022). Dessa forma, é possível realizar medições em locais geograficamente distantes com alta precisão (Marinho, 2020), possibilitando a identificação e a estimação dos parâmetros das linhas de transmissão em tempo real (Janeček *et al.*, 2011; Karegar, 2012).

A tecnologia de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMSF), também chamada de Sistema de Medição de Grandes Áreas (*Wide Area Measurement System* - WAMS), possui as PMUs como unidades básicas (Aredes *et al.*, 2017) e permite acompanhar as rápidas variações do sistema, garantindo o monitoramento e controle de sistemas de potência com qualidade e segurança (Decker *et al.*, 2006), uma vez que WAMS e WACS (*Wide-Area Controlling System*) podem ser implementadas quando as PMUs são utilizadas (Tholomier; Kang; Cvorovic, 2009).

Os fasores de tensão e corrente medidos pelas PMUs utilizam a mesma referência temporal, dessa forma, as medições realizadas por esses dispositivos são chamadas de sincrofasores as quais são transmitidas, juntamente com outras medições, como frequência e a variação da frequência, para um concentrador de dados, conhecido como PDC (*Phasor Data Concentrator*) que recebe, processa e disponibiliza as informações para o uso final dos operadores (Myrda *et al.*, 2007; Marinho, 2020).

Vale ressaltar que os métodos convencionais de identificação de parâmetros utilizam medições instantâneas de ambos os terminais da linha de transmissão (Wilson *et al.*, 1999; Wang *et al.*, 2010; Liao; Kezunovic, 2007; Kim; Aggarwal, 2006) e assumem que as medições fasoriais são obtidas sem ruídos ou erros. No entanto, na prática, embora as PMUs apresentem maior precisão em comparação com outras tecnologias, os dados de medição podem conter erros e ruídos que não podem ser completamente eliminados (Ding; Bi; Zhang, 2011).

A precisão na determinação dos parâmetros de linhas de transmissão é comprometida por incertezas inerentes às técnicas de medição empregadas em redes elétricas (Zhu *et al.*, 2021). Além disso, diversos fatores externos, como variações geológicas, condições climáticas e a distribuição heterogênea da resistividade do solo ao longo do traçado das linhas de transmissão impõem desafios adicionais ao

processo de identificação desses parâmetros (Yao; Sun, 2019).

Embora os algoritmos existentes sejam eficazes ao lidar com fasores precisos e sincronização adequada, na prática, podem surgir medições incorretas devido a fatores como a saturação de transformadores de corrente (Zocholl; Smaha, 1992), erros na conversão de dados ou falhas na comunicação (Linders *et al.*, 1995). Esses dados inválidos podem comprometer significativamente a precisão das estimativas, representando um desafio adicional para o desempenho dos algoritmos desenvolvidos.

Além disso, com o crescimento das interconexões de redes e do tamanho dos sistemas, torna-se cada vez mais relevante determinar os parâmetros reais das linhas de transmissão (Ding; Bi; Zhang, 2011). Sendo assim, é essencial considerar os erros e os ruídos nas medições para identificação e estimação correta dos parâmetros de linhas de transmissão.

Um aspecto relevante a ser considerado é a modernização dos sistemas elétricos, que envolve diversas transformações, entre elas o contínuo processo de descarbonização, impulsionado pela integração em larga escala de fontes de energia renovável com alta variabilidade, a liberalização do mercado de energia e a crescente ocorrência de eventos climáticos extremos. Esses fatores têm aumentado significativamente a incerteza operacional e reduzido substancialmente a controlabilidade do sistema (Liu *et al.*, 2024; Duan *et al.*, 2018; Xu *et al.*, 2012). Diante desse cenário, a avaliação de riscos em tempo real torna-se essencial para garantir a segurança do sistema dentro de limites aceitáveis (Ning; Jiang, 2022).

Nesse contexto, o avanço das novas tecnologias tem viabilizado medições sincronizadas dos fasores de grandezas elétricas, como tensão e corrente, em tempo real, mesmo entre pontos geograficamente distantes. Dessa forma, a adoção de um sistema de comunicação integrado e sincronizado, que possibilite uma troca de informações instantânea e bidirecional entre os principais equipamentos do sistema, permite um monitoramento mais eficiente, além de viabilizar o controle, a atuação e a correção em diferentes níveis operacionais.

Portanto, a integração de PMUs no processo de estimação dos parâmetros de linhas de transmissão representa um avanço significativo na gestão e operação dos sistemas elétricos de potência. A obtenção de medições precisas e sincronizadas em tempo real melhora a modelagem da rede, aumentando sua segurança e permitindo

uma resposta mais rápida a eventos e falhas no sistema.

1.2 MOTIVAÇÃO

As informações geométricas de uma linha de transmissão não são mantidas constantes durante sua operação. Essas variações são influenciadas por diversos fatores, como mudanças de temperatura, esforços mecânicos e deformações estruturais causadas por condições climáticas adversas. Geralmente, os dados disponíveis nos centros de controle correspondem a parâmetros nominais, que, inevitavelmente, variam ao longo do tempo devido a fatores operacionais e ambientais, gerando discrepâncias entre os valores reais e os valores utilizados nas análises do sistema.

Portanto, existe uma grande incerteza quanto à precisão dos parâmetros de impedância de todas as LTs que compõem um sistema elétrico de potência. Diante disso, destacam-se algumas motivações importantes para que o operador do sistema busque obter esses dados com maior precisão:

- A necessidade de estimar as perdas elétricas causadas pela variação dos parâmetros, que podem resultar em sobreaquecimento, perdas por efeito Joule, efeito corona e outros fenômenos;
- A impossibilidade de prever, de forma exata, as condições climáticas e operacionais para todas as LTs e trechos do sistema, devido à sua variabilidade;
- A granularidade temporal do sistema SCADA não permite uma avaliação em tempo real dos parâmetros das linhas de transmissão, exigindo o uso de tecnologias mais avançadas, como as PMUs, para maior precisão;
- A atual expansão no uso e na instalação de PMUs no cenário nacional, o que possibilita o monitoramento dinâmico e detalhado do sistema elétrico.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma nova formulação para estimação de parâmetros de linhas de transmissão. A equação de mínimos quadrados é utilizada como função objetivo a ser minimizada em um problema de otimização,

atendendo a um conjunto de restrições associadas à impedância, com modelagem em coordenadas retangulares, a partir da representação da linha de transmissão como quadripolo. Para obtenção das medições, serão utilizadas PMUs.

Como objetivo específico, espera-se alcançar um avanço significativo na simulação da operação dos sistemas de potência, principalmente em tempo real. Além disso, explorar e demonstrar os benefícios do uso de PMUs na estimação de parâmetros das linhas de transmissão. Por fim, pretende-se evidenciar a representação de um modelo considerando faltas trifásicas em linhas de transmissão para determinação dos parâmetros de LTs aéreas e a localização da falta em tempo real com auxílio de PMUs. Esses objetivos, podem ser resumidos e elencados da seguinte forma:

- Desenvolver uma metodologia para a estimação de parâmetros em linhas de transmissão utilizando dados de PMUs em coordenadas retangulares;
- Avaliar a precisão e a robustez do algoritmo com a inclusão de erros aleatórios nas simulações;
- Validar o modelo utilizando sistemas testes consolidados para simulações a fim de garantir a acurácia dos parâmetros estimados;
- Avaliar o desempenho da metodologia proposta em cenários de falha e localização de faltas intempestivas de alta impedância;
- Realizar simulações em tempo real utilizando RTDS (*Real Time Digital Simulator*) para validar o modelo proposto.

1.4 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

- de Moraes, Vinicius C.; MELO, Igor Delgado de ; de Souza, Letícia L.S.; Duque, Carlos Augusto; de Souza, Matheus Alberto; de Oliveira, Bráulio César. Estimação de parâmetros de linhas de transmissão: uma abordagem utilizando medições fasoriais e representação em quadripolos. In: **Proceedings of the 15th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2023)**, Santa Maria, RS, Brasil.

- Igor D. Melo, Leticia L. Sousa, Carlos A. Duque, Edimar J. Oliveira, Vinicius Curcio de Moares, Ricardo C. dos Santos, Guilherme T. de Alencar. Estimação de Parâmetros de Linhas de Transmissão usando Simulações em Tempo Real. **XXV Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2024.**
- de Moraes, Vinicius C.; MELO, Igor Delgado de ; de Souza, Letícia L.S.; Duque, Carlos Augusto; de Souza, Matheus Alberto; de Oliveira, Bráulio César. Transmission Line Parameters Estimation using Synchronised Phasor Measurements. **2024 General Meeting.**

1.5 ESTRUTURAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, incluindo esta introdução, em que são discutidos os principais fatores que influenciam a estimação de parâmetros de linhas de transmissão.

No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre a estimação da impedância das linhas de transmissão, abordando suas diferentes vertentes e metodologias. Além disso, são exploradas abordagens tradicionais e modernas, destacando avanços tecnológicos que aprimoram a precisão e confiabilidade da estimação

No Capítulo 3, é descrita a metodologia proposta para este trabalho, incluindo sua modelagem completa e a composição do método apresentado.

No Capítulo 4, são apresentados e discutidos os resultados das simulações realizadas durante a aplicação da metodologia proposta, abrangendo os diversos casos de estudo executados.

No Capítulo 5, são expostas as conclusões sobre o trabalho desenvolvido e apresentadas sugestões para estudos futuros.

Por fim, este trabalho ainda é composto por 3 apêndices, no Apêndice A é feita uma breve explanação sobre o funcionamento do *Real Time Digital Simulator* (RTDS), no Apêndice B são apresentados os dados das linhas de transmissão do sistema de teste IEEE 14 barras e no Apêndice C são exibidos os dados das LTs do sistema IEEE 118 barras, utilizados em um dos casos de estudo desta dissertação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para fornecer um entendimento abrangente sobre a estimação de parâmetros de linhas de transmissão e sua importância na operação de sistemas elétricos, será realizada uma revisão bibliográfica detalhada. Esta revisão contemplará estudos e métodos desenvolvidos ao longo dos anos, destacando as abordagens teóricas e práticas empregadas para a determinação precisa desses parâmetros. Além disso, as contribuições mais relevantes da literatura serão discutidas, incluindo avanços tecnológicos que ocorreram ao longo do tempo.

2.1 ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Ao longo das décadas, diversas metodologias foram desenvolvidas para a estimação dos parâmetros de linhas de transmissão, refletindo os avanços nas tecnologias de medição e no processamento de dados. As primeiras abordagens baseavam-se em técnicas analíticas e medições em campo, muitas vezes intrusivas e que exigiam desligamentos das LTs para a coleta de dados (Mason, 1953; Kurokawa *et al.*, 2006). Com o tempo, surgiram métodos estocásticos e baseados em identificação de sistemas, que permitiram a estimação de parâmetros durante a operação normal das LTs, aumentando a precisão e reduzindo a necessidade de interrupções (Abur; Exposito, 2004; Du; Liao, 2011; Dobakhshari *et al.*, 2021).

Diversas metodologias foram propostas na literatura para a estimação em tempo real dos parâmetros das linhas de transmissão. Tradicionalmente, o monitoramento era realizado utilizando métodos de medição localizados e dados provenientes do SCADA. Essas abordagens fornecem informações limitadas, com baixa precisão e alta granularidade temporal (Phadke; Thorp, 2008). Com a introdução de novas tecnologias de medição, tornou-se possível obter medições mais precisas e em tempo real, facilitando o monitoramento e tornando-o mais eficaz.

Com o advento das medições fasoriais sincronizadas por GPS, conhecidas pela sigla PMUs, metodologias mais eficazes e menos custosas do ponto de vista computacional foram desenvolvidas (Mansani *et al.*, 2018). Apesar da variedade de abordagens disponíveis, a técnica baseada em dados SCADA é a mais utilizada na prática (Yun; Cui; Ma, 2019) devido aos menores custos de implementação.

Nos últimos anos, o crescimento das tecnologias de medição em tempo real, como as Unidades de Medição Fasorial (PMUs), e os avanços em aprendizado de máquina e inteligência artificial, revolucionaram a forma como os parâmetros das linhas de transmissão são estimados. Essas novas abordagens têm melhorado significativamente a precisão das estimativas e permitido uma adaptação dinâmica às condições operacionais em constante mudança (Phadke; Thorp, 2008).

Na década de 1980, a estimação dos parâmetros de linhas de transmissão foi utilizada para prever a localização de faltas, nessa metodologia apresentada por Richards e Tan (1982) a LT foi representada como um circuito de parâmetros concentrados e o modelo do sistema incluiu equivalentes de Thevenin com resistências e indutâncias em ambas as extremidades da linha de transmissão e uma resistência de falha desconhecida. O problema de localização de falhas foi então tratado como um problema de estimação de parâmetros de um sistema dinâmico resultando na identificação da distância da falha e também da resistência da falta utilizando mínimos quadrados ponderados.

O trabalho proposto por Cutsem e Quintana (1988), realizou a estimação de parâmetros de rede usando dados online utilizando a estimação por mínimos quadrados ponderados. A ideia básica era inferir uma melhor posição de tap dos transformadores a partir das discrepâncias entre as medições e as estimações correspondentes. Destaca-se que o método não é restrito às relações de transformadores. Outros parâmetros de rede, tais como a resistência, a reatância ou a capacitância da LT, podem ser estimados da mesma maneira.

Nos anos 1990 a 2000, foi inserido um novo equipamento no mercado com a tecnologia que permitia medições mais precisas e georreferenciadas. Meliopoulos e Fardanesh (1995) utilizaram dados provenientes dessas medições sincronizados por GPS e técnicas de estimação de estados para identificar os parâmetros resistivos e reativos de linhas de transmissão. As estimações de tensão tiveram alta qualidade, porém a resistência estimada da LT foi destoante e com elevado erro.

Wilson *et al.* (1999) demonstraram uma metodologia para medir impedâncias e admitâncias de linhas de transmissão a partir de medições fasoriais sincronizadas obtidas por PMUs. Ângulos de fase e magnitudes de tensões e correntes em cada lado da LT foram medidos em relação a um padrão de tempo global baseado em

satélite em duas subestações, permitindo o cálculo dos parâmetros da linha de transmissão a partir dessas medições sincronizadas.

Além das medições de corrente e tensão obtidas de forma síncrona por meio de Unidades de Medição Fasorial, o método proposto por Zivanovic (2006) para identificar os parâmetros elétricos de linhas de transmissão utilizou registros de faltas obtidos por relés digitais no domínio do tempo, analisando as formas de onda de corrente e tensão durante a falta, capturadas em microssegundos antes da atuação do sistema de proteção.

Posteriormente, Shi *et al.* (2008) realizaram uma comparação entre quatro métodos distintos de estimação de parâmetros para LTs curtas. Dois desses métodos desconsideraram o ruído em suas modelagens e os resultados obtidos foram comparados com aqueles que levaram em conta as incertezas nas medições. Para o modelo linear, foi aplicado o método dos mínimos quadrados ordinários, enquanto no caso do modelo não linear, utilizou-se a linearização combinada com o método de Newton.

Seguindo uma linha de pesquisa similar, Indulkar e Ramalingam (2008) propuseram um método para determinar os parâmetros elétricos de linhas de transmissão através de medições diretas de tensão, corrente e potência nas extremidades da LT, utilizando um modelo simplificado da linha de transmissão, conhecido como rede PI equivalente, e aplicando o método de Newton-Raphson para resolver as equações não lineares envolvidas.

Liao e Kezunovic (2009) sugeriram um otimizador baseado no modelo de LT de parâmetros distribuídos para determinar os parâmetros de sequência positiva da linha de transmissão, considerando possíveis erros de medições. Tais erros foram detectados e identificados por meio de um algoritmo, minimizando o impacto dos erros e aumentando a precisão nos parâmetros estimados.

No estudo apresentado por Shi *et al.* (2011), foi realizada uma análise para a estimação dos parâmetros de sequência positiva, negativa e de sequência zero de uma linha de transmissão, seja ela transposta ou não, com base na teoria de estimação linear. O estudo avaliou o desempenho do método em diversos cenários com a presença de ruído nas amostras das PMUs.

Schulze, Schegner e Zivanovic (2011) apresentaram um método para estimar os parâmetros de LTs assimétricas com base em registros de falhas. A abordagem proposta utilizou dados de falta amostrados de forma síncrona em ambos os terminais da LT, provenientes de uma falha ocorrida fora da LT a ser estimada. Dessa forma, os registros de uma LT adjacente em condições normais podem ser utilizados para a identificação dos parâmetros da linha de transmissão em análise.

O método de estimação de parâmetros de linhas de transmissão apresentado por Ding, Bi e Zhang (2011) foi baseado no método dos mínimos quadrados totais (do inglês, *Total Least Squares* - TLS), utilizando a potência aparente complexa e tensões fasoriais obtidas por PMUs. O método proposto utilizou uma técnica de janela móvel, assumindo que os parâmetros permaneceram constantes dentro de cada intervalo de tempo. Com essa abordagem, a função objetivo do método foi transformada em um problema de mínimos quadrados aplicado a cada janela. Em cada intervalo, a técnica TLS foi empregada para minimizar os erros entre os dados medidos e os valores estimados pelo modelo.

Du e Liao (2012) desenvolveram uma estrutura para estimar os parâmetros de sequência positiva, temperatura e flecha de linhas de transmissão utilizando fasores de tensão e corrente medidos em tempo real por unidades de medição fasorial. A temperatura média da LT pôde ser estimada pelas características do condutor, e a resistência média, a partir da qual a flecha pôde ser derivada, foi obtida com base nos parâmetros estimados. Os algoritmos propostos utilizaram o método dos mínimos quadrados e a teoria de estimação ótima não linear.

Dasgupta e Soman (2013) apresentaram uma variação do método dos mínimos quadrados totais para estimação dos parâmetros de sequência positiva de uma linha de transmissão, usando apenas as correntes e tensões de sequência positiva nos terminais de entrada e saída da LT. O estudo propôs uma abordagem de seleção de dados para o processo de estimação, a fim de eliminar a redundância nas informações fasoriais e proporcionar variabilidade nos dados fasoriais, utilizando pesos para as entradas dos dados, considerando as medidas realizadas por transformadores de corrente e transformadores de potencial capacitivo.

A pesquisa desenvolvida por Costa e Kurokawa (2015) apresentou um procedimento para estimação de parâmetros de linhas de transmissão no domínio

do tempo, combinando dois métodos distintos: um baseado no modelo trifásico π , que utiliza diretamente os parâmetros de impedância e admitância no domínio de fase, e outro baseado em técnicas de desacoplamento modal, que transforma a LT trifásica em três modos independentes representados como LTs monofásicas com circuitos π convencionais. A premissa dessa pesquisa é que o uso de dois ou mais métodos de estimação proporciona maior redundância e confiança, permitindo a determinação mais precisa dos parâmetros Z e Y , especialmente com o suporte de uma base de dados ampla e análise adequada, baseada em medições de corrente e tensão obtidas de registros de falhas sincronizados nas duas extremidades da LT.

Ritzmann *et al.* (2016) propuseram um método para estimar parâmetros de impedância de linhas de transmissão com a presença de erros sistemáticos nas medições de tensão e corrente obtidas por sincrofasores. O método considerou LTs modeladas por circuitos π , incluindo impedância série e admitância *shunt*, e pressupôs parâmetros constantes ou com variação linear em curtos períodos. Para lidar com os erros sistemáticos, o trabalho utilizou uma abordagem de otimização para identificar constantes de correção em que as medições dos sincrofasores foram corrigidas antes que as estimações dos parâmetros fossem calculadas, utilizando-se aproximações de primeira ordem da série de Taylor, com o intuito de garantir maior precisão nas estimações.

Li *et al.* (2017) desenvolveram um método de estimação de parâmetros de linhas de transmissão que otimiza simultaneamente os parâmetros e um esquema adaptativo de seleção de dados. Buscando minimizar o desvio padrão relativo ao invés vez de erros absolutos, o modelo empregou uma técnica iterativa baseada no método de Newton para ajustar a relação entre o desvio padrão relativo e o esquema de seleção de dados.

Ren, Lev-Ari e Abur (2017) propuseram uma abordagem para estimar parâmetros de linhas de transmissão aéreas não transpostas, combinando estimação de estados e rastreamento de parâmetros de forma repetitiva. Para isso, uma estimação de estado trifásica estática é realizada, a partir da qual um filtro de Kalman rastreia dinamicamente os parâmetros, atualizando-os a cada varredura de medições.

Asprou e Kyriakides (2017) apresentaram uma metodologia *offline* para

identificar e estimar parâmetros incorretos de linhas de transmissão usando pelo menos uma PMU por LT monitorada. A abordagem combinou o teste do Maior Resíduo Normalizado, um estimador linear de parâmetros e leituras de medições coletadas ao longo de um dia, permitindo localizar LTs com parâmetros imprecisos e estimar seus valores de forma robusta, mesmo diante de múltiplas LTs afetadas e de ruídos de medição elevados.

Milojević *et al.* (2018) estimaram os parâmetros de impedância de linhas de transmissão trifásicas transpostas e não transpostas baseados em medições de sincrofasores nos dois terminais da linha de transmissão utilizando uma técnica de regressão linear robusta (estimador M), aplicando especificamente a função de influência limitada de Huber. Essa abordagem reduz significativamente o efeito de dados discrepantes (*outliers*) no processo de estimação, dispensando análises adicionais de detecção e eliminação de dados ruins.

Um método de estimação de parâmetros de linhas de transmissão utilizando um sistema de caixa-preta virtual (do inglês, *Virtual Black-Box*) foi proposto por Ghiasi, Abedi e Hosseinian (2019), requerendo apenas medições de tensão e corrente em uma extremidade da LT. Os dados de tensão e corrente foram organizados em entradas e saídas virtuais, cujos coeficientes vincularam-se aos parâmetros da LT e o método utilizou mínimos quadrados recursivos para estimá-los, permitindo tanto a determinação dos parâmetros quanto o cálculo do perfil de tensão em regime transitório.

Asprou, Kyriakides e Albu (2019) apresentaram um método para calcular parâmetros de linhas de transmissão com medições fasoriais sincronizadas em ambas as extremidades, incorporando incertezas de transformadores de instrumento e das próprias PMUs. Foram derivadas expressões analíticas que quantificaram os limites de erro levando em conta a dependência do erro dos transformadores de corrente em relação às condições de carregamento do sistema, validando-se via simulações de Monte Carlo.

A abordagem apresentada por Wehenkel *et al.* (2020) para estimar parâmetros de linhas de transmissão trifásicas não transpostas utilizando medições provenientes de PMUs, possui foco especial em LTs curtas. Foram desenvolvidos diferentes métodos de estimação baseados em mínimos quadrados, dentre os quais

os estimadores de mínimos quadrados ponderados e de máxima verossimilhança se destacaram pela maior precisão nesse trabalho.

Uma metodologia utilizando inteligência artificial nas técnicas de estimação em que a identificação de parâmetros de linhas de transmissão utilizando uma rede neural de Função de Base Radial (do inglês, *Radial Basis Function* - RBF) e dados SCADA foi proposta por Yan (2020). A metodologia utilizou um modelo π -equivalente considerando diferentes condições de operação e dos parâmetros do circuito. A eficácia da abordagem foi validada através de simulações confrontadas com dados reais oriundos do sistema SCADA.

A abordagem para a estimação em tempo real de parâmetros de linhas de transmissão proposta por Dobakhshari *et al.* (2021) utilizou medições, provenientes de RTUs integradas a sistemas SCADA, de tensões nas barras e fluxos de potência ativa e reativa da LT. A técnica proposta empregou um modelo de parâmetros distribuídos para LTs longas e introduziu uma reformulação linear exata do problema, permitindo uma solução analítica não iterativa, possibilitando a estimação da impedância série e a admitância shunt.

Vlahinić *et al.* (2021) investigaram as incertezas na estimação de parâmetros de linhas de transmissão curtas e médias por meio de um modelo π equivalente, analisando dados reais de duas linhas de transmissão e enfatizando a influência das correlações entre medições de tensão e corrente ao se aplicar a lei de propagação de incerteza.

Uma abordagem não linear para estimar simultaneamente fasores e parâmetros de linhas de transmissão em regime permanente foi proposta por Pereira *et al.* (2022), utilizando um equivalente π e o filtro de Kalman estendido com produto de Kronecker para tratar os termos jacobianos. A técnica estimou os parâmetros de sequência positiva no domínio $d-q$ de forma recursiva, com base na dinâmica de rotação de fasores em uma dada frequência, viabilizando a análise de fluxo de potência, contingências e demais estudos que envolviam parâmetros de LT.

Gerez *et al.* (2022) propuseram um método para estimar parâmetros de série dependentes de frequência de linhas de transmissão longas, utilizando o modelo de quadripolos e técnicas de mínimos quadrados para ajustar os parâmetros de resistência e indutância em um intervalo de 1 a 250 Hz, abrangendo fenômenos

transitórios e distorções harmônicas comuns em sistemas de transmissão. Sendo realizado, ainda, simulações no PSCAD, considerando diferentes condições de carga e tensão.

Relacionando outras aplicabilidades para utilização das PMUs, pode-se destacar a utilização na proteção de sistemas elétricos, principalmente no monitoramento de falhas em linhas de transmissão. Khan, Ahmed e Haidar (2022) utilizaram as medições fasoriais para análises dinâmicas e detecção de faltas através da técnica de componentes simétricas. Paramo, Bretas e Meyn (2023) detectaram faltas de alta impedância em estado permanente baseado em medições de PMUs, em que os dados foram usados para estimar os autovalores correspondentes às linhas de transmissão monitoradas.

O trabalho proposto por Chang, Lee e Oh (2023) não utilizou PMUs em sua metodologia, entretanto, apresentou um método para estimar a matriz de impedâncias utilizando medições convencionais SCADA. Os ângulos de fase também foram estimados sem qualquer informação prévia do sistema combinando métodos convencionais de estimação baseados em dados de potência ativa, reativa e magnitude de tensão. A abordagem foi validada por simulações e experimentos *hardware-in-the-loop* - HIL, para testar a eficácia na análise de sistemas elétricos reais.

Abdolkhalig (2023) propôs um método de estimação dinâmica baseado na estimação linear quadrática (LQE) e na transformação *unscented*, derivada do filtro de Kalman (do inglês, *Unscented Kalman Filter*), para identificar parâmetros de impedância e admitância de linhas de transmissão trifásicas equilibradas de comprimento médio, modeladas por um circuito π equivalente. Foram utilizadas amostras de unidades de medição fasorial com algoritmos baseados na transformada de Fourier e na transformação *unscented*, o método transformou equações em regime permanente em um modelo dinâmico linear, sendo avaliado em condições extremas, como variações abruptas de tensão e frequência.

O estudo recente proposto por Chen *et al.* (2024) introduziu uma abordagem baseada em rede de atenção em grafos (do inglês, *Graph Attention Network* - GAT), uma arquitetura de rede neural que opera com os dados estruturados em grafos, para estimação de parâmetros de linhas de transmissão. O mecanismo de atenção

foi incorporado no processo de agregação dos nós vizinhos dentro das redes neurais gráficas, empregando uma camada de atenção gráfica que aprende a atribuir pesos às características de cada vizinho do grafo. Essa abordagem consegue lidar com ruídos e erros nas medições, utiliza como entrada as medições provenientes do SCADA e os parâmetros são a saída do modelo.

Duarte *et al.* (2024) investigaram métodos de mínimos quadrados não lineares (Gauss–Newton, Região de Confiança e *Levenberg–Marquardt*) para estimar parâmetros de linhas de transmissão aéreas e cabos subterrâneos/submarinos, incorporando modelagem de ruído Gaussiano nas medições fasoriais. Foi analisada a acurácia e a robustez de cada método em diferentes cenários, como variação do nível de ruído e do número de amostras. Além disso, discutiu-se como a correlação entre os resíduos pôde afetar sistematicamente a estimação, enfatizando a importância de uma abordagem não linear rigorosa, capaz de apresentar bom desempenho mesmo com poucas amostras e diferentes configurações de inicialização.

Diante do exposto, é evidente que a estimação de parâmetros de linhas de transmissão tem evoluído significativamente, abrangendo desde métodos clássicos baseados em medições locais até abordagens modernas que utilizam técnicas avançadas de otimização, processamento de dados e inteligência artificial. Esta seção revisa as principais metodologias de estimação dos parâmetros de linhas de transmissão, traçando sua evolução desde os métodos tradicionais até as técnicas mais avançadas e atuais.

2.1.1 Medições Fasoriais Sincronizadas por GPS (PMUs)

As Unidades de Medição Fasorial (PMUs) são dispositivos que medem a magnitude e a fase das tensões e correntes em pontos específicos do sistema elétrico com alta precisão temporal, sincronizadas por GPS (Nuqui; Phadke, 2005; Phadke; Thorp; Karimi, 1986). As PMUs permitem a captura de medições fasoriais em tempo real, proporcionando uma visão precisa e abrangente do estado do sistema (Phadke, 1993). Estas medições são essenciais para aplicações avançadas de monitoramento e controle de sistemas elétricos, incluindo a detecção de instabilidades, estimação de estados, medição de frequência e magnitude de fasores, retransmissão adaptativa e controle aprimorado (Abbasy; Ismail, 2009).

Os ângulos de fase dos fasores de tensão dos barramentos da rede elétrica sempre foram de interesse especial em análises de sistemas de elétricos de potência. O fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão é proporcional ao seno da diferença de ângulo entre as tensões nos dois terminais da linha de transmissão. Medir essas diferenças de ângulo é essencial para muitas considerações de planejamento e operação na rede elétrica. As aplicações mais antigas, consideradas modernas para época, envolvendo medição direta das diferenças de ângulo de fase foram propostas nos trabalhos de Missout e Girard (1980), Missout *et al.* (1981) e Bonanomi (1981), em que esses sistemas utilizavam transmissões via sistema de navegação LORAN-C (do inglês, *Long Range Navigation*), satélite GOES (do inglês, *Geostationary Operational Environmental Satellite*) e sistema rádio HBG, na devida ordem, para obter a sincronização do tempo de referência em diferentes locais do sistema considerado.

Pesquisas realizadas nos anos de 1970 sobre relés de linhas de transmissão em esquemas de proteção, baseados em microprocessadores, evidenciaram que o poder computacional disponível na época era apenas suficiente para gerenciar os cálculos necessários às funções de relé. A técnica proposta por Phadke, Ibrahim e Hlibka (1977), baseada na análise de componentes simétricas de tensões e correntes da LT, eliminava a necessidade de resolver múltiplas equações, possibilitando que os cálculos fossem realizados por meio de uma única equação. Além disso, esse método impulsionou o desenvolvimento de sistemas modernos de medição de fasores, uma vez que utilizou tensões e correntes de sequência positiva, reconhecendo a importância dessas componentes. Vale ressaltar que as tensões de sequência positiva de uma rede constituem o vetor de estados de um sistema elétrico, desempenhando papel fundamental em toda a análise. Uma publicação, datada de meados dos anos 80, identificou a importância da medição de fasores de sequência positiva e suas aplicações (Phadke; Thorp; Adamiak, 1983).

O Sistema de Posicionamento Global (GPS), que começou a ser implantado na mesma época, ofereceu uma maneira eficaz de sincronizar medições de sistemas de energia em grandes distâncias. Os primeiros protótipos de Unidades de Medição de Fasores (PMUs) utilizando GPS foram desenvolvidos no laboratório de pesquisas em sistemas de potência na universidade *Virginia Tech* no início dos anos 1980. Esses

protótipos foram implantados em subestações da *Bonneville Power Administration*, *American Electric Power Service Corporation* e *New York Power Authority*. A fabricação comercial de PMUs começou em 1991 pela *Macrodyne*, em colaboração com a *Virginia Tech* (Macrodyne Inc., 1991).

Diversos fabricantes oferecem PMUs como produtos comerciais, e a implantação dessas unidades está em andamento em diversos países. Um padrão regulamentando o formato dos arquivos de dados criados e transmitidos pelas PMUs foi publicado pelo IEEE (do inglês, *Institute of Electrical and Electronics Engineers*) em 1995 (IEEE 1344, 1995), sendo confirmada em 2001, revisada em 2006 e 2011 e a última versão foi publicada em 2018 (IEC/IEEE 60255-118-1, 2018). Paralelamente ao desenvolvimento das PMUs, a pesquisa sobre suas aplicações continuou a evoluir e a tecnologia de medições fasoriais sincronizadas foi se aperfeiçoando com a alta demanda por sistemas de medição compostos por PMUs.

2.2 CONCLUSÕES PARCIAIS

O monitoramento e a estimação dos parâmetros das linhas de transmissão têm evoluído significativamente ao longo das últimas décadas, desde métodos tradicionais, como medições *offline* até técnicas baseadas em modelagens computacionais, inteligência artificial, aprendizado de máquina e medições fasoriais sincronizadas. Dessa forma, as pesquisas continuam avançando estimuladas pela necessidade de sistemas de transmissão de energia mais eficientes e também confiáveis. Assim, pode-se afirmar que a introdução das PMUs e a evolução das técnicas de estimação têm permitido um monitoramento mais preciso e em tempo real, sendo fundamental para a operação segura dos sistemas de transmissão de energia.

Como as PMUs oferecem medições fasoriais sincronizadas por GPS com alta precisão temporal, torna-se viável modelar as linhas de transmissão de forma detalhada, identificando variações nos parâmetros em tempo real. Essa capacidade não só melhora a confiabilidade e a eficiência na operação dos sistemas elétricos, como também impulsiona o desenvolvimento de metodologias avançadas de análise e planejamento, fazendo das PMUs um componente indispensável.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 DESENVOLVIMENTO DO MÉTODO PROPOSTO

Nesta seção, será apresentada a metodologia e os procedimentos adotados para a realização deste estudo com o objetivo de descrever as abordagens de forma clara e precisa para garantir a validade dos resultados. Primeiramente, é apresentada a obtenção das grandezas de sequência positiva. Posteriormente, é delineado o modelo de linha de transmissão utilizado, seguido pela descrição do problema de otimização. Cada etapa é discutida e apoiada em referências relevantes, assegurando a robustez e a coerência do método desenvolvido.

3.1.1 Obtenção das grandezas de sequência positiva

Os fasores de tensão nas fases a, b e c, representados por V_a , V_b , V_c , respectivamente, podem ser medidos em uma determinada subestação do sistema através de PMUs (Phadke; Thorp, 2008). Baseado nesses valores previamente medidos e utilizando-se a matriz de transformação inversa do teorema de Fortescue (3.1), é possível determinar as componentes simétricas de sequência positiva (V_1), negativa (V_2) e zero (V_0) com base em (3.2) em que o termo α , também denominado operador, é igual a $1 \angle 120^\circ$ pu.

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

A Equação (3.2) pode ser reescrita em forma compacta, conforme (3.3).

$$V^{012} = T^{-1} \cdot V^{abc} \quad (3.3)$$

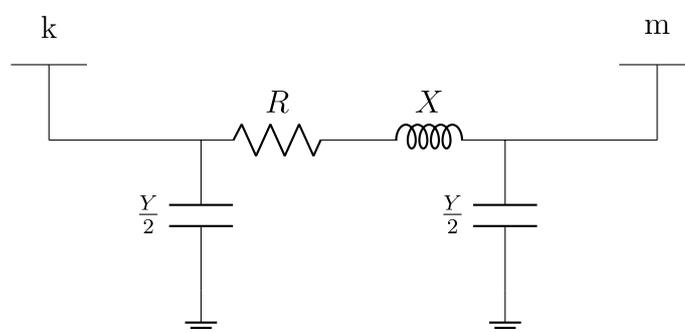
Observe que, com base na matriz de transformação T^{-1} , juntamente com os valores previamente medidos, é possível determinar os valores correspondentes

trifásicos das correntes, de maneira análoga, bem como calcular as impedâncias dos elementos da rede (Fuchs, 1977).

3.1.2 Modelo da linha de transmissão

Considera-se o circuito de sequência positiva de uma linha de transmissão, modelada como uma seção π (PI), conforme apresentado pela Figura 1, em que o parâmetro R corresponde ao valor da resistência, X representa a reatância, Z refere-se à impedância longitudinal do sistema e Y corresponde à admitância *shunt* considerando os terminais k e m de uma determinada LT aérea.

Figura 1 – Seção PI para linha de transmissão.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para uma seção PI, as equações (3.4) e (3.5) apresentam o cálculo da impedância longitudinal e admitância *shunt* da linha de transmissão, respectivamente, em que G é a condutância e S é a susceptância.

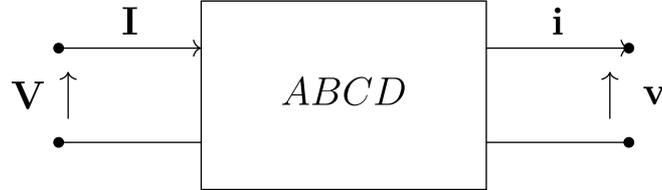
$$Z = R + jX \quad (3.4)$$

$$Y = G + jS \quad (3.5)$$

Com base na análise em quadripolo, a linha de transmissão pode ser analisada de acordo com a Figura 2, em que os parâmetros de impedância da LT podem ser representados pelas constantes A , B , C e D , denominadas por constantes generalizadas. Além disso, as variáveis associadas à extremidade transmissora,

responsáveis pela entrada de tensão e corrente são denotadas por \mathbf{V} e \mathbf{I} respectivamente, e as tensões e correntes correspondentes ao final da LT, conhecida como receptora, são representadas por \mathbf{v} e \mathbf{i} respectivamente.

Figura 2 – Quadripolo representativo da LT.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O modelo de quadripolo da Fig. 2, permite correlacionar as tensões e correntes fasoriais nos terminais do elemento modelado, dessa forma é possível obter equações para cada uma dessas variáveis conforme (3.6) e (3.7).

$$\mathbf{V} = A \cdot \mathbf{v} + B \cdot \mathbf{i} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{I} = C \cdot \mathbf{v} + D \cdot \mathbf{i} \quad (3.7)$$

Com base em (3.6) e (3.7), o sistema linear (3.8) é definido.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V} \\ \mathbf{I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{v} \\ \mathbf{i} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

As constantes generalizadas para uma linha de transmissão aérea de comprimento médio podem ser representadas pelos parâmetros de impedância e admitância da LT, sendo definidas pela Equação 3.9 à Equação 3.12 segundo as referências (Harder, 1964; Fuchs, 1977).

$$A = 1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \quad (3.9)$$

$$B = Z \quad (3.10)$$

$$C = Y \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{4}\right) \quad (3.11)$$

$$D = 1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \quad (3.12)$$

As constantes podem ser expressas em forma retangular, onde são decompostas em suas partes real e imaginária, como mostrado em (3.13) à (3.16).

$$A = a' + ja'' \quad (3.13)$$

$$B = b' + jb'' \quad (3.14)$$

$$C = c' + jc'' \quad (3.15)$$

$$D = d' + jd'' \quad (3.16)$$

A Equação (3.6) do fasor de tensão, apresentada anteriormente, pode ser decomposta em parte real, sendo representada por V_r , e parte imaginária, representada por V_m . Utilizando-se das Equações (3.13) e (3.14), pode-se obter as Equações (3.17) e (3.18). Por reciprocidade, a Equação (3.7), a qual representa o fasor de corrente pode ser decomposta em sua parte real (I_r) e parte imaginária (I_m), resultando nas Equações (3.19) e (3.20), respectivamente. Vale destacar que, na prática, a parte real (r) e a parte imaginária (m) das tensões e correntes de ambos os lados podem ser medidas por PMUs alocadas em ambas as extremidades da linha de transmissão.

$$V_r = a' \cdot v_r - a'' \cdot v_m + b' \cdot i_r - b'' \cdot i_m \quad (3.17)$$

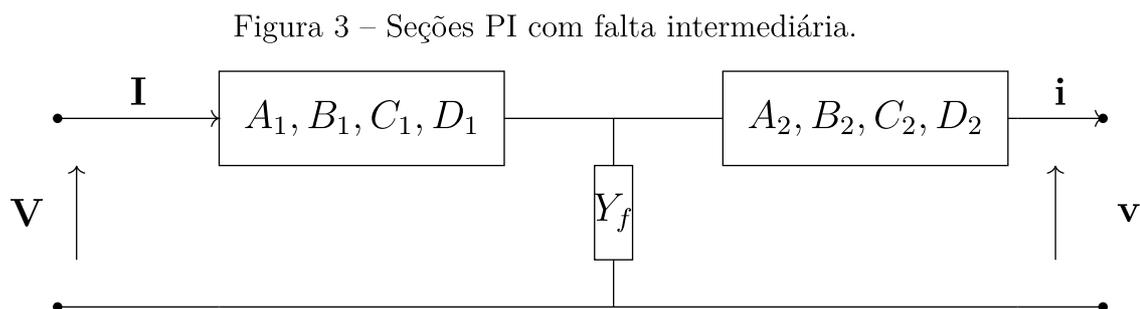
$$V_m = a' \cdot v_m + a'' \cdot v_r + b' \cdot i_m + b'' \cdot i_r \quad (3.18)$$

$$I_r = c' \cdot v_r - c'' \cdot v_m + d' \cdot i_r - d'' \cdot i_m \quad (3.19)$$

$$I_m = c' \cdot v_m + c'' \cdot v_r + d' \cdot i_m + d'' \cdot i_r \quad (3.20)$$

3.1.3 Impedância de falta e localização da falha

Caso ocorra uma falha em qualquer parte da linha de transmissão, a mesma análise pode ser aplicada. Nesta perspectiva, considera-se que dois circuitos de seção PI estão conectados em série, incorporando uma admitância intermediária Y_f associada à falha. Esse arranjo resulta na representação em quadripolos mostrada na Figura 3.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Neste cenário, as constantes generalizadas podem ser representadas pelas Equações (3.21) à (3.24), de acordo com Harder (1964), Fuchs (1977), em que os subscritos 1 e 2 estão relacionados às partes da LT antes e depois da ocorrência da falha, respectivamente.

$$A = A_1 \cdot A_2 + C_1 \cdot B_2 + A_1 \cdot B_2 \cdot Y_f \quad (3.21)$$

$$B = B_1 \cdot A_2 + D_1 \cdot B_2 + B_1 \cdot B_2 \cdot Y_f \quad (3.22)$$

$$C = A_1 \cdot C_2 + C_1 \cdot D_2 + A_1 \cdot D_2 \cdot Y_f \quad (3.23)$$

$$D = B_1 \cdot C_2 + D_1 \cdot D_2 + B_1 \cdot D_2 \cdot Y_f \quad (3.24)$$

Considerando a impedância longitudinal maior que as admitâncias *shunt*, uma premissa útil, que é de fato adotada para LTs aéreas de médio porte, algumas

simplificações podem ser adotadas para deduzir as Equações (3.25) e (3.26) que determinam os valores das impedâncias da primeira e da segunda parte da linha de transmissão, respectivamente antes e após a falta. A Equação (3.27) apresenta o valor da admitância da falta Y_f que, neste caso, tem o mesmo valor da constante C segundo as simplificações empregadas, através de manipulações algébricas.

$$Z_1 = \frac{D - 1}{Y_f} \quad (3.25)$$

$$Z_2 = \frac{A - 1}{Y_f} \quad (3.26)$$

$$Y_f = C \quad (3.27)$$

Uma vez que é viável obter as impedâncias antes e depois da falta, é possível estimar a distância (p) de ambas extremidades, podendo assim, o local da falta ser determinado pela Equação (3.28) a partir da proporção entre as impedâncias vistas antes da falta (Z_1) e depois da falta (Z_2).

$$p = \frac{|Z_1|}{|Z_1| + |Z_2|} \cdot 100\% \quad (3.28)$$

3.1.4 Problema de otimização

Assumindo que as PMUs estão instaladas nas duas extremidades da LT e é possível obter fasores de tensão e corrente em tempo real, o método proposto é formulado como um problema de otimização sendo o vetor de variáveis a ser calculado apresentado em (3.29) o qual é composto por partes real e imaginária das constantes generalizadas do modelo de quadripolo da linha de transmissão.

$$\hat{\mathbf{x}} = [a', a'', b', b'', c', c'', d', d'']^T \quad (3.29)$$

A função objetivo descrita por (3.30) está sujeita às restrições de igualdade representadas por (3.31) à (3.34) e à restrição de desigualdade representada por (3.35) em que o vetor de variáveis pode variar entre os limites inferior e superior definidos por um valor percentual γ . Este valor percentual é adotado como 10%

do valor nominal dos parâmetros e serve para computar as incertezas associadas aos valores de impedância e incertezas com o modelo da rede, permitindo que a solução adequada seja calculada pela solução do problema de otimização.

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}) = \sum_{j=1}^N \left[(V_{r_j} - \hat{V}_{r_j})^2 + (V_{m_j} - \hat{V}_{m_j})^2 + (I_{r_j} - \hat{I}_{r_j})^2 + (I_{m_j} - \hat{I}_{m_j})^2 \right] \quad (3.30)$$

sujeito a:

$$\hat{V}_{r_j} = a' \cdot v_{r_j} - a'' \cdot v_{m_j} + b' \cdot i_{r_j} - b'' \cdot i_{m_j} \quad (3.31)$$

$$\hat{V}_{m_j} = a' \cdot v_{m_j} + a'' \cdot v_{r_j} + b' \cdot i_{m_j} + b'' \cdot i_{r_j} \quad (3.32)$$

$$\hat{I}_{r_j} = c' \cdot v_{r_j} - c'' \cdot v_{m_j} + d' \cdot i_{r_j} - d'' \cdot i_{m_j} \quad (3.33)$$

$$\hat{I}_{m_j} = c' \cdot v_{m_j} + c'' \cdot v_{r_j} + d' \cdot i_{m_j} + d'' \cdot i_{r_j} \quad (3.34)$$

$$(1 - \gamma) \cdot \hat{\mathbf{x}} \leq \hat{\mathbf{x}} \leq (1 + \gamma) \cdot \hat{\mathbf{x}} \quad (3.35)$$

A função objetivo minimiza a soma da diferença quadrática entre os valores medidos e estimados que são indicados com um acento tônico acima da variável. Considera-se um total de N amostras a serem obtidas pelas PMUs em um pequeno intervalo de tempo para evitar variações expressivas dos parâmetros. Considerando as medições fornecidas por PMUs com altas taxas de amostragem (tradicionalmente são 2880 amostras por segundo), pode-se considerar um número maior que 60 amostras por segundo a serem obtidas em um centro de controle, por exemplo.

As partes reais e imaginárias correspondentes das tensões e correntes podem ser estimadas pelas Equações (3.31) a (3.34).

Para a inicialização do algoritmo, o vetor solução foi composto inicialmente por elementos nulos, o que indica a ausência de informações prévias sobre os

reais parâmetros a serem estimados. Em um primeiro momento, a solução foi obtida de forma iterativa por meio do método de pontos interiores, com critério de convergência estabelecido em uma tolerância de 10^{-6} , utilizando a *toolbox* `fmincon` do *software* MATLAB (The MathWorks, Inc., 2018).

Adicionalmente, com o objetivo de avaliar o desempenho, a eficiência e a robustez da metodologia, o algoritmo também foi implementado em *Python* (Python Software Foundation, 2025), utilizando a biblioteca *SciPy* (Virtanen *et al.*, 2020). Nessa variação, foram empregados dois métodos de otimização, BFGS (DOCS.SCIPY.ORG, 2025a) e SLSQP (DOCS.SCIPY.ORG, 2025b), ambos com a mesma tolerância de 10^{-6} . As comparações entre esses métodos serão discutidas no capítulo seguinte.

Apesar de o objetivo deste trabalho não ser explorar em profundidade os conceitos e métodos de otimização em si, optou-se por fazer essas análises comparativas explorando as *toolboxes* disponíveis a fim de demonstrar versatilidade da formulação proposta independente de metodologia de resolução matemática. Os métodos usados em ambas as *toolboxes* são amplamente conhecidas e podem ser facilmente consultadas em suas respectivas documentações.

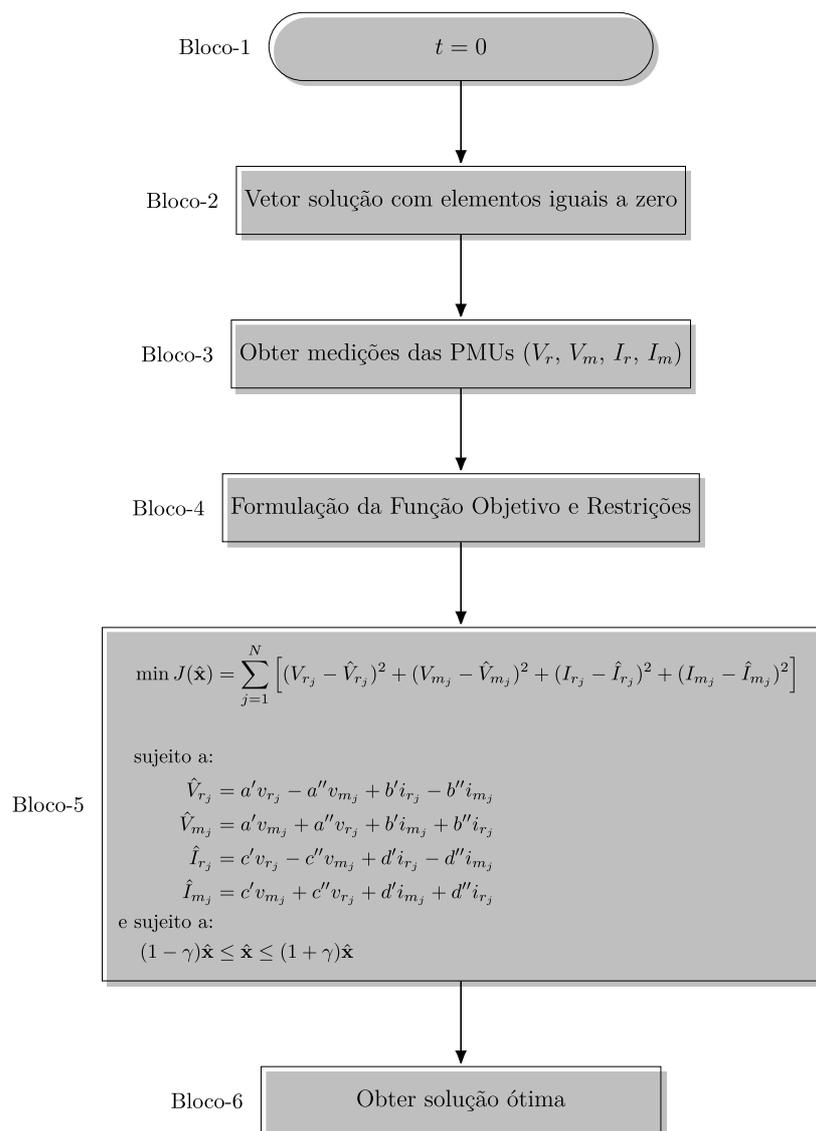
3.1.5 Fluxograma

A Figura 4 apresenta o fluxograma que resume as principais etapas envolvidas na metodologia proposta para a estimação dos parâmetros de linhas de transmissão a partir de medições fasoriais fornecidas por PMUs.

- **Bloco-1:** Inicialização do tempo de simulação com $t = 0$.
- **Bloco-2:** Definição do vetor de solução com todos os elementos inicialmente nulos, assumindo ausência de conhecimento prévio dos parâmetros da linha de transmissão.
- **Bloco-3:** Aquisição das medições fasoriais de tensão e corrente (V_r , V_m , I_r , I_m) fornecidas pelas PMUs instaladas nas extremidades da LT.
- **Bloco-4:** Formulação matemática da função objetivo e das restrições do problema de otimização.

- **Bloco-5:** Inserção das equações do problema de otimização, incluindo a função objetivo e as restrições de igualdade e desigualdade.
- **Bloco-6:** Resolução do problema de otimização, obtendo-se a estimativa ótima dos parâmetros.

Figura 4 – Fluxograma do processo de estimação dos parâmetros de linha de transmissão.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4 RESULTADOS E SIMULAÇÕES

Neste capítulo, serão apresentados três casos de estudo detalhados, abordando diferentes aspectos da simulação e análise da estimação de parâmetros de linhas de transmissão. O objetivo é avaliar o desempenho e a precisão do método proposto em diversas condições e contextos, utilizando tanto dados simulados quanto equipamentos físicos reais.

1. Simulações em uma linha de transmissão a partir de dados simulados.

No primeiro caso de estudo, serão realizadas simulações em uma linha de transmissão utilizando dados simulados. Esta abordagem permite explorar de forma controlada o impacto de diferentes variáveis nos resultados de estimação. As seguintes análises serão conduzidas:

- Exploração do erro aleatório: os resultados para simulações com diferentes inserções de erros aleatórios de distribuição normal (Gaussiana bicaudal) serão apresentados, demonstrando como a variação desse erro afeta os resultados de estimação.
- Exploração da quantidade de amostras: será avaliado o impacto do número de amostras nos resultados, mostrando análises para diversas quantidades de amostras.
- Análises de sensibilidade: o tempo computacional e o erro de cada algoritmo serão avaliados, comparando as implementações nas linguagens de programação MATLAB e Python. Além disso, será realizada uma análise estatística detalhada, bem como a respectiva análise gráfica, considerando distintos agrupamentos de amostragens com um número maior de simulações para a estimação dos parâmetros R , X e S .
- Análise da localização da falta: seis cenários diferentes para avaliar a precisão na localização de faltas serão avaliados:
 - Falta a 20% da LT com $Z_f = 2 \Omega$ e $Y_f = 0,5 \Omega^{-1}$.
 - Falta a 30% da LT com $Z_f = 4 \Omega$ e $Y_f = 0,25 \Omega^{-1}$.
 - Falta a 45% da LT com $Z_f = 8 \Omega$ e $Y_f = 0,125 \Omega^{-1}$.

- Falta a 55% da LT com $Z_f = 15 \Omega$ e $Y_f = 0,0667 \Omega^{-1}$.
- Falta a 75% da LT com $Z_f = 20 \Omega$ e $Y_f = 0,05 \Omega^{-1}$.
- Falta a 90% da LT com $Z_f = 25 \Omega$ e $Y_f = 0,04 \Omega^{-1}$.

2. Simulações em linhas de transmissão de sistemas teste IEEE.

Neste segundo caso de estudo, a metodologia proposta será aplicada às linhas de transmissão de sistemas teste IEEE para validar sua aplicabilidade em sistemas de maior porte:

- Sistema IEEE de 14 Barras;
- Sistema IEEE de 118 Barras.

3. Simulações em uma linha modelada considerando simulações HIL no RTDS.

No terceiro caso de estudo, serão utilizados equipamentos físicos reais, possibilitando as simulações HIL (*Hardware-in-the-Loop*), uma linha de transmissão será modelada e simulações HIL serão conduzidas no RTDS (*Real-Time Digital Simulator*) para simular e avaliar o comportamento e a precisão do método proposto em condições reais de operação.

Cada um desses casos de estudo oferece uma perspectiva única sobre a aplicação e eficácia da metodologia proposta, contribuindo para uma compreensão abrangente de sua robustez e versatilidade em diferentes cenários de operação.

4.1 PRIMEIRO CASO DE ESTUDO

Uma linha de transmissão foi modelada utilizando o *software* MATLAB, bem como a linguagem de programação *Python* utilizando a metodologia apresentada, para obter o comportamento em tempo real da linha de transmissão em operação. Essas ferramentas foram escolhidas para permitir uma análise comparativa e abrangente, garantindo precisão e eficiência na simulação e monitoramento das condições de operação.

Fasores de tensão e corrente são medidos em ambas as extremidades da linha de transmissão, simulando a aquisição de dados provenientes da instalação

de PMUs (Unidades de Medição Fasorial). Essas PMUs coletam as magnitudes e ângulos de cada grandeza medida, fornecendo uma visão detalhada do estado da linha de transmissão.

Para refletir as imperfeições e limitações típicas da instrumentação real, um erro aleatório é introduzido nas medições. Isso permite que as simulações sejam mais realistas, capturando as variações e incertezas que ocorrem em condições reais de operação.

Os parâmetros reais de R , X e S , sendo resistência, reatância e susceptância, respectivamente, utilizados para a modelagem estão apresentados na Tabela 1 e são referentes a uma linha de transmissão verdadeira, com tensão igual a 400kV, localizada em *East Midlands*, Inglaterra, entre as subestações *Grendon* e *Staythorpe* com o comprimento de 102 km de acordo com a referência Grid Warwick (2014).

Tabela 1 – Parâmetros da linha de transmissão.

Parâmetro	Valor
Resistência (R)	2,96 Ω
Reatância (X)	32,4 Ω
Susceptância (S)	$3,69 \cdot 10^{-4} \Omega^{-1}$

Fonte: (Grid warwick, 2014).

4.1.1 Inclusão de erro aleatório de 5%

Neste estudo de caso, um número de 50 amostras é utilizado e com o intuito de emular as imperfeições inerentes ao sistema de instrumentação, um erro aleatório de 5% é inserido em cada uma das 50 medições simuladas a partir do modelo desenvolvido no MATLAB, dessa forma, incertezas são inseridas na medição. Os valores reais são comparados com os valores obtidos pelo algoritmo de otimização e são apresentados na Tabela 2.

O erro, representado por ϵ , é obtido através da razão percentual entre a diferença dos parâmetros reais e dos resultados estimados em relação aos parâmetros reais. Ressalta-se que, para este estudo de caso, o método proposto foi executado e os resultados fornecidos foram determinados pela solução do problema de otimização.

Tabela 2 – Valores estimados para erro aleatório de 5% - MATLAB.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9599 Ω	$1,51 \times 10^{-4}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,3999 Ω	$1,56 \times 10^{-4}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6888 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,02 \times 10^{-2}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Neste cenário, conforme avaliado pela Tabela 2 é possível perceber uma ótima aproximação dos parâmetros visto que os erros foram relativamente pequenos. No entanto, o valor estimado para a susceptância tem o erro maior quando comparado aos resultados para a resistência e reatância da LT.

Para o modelo escrito em *Python*, os mesmos ajustes foram realizados no código, quais sejam, aquisição de 50 amostras e erro aleatório de 5% inserido nas medições. Os resultados são mostrados na Tabela 3 os quais foram obtidos utilizando o modelo de otimização SLSQP.

Tabela 3 – Valores estimados para erro aleatório de 5% - *Python*.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9601 Ω	$5,12 \times 10^{-5}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,4001 Ω	$5,43 \times 10^{-7}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6909 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$2,50 \times 10^{-2}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

É possível notar que os resultados obtidos em *Python* são mais precisos que os resultados obtidos em MATLAB nos parâmetros de resistência, reatância e susceptância estimados. Merece destaque que todos os resultados podem ser considerados com alto grau de exatidão uma vez que o erro (ϵ) é irrisório.

A maior diferença se dá no tempo de simulação, uma vez que o tempo em MATLAB é de cerca de 1,19 segundos e a simulação em *Python* foi finalizada em cerca de 0,02s.

4.1.2 Erro Aleatório de 1%

Inserindo um erro aleatório de 1% nas 50 medições simuladas a partir do modelo desenvolvido em *Python*, tem-se os resultados evidenciados na Tabela 4, utilizando o modelo de otimização SLSQP. De acordo com o padrão IEC/IEEE 60255-118 (IEC/IEEE 60255-118-1, 2018), o qual substituiu o IEEE C37.118 (IEEE C37.118, 2011), o erro deve ser menor que 1% para as medições das PMUs em condições normais de operação. Para atender a esse requisito e avaliar esse impacto, foi introduzido um erro aleatório de 1% nas medições. Essa abordagem permite simular condições reais de operação, simulando apenas o erro proveniente das PMUs e garantir que os métodos de otimização empregados sejam robustos o suficiente para lidar com as incertezas inerentes às medições, assegurando a confiabilidade e precisão dos resultados obtidos.

Tabela 4 – Valores estimados para erro aleatório de 1% - *Python*.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9598 Ω	$3,87 \times 10^{-4}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,4001 Ω	$4,52 \times 10^{-5}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6899 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$1,99 \times 10^{-1}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Com os resultados obtidos na Tabela 4, é possível depreender que os valores estimados são bem próximos dos valores reais, confirmando essa informação através do valor do erro (ϵ) obtido. O mesmo pode ser observado para o modelo desenvolvido em MATLAB, apresentado na Tabela 5 considerando o mesmo erro aleatório de 1% para 50 amostras. Da mesma forma que no caso anterior, os resultados apresentados para o problema de otimização elaborado em *Python* são mais precisos, ou seja, possuem erros (ϵ) menores que os resultados evidenciados em MATLAB.

Um fato que deve ser considerado é que os valores dos erros (ϵ) entre os valores reais e estimados quando se considera erro aleatório de 1% é maior que o erro (ϵ) obtido quando se avaliam os resultados para erro aleatório de 5%, porém, ambos resultados podem ser considerados com alta exatidão pois ainda são inferiores a 1%. Isso se deve ao fato de que a inserção de erros de 5% permitem que o algoritmo

Tabela 5 – Valores estimados para erro aleatório de 1% - MATLAB.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9599 Ω	$2,221 \times 10^{-3}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,3989 Ω	$3,36 \times 10^{-3}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6898 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$5,84 \times 10^{-1}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

de otimização explore uma região mais ampla do espaço de soluções, permitindo encontrar uma melhor solução ou aproximação mais acertada da solução ótima.

Além disso, uma variação maior nos dados de entrada pode suavizar o impacto de pequenas flutuações e ruídos nos dados, permitindo que o algoritmo de otimização identifique padrões mais significativos e robustos. Em contraste, variações menores que 1% podem não ser capazes de fornecer informações suficientes ao algoritmo, limitando sua capacidade de melhorar a solução, uma forma de atenuar esse inconveniente é aumentar o número de amostras. Com isso, é possível comprovar a robustez da metodologia apresentada uma vez que com valores de entrada com baixa variabilidade nas medições é possível obter resultados excelentes, com baixo erro e conseqüentemente valores estimados dos parâmetros praticamente iguais ao valores reais.

Vale ressaltar que ambos resultados possuem alta acurácia na estimação dos parâmetros e os pontos aqui discutidos corroboram para a assertividade do método proposto.

4.1.3 Simulações para 100 amostras

Com o propósito de proporcionar uma representação mais abrangente do conjunto de dados, mais amostras são geradas para a simulação apresentada na Tabela 6 em que os resultados foram obtidos utilizando o modelo de otimização SLSQP a partir do modelo desenvolvido em *Python* e para a simulação em MATLAB exposta na Tabela 7 considerando um erro aleatório de 1% nas medições simuladas. Com um maior número de amostras, o impacto de ruídos e *outliers*, por ventura, existentes, tende a ser diluído, podendo resultar em uma estimativa mais precisa

dos parâmetros.

Tabela 6 – Valores estimados - 100 amostras - erro aleatório 1% - *Python*.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9601 Ω	$2,55 \times 10^{-4}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,3999 Ω	$1,53 \times 10^{-6}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6946 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$1,26 \times 10^{-1}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Os valores expostos na Tabela 6 e na Tabela 7 confirmam a melhora dos resultados na simulação, decorrendo em valores estimados mais acurados. O erro entre os valores reais e valores estimados, representado por ϵ é menor quando comparado com os valores obtidos na simulação com 50 amostras, representados pela Tabela 4, em *Python*, e pela Tabela 5, com o código em MATLAB.

Tabela 7 – Valores estimados - 100 amostras - erro aleatório 1% - MATLAB.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9599 Ω	$2,01 \times 10^{-3}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,3990 Ω	$2,88 \times 10^{-3}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,7066 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$4,51 \times 10^{-1}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Quanto ao tempo de execução do algoritmo, tanto para *Python* quanto para MATLAB é praticamente o mesmo quando executado com 50 ou 100 amostras, levando mais de 1 segundo para executar o algoritmo em MATLAB, representando mais de 10 vezes o tempo necessário para execução em *Python*.

4.1.4 Simulações para 8 amostras

Um número reduzido de amostras pode diminuir significativamente o tempo de processamento, sendo essencial para o uso eficiente da memória e dos recursos computacionais. Configurando o algoritmo para que forneça 8 amostras utilizando o modelo de otimização SLSQP em *Python*, com erro aleatório de 5%, conforme mostrado na Tabela 8 e com erro aleatório de 1% de acordo com os resultados

mostrados na Tabela 9, o tempo médio de tempo de simulação é de cerca 0,02s para ambos os casos.

Tabela 8 – Valores estimados - 8 amostras - erro aleatório 5% - *Python*.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9599 Ω	$2,02 \times 10^{-4}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,3999 Ω	$5,90 \times 10^{-7}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6863 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$9,91 \times 10^{-2}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Tabela 9 – Valores estimados - 8 amostras - erro aleatório 1% - *Python*.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9601 Ω	$2,09 \times 10^{-3}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,4001 Ω	$2,82 \times 10^{-3}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6802 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$2,65 \times 10^{-1}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

O erro (ϵ) entre os valores medidos e estimados para erro aleatório de 1% é maior do que o ϵ dos resultados obtidos para as simulações com erro aleatório de 5%. A mesma análise também pode ser evidenciado pela Tabela 10, representando a modelagem em MATLAB para 8 amostras com erro aleatório de 5% e a Tabela 11 que representa as mesmas configurações anteriores porém com erro aleatório de 1%.

Tabela 10 – Valores estimados - 8 amostras - erro aleatório 5% - MATLAB.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9599 Ω	$3,09 \times 10^{-4}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,3998 Ω	$3,64 \times 10^{-4}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6926 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$7,09 \times 10^{-2}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Analisando as Tabelas 2, 3, 4, 5, 6 e 7, expostas anteriormente, comparativamente com as Tabelas 8, 9, 10 e 11, é possível perceber que a quantidade de

Tabela 11 – Valores estimados - 8 amostras - erro aleatório 1% - MATLAB.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9599 Ω	$2,83 \times 10^{-3}\%$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,3986 Ω	$4,07 \times 10^{-3}\%$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,7133 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$6,33 \times 10^{-1}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

amostras inserida como entrada de dados para a resolução do problema interfere no resultado final do algoritmo de otimização.

Cabe ainda destacar que o tempo computacional demandado pelo *software* MATLAB é de cerca de 1,20 segundos para 8 amostras, seja para erro aleatório de 1%, seja para erro aleatório de 5%, apresentando praticamente a mesma duração para o algoritmo com 50 ou 100 amostras.

Dessa forma, o erro estabelecido para as simulações pode influenciar nos resultados, podendo ser necessário um maior número de amostras para que o erro relacionado aos valores estimados seja o menor possível. Assim, encontrar uma harmonia entre quantidade de amostras e resultado satisfatório é crucial, haja vista que o processamento de mais amostras demandam maior tempo computacional.

Realizar análises de sensibilidade para entender como a variação no número de amostras impacta os resultados pode ajudar a determinar o número ótimo de amostras para o problema específico. A configuração ideal busca um equilíbrio entre a precisão estatística, a eficiência computacional e a robustez dos resultados.

4.1.5 Análise de sensibilidade - MATLAB

Percebe-se que, devido aos erros aleatórios associados às medições fasoriais, cada vez que o método de otimização é resolvido, uma resposta ligeiramente diferente é obtida. Além disso, para diferentes valores de amostras, os resultados encontrados também diferem entre si.

Neste caso, é importante analisar a resposta do método apresentado não apenas a partir de uma única execução do algoritmo da metodologia proposta, mas utilizando uma abordagem estocástica em que o problema de otimização

será executado diversas vezes a fim de se avaliar estatisticamente os resultados de estimação através do erro médio e desvio padrão referente aos parâmetros estimados, a fim de mostrar a assertividade do método. Neste viés, 100 simulações foram conduzidas, significando que o método proposto foi executado esse número de vezes, a fim de se avaliar a resposta da estimação adequadamente tendo em vista a presença de erros aleatórios.

O erro médio (ϵ_m) das 100 simulações executadas é apresentado na Tabela 12 bem como o desvio padrão (σ) associado aos resultados obtidos para 50 amostras considerando erro aleatório de 5%.

Tabela 12 – Valores médios estimados para erro aleatório de 5%.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ_m	σ
Resistência (R)	2,96 Ω	2,9598 Ω	$4,66 \times 10^{-3}\%$	$7,88 \times 10^{-5}$
Reatância (X)	32,40 Ω	32,3976 Ω	$7,24 \times 10^{-3}\%$	$1,33 \times 10^{-3}$
Susceptância (S)	$3,69 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,7370 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$1,27 \times 10^0\%$	$2,69 \times 10^{-6}$

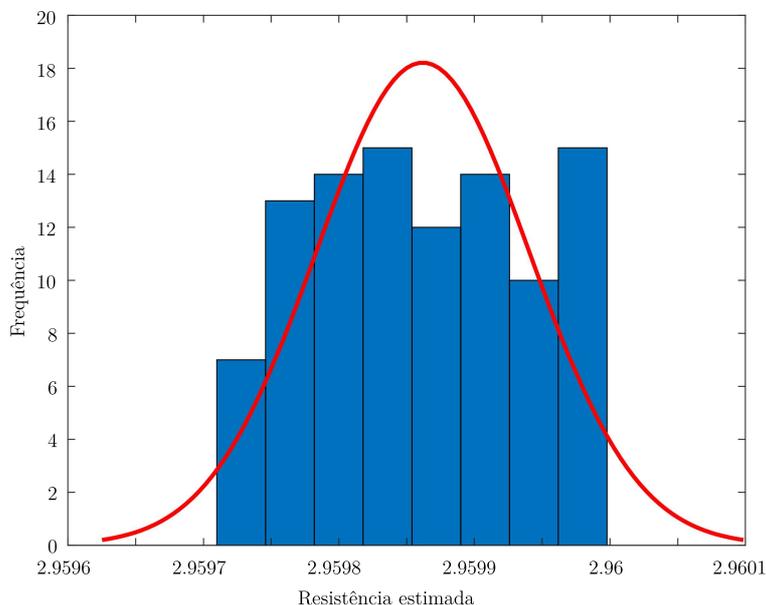
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A partir da Tabela 12, nota-se que os valores estimados de resistência, reatância e susceptância são próximos dos valores reais e estão associados a um reduzido erro médio (ϵ_m) de estimação. O desvio padrão indica que os valores estimados são uniformes em relação ao conjunto, uma vez que os valores do σ são muito baixos, indicando uma dispersão muito pequena entre os resultados obtidos pela metodologia. Isso comprova sua assertividade do ponto de vista estatístico.

A Figura 5 mostra o histograma da resistência estimada, na qual pode ser notada a baixa dispersão dos valores estimados, ratificando o resultado apresentado na Tabela 12.

A estimativa por densidade de Kernel, do inglês *Kernel Density Estimation* (KDE), para esse parâmetro pode ser evidenciado pela Figura 6, em que é possível identificar as diferentes respostas para cada execução do algoritmo, obtida em função dos erros aleatórios inseridos na medição. Percebe-se uma tendência de seguir um valor médio esperado, caracterizado pelo valor estimado apresentado na Tabela 12 com pouca variabilidade dos dados devido aos baixos valores de ϵ_m e σ .

Figura 5 – Histograma da resistência estimada.

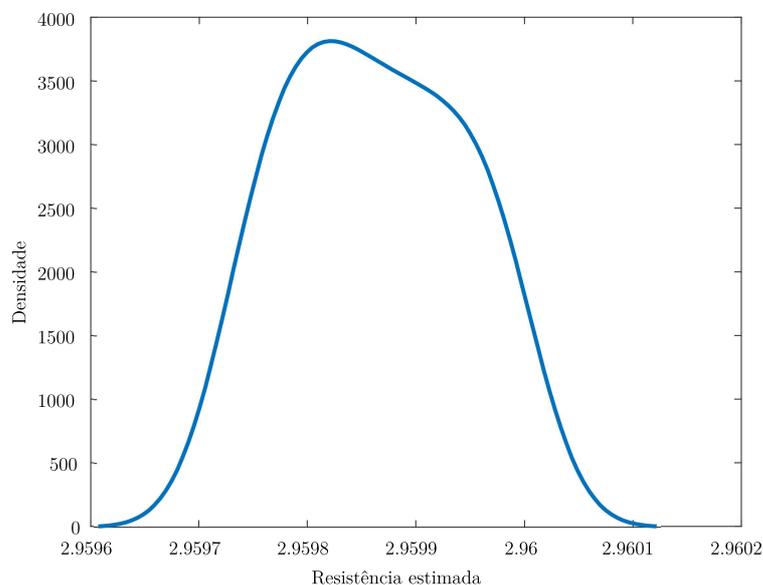


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Conforme pode ser observado pela Figura 6, o KDE tem a capacidade de suavizar os histogramas para melhor visualização das distribuições, com isso, é possível entender com mais acerto a distribuição observada, possibilitando ainda, a identificação de regiões com baixa densidade de dados. Vale ressaltar que a densidade não reflete diretamente a contagem de dados (como em um histograma), mas a tendência geral suavizada da distribuição. Quanto maior a densidade em uma região, maior é a probabilidade de encontrar dados naquela região.

Por outro lado, o maior erro obtido entre os resultados da Tabela 12 é detectada na susceptância, que apresenta o erro em cerca de 1% quando comparado com o valor real. A estimativa de densidade por Kernel (KDE) para a susceptância é apresentado na Figura 7 em que a função de densidade de probabilidade dessa variável aleatória é estimada, descrevendo a probabilidade de uma variável aleatória assumir um valor específico, em que a densidade é estimada a partir dos dados provenientes do resultado de valores estimados das 100 simulações realizadas. A curva de densidade Kernel mostra como os valores estimados da susceptância estão

Figura 6 – Estimativa de densidade kernel (KDE) - Resistência estimada.



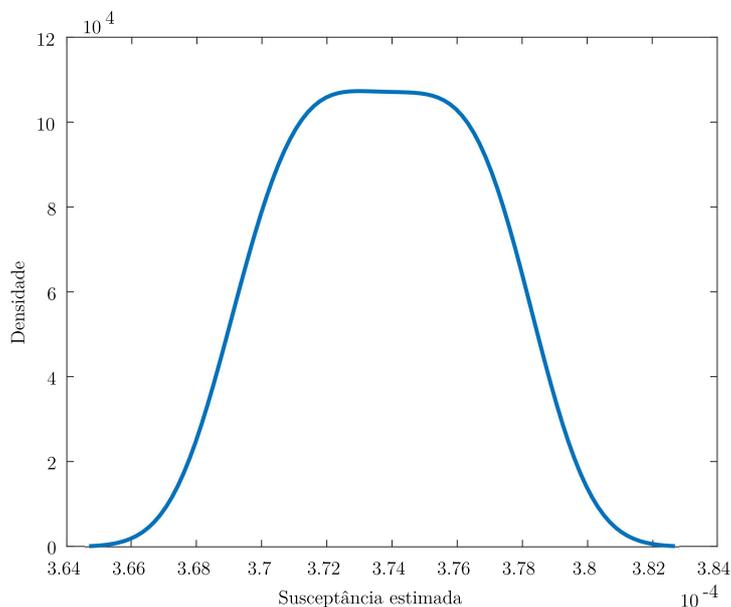
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

distribuídos em torno do valor estimado médio. Como pode ser visualizado na Figura 7, curva é centrada próximo ao valor estimado ($3,7370 \times 10^{-4}$), reforçando a precisão e a consistência do método.

O desvio padrão de $2,69 \times 10^{-6}$ indica baixa variabilidade nas estimativas, confirmando a concentração dos valores estimados ao redor do valor médio. Isso sugere que o método é consistente, produzindo resultados com pequenas variações em diferentes execuções.

Os resultados obtidos demonstram que a metodologia utilizada é eficaz para a estimativa de parâmetros de linhas de transmissão, tanto para a resistência e reatância, em que apresentaram os menores valores de erro médio e de desvio padrão quanto para a susceptância, que apresentou erro relativamente baixo. As técnicas de KDE forneceram uma visão detalhada das distribuições de probabilidade, complementando a análise estatística tradicional.

Figura 7 – Estimativa de densidade kernel (KDE) - Susceptância estimada.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.1.6 Análise de sensibilidade - Python

Conforme análise realizada anteriormente, os erros aleatórios presentes nas medições fasoriais resultam em pequenas variações nas respostas obtidas a cada execução do método de otimização no *software* MATLAB, comportamento também observado em *Python*. Isto posto, o problema de otimização será executado várias vezes para avaliar estatisticamente os resultados através do erro médio (ϵ_m) e desvio padrão (σ), além de outras análises estatísticas, com a finalidade de demonstrar a precisão do método. Nesse contexto, foram realizadas 100 simulações para avaliar de forma adequada a resposta da estimação dos parâmetros, considerando a influência dos erros aleatórios.

4.1.6.1 Métodos de otimização avaliados

Os métodos de otimização em *Python* utilizados nesta análise de sensibilidade são SLSQP e BFGS, cada um com suas particularidades e vantagens. Merece destaque que a análise matemática, bem como a descrição detalhada dos métodos

de otimização avaliados não fazem parte do escopo desta dissertação, os métodos foram utilizados sob a perspectiva do usuário final, focando na implementação do algoritmo. Para o estudo específico, um desses métodos será selecionado com base em critérios de desempenho, tempo computacional, robustez e adequação ao problema em questão.

O SLSQP (*Sequential Least Squares Quadratic Programming*) é um método robusto e eficiente para resolver problemas de otimização com restrições lineares e não lineares, baseado no cálculo de aproximações quadráticas da função objetivo e das restrições. Utilizando esse método, foram realizadas 100 simulações considerando a presença de erros aleatórios de 5%, considerando 50 amostras e os resultados obtidos são apresentados na Tabela 13, juntamente com o erro médio (ϵ_m) e o desvio padrão (σ) associado aos resultados obtidos.

Tabela 13 – Valores estimados - SLSQP - erro aleatório 5%.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ_m	σ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9601 Ω	$2,01 \times 10^{-3}\%$	$7,17 \times 10^{-5}$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,4010 Ω	$3,11 \times 10^{-3}\%$	$9,51 \times 10^{-4}$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6631 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$7,28 \times 10^{-1}\%$	$2,84 \times 10^{-6}$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

O BFGS (*Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno*) é um método de otimização quasi-Newton que aproxima a matriz Hessiana de segunda derivada. Realizaram-se 100 simulações, levando em conta a existência de erros aleatórios de 5% e utilizando 50 amostras. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Valores estimados - BFGS - erro aleatório 5%.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ_m	σ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9601 Ω	$2,12 \times 10^{-5}\%$	$4,92 \times 10^{-7}$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,4001 Ω	$1,19 \times 10^{-5}\%$	$1,19 \times 10^{-5}$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6903 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$1,01 \times 10^{-2}\%$	$3,32 \times 10^{-8}$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Analisando a Tabela 13 juntamente com a Tabela 14 é possível constatar que os métodos SLSQP e BFGS apresentam resultados semelhantes, possuindo

excelente performance. Apresentado baixos erros e valores pequenos de desvio padrão, quando comparados com os resultados oriundos do MATLAB (Tabela 12). O método BFGS apresentou o menor erro (ϵ_m) e o menor desvio padrão (σ) entre todos métodos analisados nesta dissertação,

A menor variabilidade nos resultados aliado à excelente precisão das estimativas tornam tanto o método SLSQP quanto o BFGS a escolha mais adequada para este estudo, destacando-se por eficiência e robustez na resolução do problema de otimização considerado nesta análise. Ainda assim, faz-se necessária a avaliação do tempo computacional para garantir que o método proposto seja também eficiente em termos de processamento.

4.1.6.2 *Tempo computacional*

Será apresentada uma análise do tempo computacional necessário para resolver o problema de otimização em estudo utilizando os dois métodos de otimização analisados, utilizando a linguagem de programação *Python*: SLSQP e BFGS. A Tabela 15 evidencia uma comparação entre esses métodos, incluindo o tempo total e o tempo médio de execução em segundos, o desvio padrão e o erro das estimativas obtidas.

Ao apresentar essas métricas, o intuito é fornecer uma avaliação clara da eficiência e consistência de cada método. Isso permitirá identificar a abordagem mais adequada para o problema de otimização, levando em consideração não apenas a precisão, mas também a eficiência computacional. A análise comparativa apresentada é crucial para a escolha do método de otimização mais eficiente, especialmente em cenários em que o tempo de processamento é um fator crítico.

De acordo com as Tabelas 12, 13 e 14, o maior erro médio (ϵ_{mM}) para os parâmetros estimados corresponde à resistência (R) em todos os métodos de otimização avaliados. Dessa forma, esse parâmetro será utilizado para compor a Tabela 15 bem como o desvio padrão (σ) do erro associado ao parâmetro obtido na estimação, levando em consideração a existência de erros aleatórios de 5% e utilizando 50 amostras nas 100 simulações executadas. A última coluna da Tabela 15 exibe o tempo total de execução em segundos, representado por tempo t e à sua esquerda, tem-se o tempo em segundos para a execução uma única vez da

simulação, simbolizado por tempo u , para cada modelo de otimização apresentado.

Tabela 15 – Comparação entre os métodos de otimização.

Método de otimização	ϵ_{m_M}	σ	$tempo_u$	$tempo_t$
SLSQP	$7,28 \times 10^{-1}\%$	$2,84 \times 10^{-6}$	0,0525 s	2,10 s
BFGS	$1,01 \times 10^{-2}\%$	$3,32 \times 10^{-8}$	0,1268 s	6,26 s
MATLAB	$1,27 \times 10^0\%$	$2,69 \times 10^{-6}$	1,1969 s	5,49 s

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Com isso, é possível notar que o método BFGS possui a maior precisão nessa análise, o qual possui o menor erro considerado na Tabela 15 em conjunto com o menor desvio padrão, indicando que os valores estão menos dispersos em relação à média. Porém, o tempo computacional para esse método de otimização não foi o melhor quando comparado a outro método. O método que obteve o tempo computacional mais ágil foi o SLSQP, e além disso apresenta os valores de ϵ_{Mm} e σ bem próximos do método BFGS, abordado anteriormente, sendo considerado, portanto, a melhor escolha para aplicação desse problema de otimização em *Python*, uma vez que consegue aliar precisão com agilidade.

O método utilizado pela `fmincon` do MATLAB não apresentou resultados satisfatórios quando comparados com os dois outros métodos de otimização, devido ao fato de possuir elevado tempo computacional e maior valor de erro para as estimações dos parâmetros, considerando o valor de ϵ_{Mm} exposto na Tabela 15. Além disso, o programa em MATLAB apresentou o maior tempo de simulação para execução única, levando mais de 1 segundo, em contraste, o método SLSQP levou 0,05 segundos, sendo cerca de 20 vezes mais rápido.

Ao comparar os métodos de otimização SLSQP e BFGS em *Python*, com o método de pontos interiores em MATLAB, avalia-se a eficiência e a precisão dessas ferramentas em diferentes plataformas, possibilitando a escolha do método mais adequado conforme o contexto da aplicação.

4.1.6.3 Variação de número de medições

Considerando a variação no número de medições, foram realizadas simulações com diferentes níveis de erro aleatório nas medições (1% e 5%), com o objetivo de

avaliar a precisão e a robustez de cada método. Entre os parâmetros de resistência, reatância e susceptância avaliados, observa-se que a susceptância apresentou o maior erro médio de estimação em todos os métodos avaliados. Dessa forma, os erros da susceptância para cada método será disposto em tabelas comparativas.

Para a primeira comparação dessa análise, foram realizadas 100 simulações considerando erro aleatório nas medições de 5%. Os resultados para o maior erro de estimação, que é representado pela susceptância, estão apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 – Maior erro de estimação para erro aleatório 5%.

Nº de amostras	SLSQP	BFGS	MATLAB
8 amostras	1,42%	0,30%	1,54%
50 amostras	0,38%	$1,71 \times 10^{-2}\%$	1,08%
100 amostras	0,22%	$1,85 \times 10^{-3}\%$	0,99%
288 amostras	0,15%	$4,31 \times 10^{-4}\%$	1,05%
2880 amostras	0,10%	$4,48 \times 10^{-3}\%$	0,89%

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Com 1% de erro aleatório, os resultados para a estimação da susceptância, que obteve o maior erro de estimação no métodos de otimização avaliados, são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – Maior erro de estimação para erro aleatório 1%.

Nº de amostras	SLSQP	BFGS	MATLAB
8 amostras	13,88%	3,04%	36,02%
50 amostras	1,97%	0,29%	28,04%
100 amostras	6,27%	0,79%	25,63%
288 amostras	3,21%	0,13%	26,79%
2880 amostras	4,97%	0,12%	29,62%

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

A susceptância é o parâmetro que apresenta consistentemente o maior erro de estimação em todos os métodos avaliados (SLSQP, BFGS e MATLAB). Isso sugere que a susceptância é mais sensível a erros aleatórios nas medições. Além disso, o aumento do número de amostras reduz o erro de estimação em todos

os métodos, sendo essa redução mais pronunciada para o método BFGS, que apresentou os menores erros em todos os casos analisados. O MATLAB, por outro lado, apresentou erros significativamente maiores, especialmente com menos amostras.

Com relação ao tempo computacional, a Tabela 18 apresenta os tempos de execução para uma única simulação, considerando diferentes números de amostras para erro aleatório igual a 5%. Os métodos SLSQP e BFGS mostraram-se significativamente mais rápidos que o MATLAB, especialmente para pequenos conjuntos de dados. Entretanto, à medida que o número de amostras aumenta, o tempo de execução do BFGS cresce consideravelmente, enquanto o tempo do MATLAB se mantém praticamente constante.

Tabela 18 – Tempo de simulação - 1 execução.

Nº de amostras	SLSQP	BFGS	MATLAB
8 amostras	0,02s	0,02s	1,20s
50 amostras	0,02s	0,07s	1,32s
100 amostras	0,03s	0,08s	1,28s
288 amostras	0,12s	0,37s	1,28s
2880 amostras	0,67s	2,60s	1,28s

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

O método BFGS se destaca pela combinação de alta precisão e tempos de execução relativamente curtos, podendo ser considerado um método robusto. O MATLAB, embora consistente no tempo de execução, apresentou erros maiores, o que o torna menos competitivo em cenários com alta variabilidade de medições.

O método SLSQP apresentou uma precisão inferior ao BFGS, podendo ser mais sensível ao número de amostras disponíveis, porém, demonstrou ser eficiente em termos de tempo computacional, especialmente para conjuntos menores de dados, mas também para conjuntos maiores.

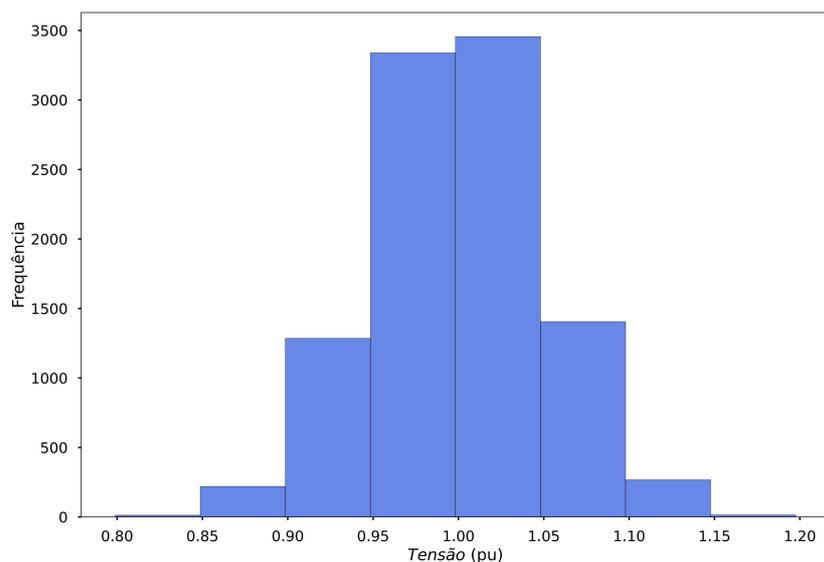
Como a média é uma medida sensível a valores extremos, se algum método gerar ocasionalmente erros de estimação significativamente maiores (*outliers*), esses valores terão um impacto desproporcional na média dos erros. Dessa forma, para um maior número de simulações, se for obtido um alto valor de erro para uma

simulação, ele irá impactar no valor da média dos erros das simulações.

4.1.6.4 Análise gráfica

Executando o algoritmo desenvolvido em *Python* 100 vezes com erro aleatório de 5% utilizando o método SLSQP para 100 amostras é possível obter a representação gráfica do histograma da magnitude da tensão acumulada em um dos lados da linha de transmissão, caracterizada pela Figura 8 simulando os dados adquiridos pela PMU, uma vez que os erros aleatórios foram acrescentados nas medições com o objetivo de simular as imperfeições associadas à instrumentação. Note que a dispersão estatística segue uma Gaussiana bicaudal com média unitária e desvio padrão de 0,05.

Figura 8 – Histograma da tensão de entrada.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Os resultados para esse cenário de simulação é apresentado na Tabela 19, em que é possível identificar baixos erros para os valores estimados, e um baixo valor de desvio padrão, indicando que não há muita dispersão na solução obtida.

O histograma da resistência estimada é representado pela Figura 9, em que é possível identificar a frequência dos valores estimados em diferentes intervalos.

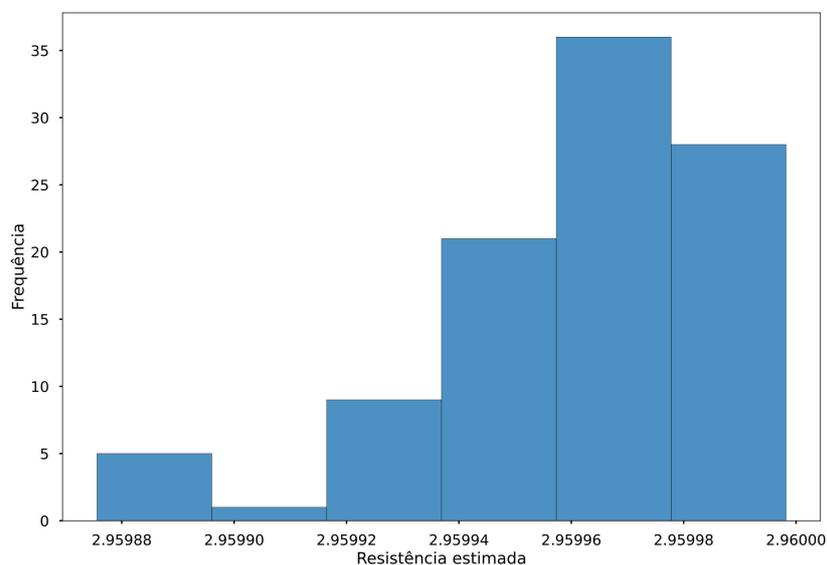
Tabela 19 – Valores estimados - SLSQP - erro aleatório 5%.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ_m	σ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9599 Ω	$1,27 \times 10^{-3}\%$	$2,74 \times 10^{-5}$
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,3993 Ω	$1,88 \times 10^{-3}\%$	$4,33 \times 10^{-4}$
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6989 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$2,42 \times 10^{-1}\%$	$7,46 \times 10^{-7}$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

É possível identificar quais intervalos dos valores estimados possuem a maior frequência de observação durante as simulações.

Figura 9 – Histograma da resistência estimada.

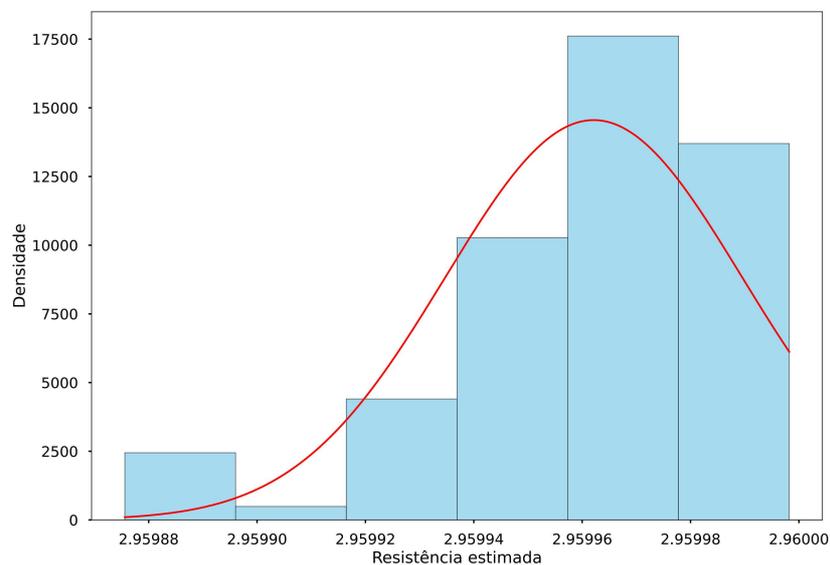


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para obter uma visualização comparativa entre a distribuição dos dados amostrados (representados pelo histograma) e a distribuição normal teórica ajustada aos dados, a função de densidade normal ajustada será plotada junto com o histograma, conforme apresentado na Figura 10. Cabe ressaltar que a função de densidade normal é ajustada aos dados brutos que geraram o histograma, assumindo que os dados seguem uma distribuição normal, ou seja, os parâmetros da distribuição normal são com base nesses dados e não com base nas frequências histograma. A comparação entre esses dois elementos ajuda a verificar se os dados

apresentam desvios significativos.

Figura 10 – Histograma da resistência - densidade normal.



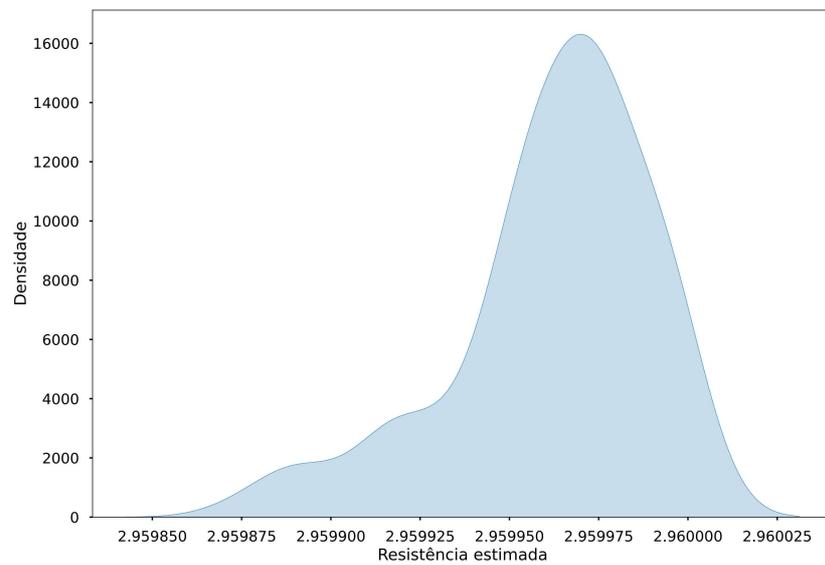
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A Figura 11 apresenta a estimativa de densidade por Kernel (KDE), em que a função densidade de probabilidade é estimada produzindo uma curva suave contínua representativa da densidade. Semelhante à função de densidade normal, o KDE é ajustado diretamente aos dados brutos, mas não faz suposições sobre a forma da distribuição. Dessa forma, é possível identificar as regiões com alta densidade de dados e o baixo erro associado à resistência estimada pode ser visualizado graficamente. A tendência de seguir um valor esperado é comprovado pela alta densidade, e a precisão da estimação do parâmetro é evidenciada pela pequena variabilidade dos dados.

Conforme resultados apresentados na Tabela 19, a susceptância apresenta o maior erro entre os parâmetros estimados, com um baixo valor de σ associado ao erro. A Figura 12 representa o histograma para esse parâmetro, em que é possível ser identificado a maior incidência de pontos no intervalo próximo do valor real da susceptância.

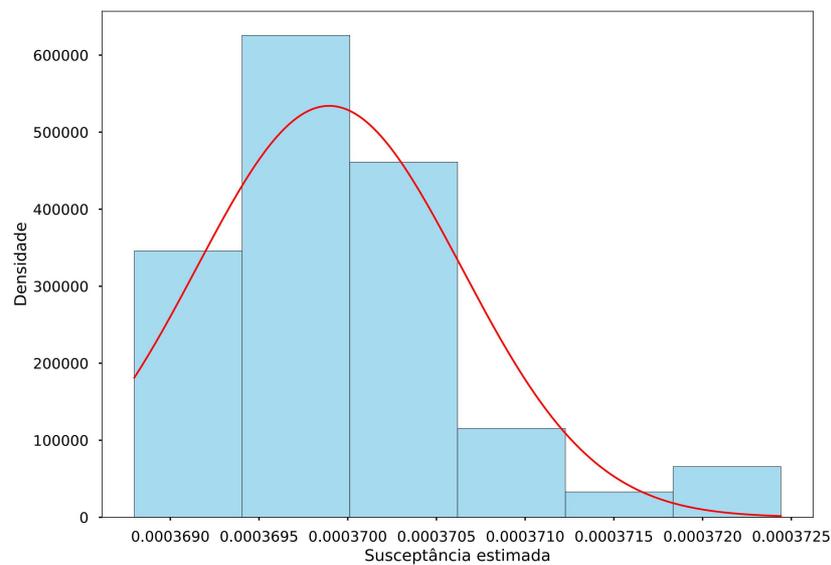
Conforme Figura 13 tem-se a representação do Boxplot dos valores estimados para a susceptância, identifica-se a existência de alguns pontos discrepantes

Figura 11 – Estimativa de densidade kernel (KDE) - Resistência estimada.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 12 – Histograma da susceptância estimada.

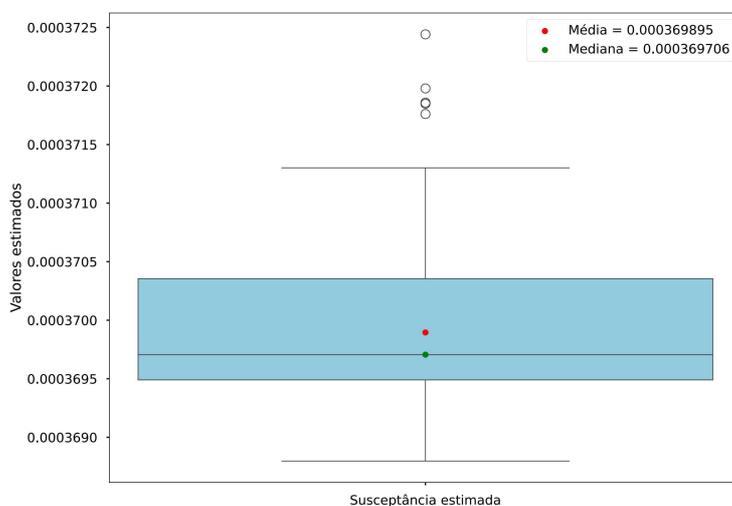


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

(*outliers*), indicando que há valores nos dados que se distanciam significativamente do padrão da distribuição principal, podendo ainda deslocar a média para valores

não representativos. A média dos valores está representada pelo ponto em vermelho na Figura 13 e a mediana é representada pelo ponto de cor verde. Nota-se que esses valores são muito próximos entre si, com isso, o resultado do cálculo do erro relacionado entre o valor real e a medida de tendência central serão semelhantes. Destaca-se ainda que a mediana, por ser baseada na ordenação dos dados, não captura diretamente a magnitude total dos erros, como a média faz. Com isso, em uma análise de sensibilidade pode ser interessante identificar o impacto de valores extremos.

Figura 13 – Box plot dos valores estimados - Susceptância.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O método SLSQP foi escolhido para essa análise devido à sua capacidade de aliar rapidez e precisão na estimação dos parâmetros de linhas de transmissão. Esse método se destacou pelo tempo computacional reduzido, mesmo em cenários com um número elevado de amostras, tornando-o adequado para aplicações que exigem respostas rápidas. Além disso, o SLSQP oferece flexibilidade para lidar com restrições mais complexas na otimização, caso sejam necessárias, como limites de parâmetros ou condições específicas impostas pelo sistema. Essa combinação de eficiência computacional e robustez em problemas com restrições torna o método uma escolha sólida para as análises realizadas neste trabalho.

4.1.7 Estimação da impedância e localização da falta

Conforme apresentado na metodologia proposta, considerando dois circuitos de seção PI em série com uma admitância de falta intermediária (Y_f), os valores de impedância de cada lado da linha de transmissão, sendo designados por Z_1 e Z_2 significando as duas porções da seção PI localizadas entre (Y_f), podem ser estimados bem como o valor da admitância, e conseqüentemente o valor da impedância de falta. A partir desses valores, a distância da ocorrência de defeito também pode ser estimada conforme exposto na Subseção 3.1.3 desta dissertação.

Para testar a capacidade do método proposto em estimar não apenas os parâmetros da LT, mas também os da falta, uma série de simulações será conduzida em que o valor da impedância de falta (Z_f) será variado. Essas simulações permitirão avaliar o desempenho do método sob diferentes condições de falha, fornecendo uma análise abrangente da influência de diferentes valores de Y_f e Z_f nos resultados. Além disso, a localização da falta (p) será considerada em diversos pontos ao longo do comprimento da linha de transmissão.

Seis cenários diferentes para avaliar a precisão na localização de faltas serão avaliados:

- Falta a 20% da LT com $Z_f = 2 \Omega$ e $Y_f = 0,5 \Omega^{-1}$.
- Falta a 30% da LT com $Z_f = 4 \Omega$ e $Y_f = 0,25 \Omega^{-1}$.
- Falta a 45% da LT com $Z_f = 8 \Omega$ e $Y_f = 0,125 \Omega^{-1}$.
- Falta a 55% da LT com $Z_f = 15 \Omega$ e $Y_f = 0,0667 \Omega^{-1}$.
- Falta a 75% da LT com $Z_f = 20 \Omega$ e $Y_f = 0,05 \Omega^{-1}$.
- Falta a 90% da LT com $Z_f = 25 \Omega$ e $Y_f = 0,04 \Omega^{-1}$.

O algoritmo foi implementado levando em consideração os dados preliminarmente apresentados, utilizando-se de 50 amostras com adição de erro aleatório associado às medições de 5% e os resultados da solução do problema de otimização são exibidos da Tabela 20 a Tabela 25.

Tabela 20 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 2 \Omega$.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Impedância de falta (Z_f)	$2,0000 \Omega$	$1,9999 \Omega^{-1}$	$9,44 \times 10^{-5}\%$
Admitância de falta (Y_f)	$0,5000 \Omega^{-1}$	$0,5001 \Omega^{-1}$	$9,44 \times 10^{-5}\%$
Localização de falta (p)	20,4000 km	20,4001 km	$4,38 \times 10^{-4}\%$
Resistência lado 1 (R_1)	$0,5920 \Omega$	$0,5921 \Omega$	$6,23 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 1 (X_1)	$25,9200 \Omega$	$26,0243 \Omega$	$4,02 \times 10^{-1}\%$
Resistência lado 2 (R_2)	$2,3680 \Omega$	$2,3681 \Omega$	$1,55 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 2 (X_2)	$25,9200 \Omega$	$25,9199 \Omega$	$7,84 \times 10^{-5}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Tabela 21 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 4 \Omega$.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Impedância de falta (Z_f)	$4,0000 \Omega$	$3,9999 \Omega^{-1}$	$1,58 \times 10^{-3}\%$
Admitância de falta (Y_f)	$0,2500 \Omega^{-1}$	$0,2501 \Omega^{-1}$	$1,58 \times 10^{-3}\%$
Localização de falta (p)	30,6000 km	30,6012 km	$3,99 \times 10^{-3}\%$
Resistência lado 1 (R_1)	$0,8879 \Omega$	$0,8880 \Omega$	$4,70 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 1 (X_1)	$9,7199 \Omega$	$9,7198 \Omega$	$1,75 \times 10^{-3}\%$
Resistência lado 2 (R_2)	$2,072 \Omega$	$2,0717 \Omega$	$1,04 \times 10^{-2}\%$
Reatância lado 2 (X_2)	$22,6799 \Omega$	$22,6797 \Omega$	$8,85 \times 10^{-4}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Tabela 22 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 8 \Omega$.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Impedância de falta (Z_f)	$8,0000 \Omega$	$8,0001 \Omega^{-1}$	$4,55 \times 10^{-4}\%$
Admitância de falta (Y_f)	$0,1250 \Omega^{-1}$	$0,1249 \Omega^{-1}$	$4,55 \times 10^{-4}\%$
Localização de falta (p)	45,9000 km	45,9001 km	$2,05 \times 10^{-3}\%$
Resistência lado 1 (R_1)	$1,3320 \Omega$	$1,3319 \Omega$	$6,13 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 1 (X_1)	$14,58 \Omega$	$14,5801 \Omega$	$5,51 \times 10^{-4}\%$
Resistência lado 2 (R_2)	$1,6280 \Omega$	$1,6278 \Omega$	$9,88 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 2 (X_2)	$17,8200 \Omega$	$17,8201 \Omega$	$4,45 \times 10^{-4}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Pode-se observar uma excelente acurácia para estimação dos parâmetros da

Tabela 23 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 15 \Omega$.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Impedância de falta (Z_f)	15,0000 Ω	15,0001 Ω^{-1}	$3,08 \times 10^{-5}\%$
Admitância de falta (Y_f)	0,0667 Ω^{-1}	0,0667 Ω^{-1}	$3,08 \times 10^{-5}\%$
Localização de falta (p)	56,1000 km	56,1001 km	$1,88 \times 10^{-4}\%$
Resistência lado 1 (R_1)	1,6280 Ω	1,6281 Ω	$5,64 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 1 (X_1)	17,8200 Ω	17,8199 Ω	$4,29 \times 10^{-5}\%$
Resistência lado 2 (R_2)	1,3319 Ω	1,3320 Ω	$5,23 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 2 (X_2)	14,5799 Ω	14,5800 Ω	$1,73 \times 10^{-4}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Tabela 24 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 20 \Omega$.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Impedância de falta (Z_f)	20,0000 Ω	20,0001 Ω^{-1}	$3,43 \times 10^{-4}\%$
Admitância de falta (Y_f)	0,0500 Ω^{-1}	0,0499 Ω^{-1}	$3,43 \times 10^{-4}\%$
Localização de falta (p)	76,5000 km	76,4986 km	$1,81 \times 10^{-3}\%$
Resistência lado 1 (R_1)	2,2199 Ω	2,2200 Ω	$7,34 \times 10^{-4}\%$
Reatância lado 1 (X_1)	24,2999 Ω	24,3000 Ω	$3,57 \times 10^{-4}\%$
Resistência lado 2 (R_2)	0,7399 Ω	0,7401 Ω	$6,52 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 2 (X_2)	8,1000 Ω	8,0999 Ω	$6,07 \times 10^{-4}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Tabela 25 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 25 \Omega$.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Impedância de falta (Z_f)	25,0000 Ω	24,9999 Ω^{-1}	$2,24 \times 10^{-4}\%$
Admitância de falta (Y_f)	0,0400 Ω^{-1}	0,0401 Ω^{-1}	$2,24 \times 10^{-4}\%$
Localização de falta (p)	91,8000 km	91,7983 km	$1,77 \times 10^{-3}\%$
Resistência lado 1 (R_1)	2,6639 Ω	2,6642 Ω	$8,39 \times 10^{-3}\%$
Reatância lado 1 (X_1)	29,1600 Ω	29,1599 Ω	$3,26 \times 10^{-4}\%$
Resistência lado 2 (R_2)	0,2960 Ω	0,2961 Ω	$2,61 \times 10^{-2}\%$
Reatância lado 2 (X_2)	3,2399 Ω	3,2400 Ω	$1,41 \times 10^{-4}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

linha de transmissão quando uma falta é considerada no sistema. Para a impedância

de falta, o valor estimado encontrado foi muito próximo do valor real. Para a menor impedância de falta ($Z_f = 2$), o erro associado à estimação da impedância de falta é de $9,44 \times 10^{-5}\%$ e para $Z_f = 25$, a maior impedância de falta considerada, tem-se o valor de erro igual a $2,24 \times 10^{-4}\%$. O baixo valor de erro também foi observado para a localização da falta, com o maior valor de ϵ sendo igual a $3,99 \times 10^{-3}\%$. Sendo assim, o local de ocorrência da falha e a impedância associada à falta foram estimadas adequadamente.

Ao combinar variações no valor da admitância de falta e na localização da falta, o estudo proporciona uma compreensão detalhada de como o método proposto se comporta em condições realistas. Isso é essencial para garantir que o método possa ser aplicado de maneira confiável em sistemas de transmissão reais, onde as condições de falha podem variar significativamente.

Esses testes abrangentes ajudarão a identificar quaisquer limitações do método e áreas onde ele pode ser aprimorado, garantindo sua robustez e confiabilidade em aplicações práticas.

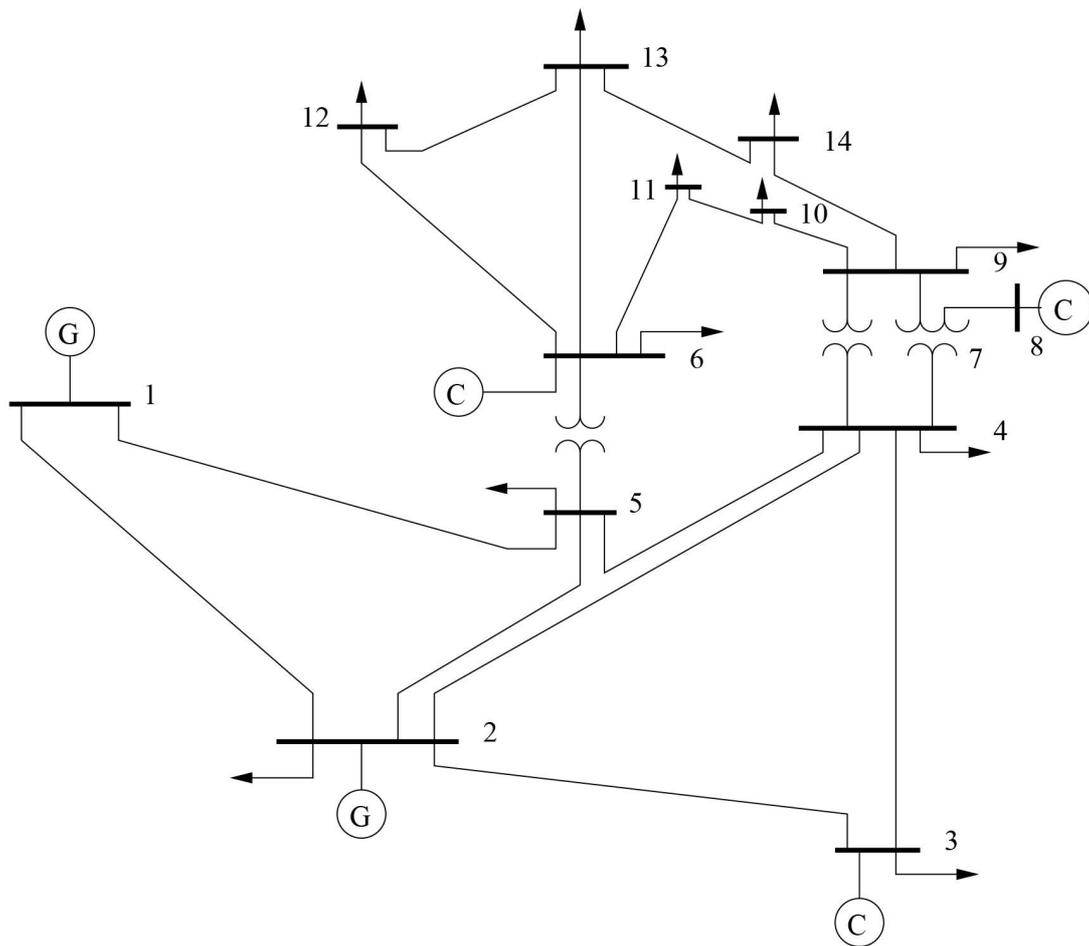
4.2 SEGUNDO CASO DE ESTUDO

Com o intuito de comprovar a robustez do algoritmo, a metodologia será aplicada para dois sistemas maiores, o sistema teste IEEE composto por 14 barras e o sistema IEEE de 118 barras. Ambos sistemas são amplamente utilizados como referência em diversos estudos devido às suas características, principalmente, o sistema IEEE 118 barras, sendo reconhecido como um padrão em análises e pesquisas de estabilidade e confiabilidade em sistemas de potência devido à sua complexidade e variedade de configurações.

4.2.1 Sistema IEEE 14 barras

O sistema teste denominado IEEE 14 barras, corresponde a uma parte na região meio-oeste do sistema de potência norte-americano (*American Electric Power System*) datado em fevereiro de 1962, consiste em 14 barras, 5 geradores e 11 cargas. A representação do diagrama unifilar desse sistema é ilustrada na Figura 14.

Figura 14 – Diagrama IEEE 14 barras.



Fonte: (Al-roomi, 2015)

Considerando os dados para esse sistema conforme Apêndice B, serão estimados os respectivos parâmetros para duas linhas de transmissão arbitrariamente escolhidas. Os resultados dos parâmetros de resistência, reatância e susceptância entre as barras 1 e 2 são apresentados na Tabela 26, e os parâmetros de resistência e reatância da linha de transmissão entre as barras 12 e 13, são expostos na Tabela 27.

Para as duas simulações, foi considerado erro aleatório de 5% nas medições para que as imprecisões inerentes à aquisição de dados provenientes de PMUs localizadas em cada extremidade da linha de transmissão possam ser represen-

tadas. Nesses cenários, foram realizadas 50 medições, permitindo uma avaliação significativa dos parâmetros estimados.

Essa abordagem fornece uma visão detalhada da variação dos parâmetros devido a ruídos e incertezas nas medições, demonstrando a capacidade do método em lidar com dados reais de sistemas elétricos de potência.

Tabela 26 – Valores estimados - IEEE 14 barras - barras 1 e 2.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	0,9226 Ω	0,9225 Ω	$1,14 \times 10^{-3}\%$
Reatância (X)	2,8147 Ω	2,8146 Ω	$3,36 \times 10^{-4}\%$
Susceptância (S)	$1,1090 \times 10^{-3} \Omega^{-1}$	$1,1089 \times 10^{-3} \Omega^{-1}$	$2,19 \times 10^{-4}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Tabela 27 – Valores estimados - IEEE 14 barras - barras 12 e 13.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	0,4207 Ω	0,4206 Ω	$2,10 \times 10^{-3}\%$
Reatância (X)	0,3806 Ω	0,3805 Ω	$3,14 \times 10^{-3}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Nota-se erros muito baixos, representados por ϵ na Tabela 26 e na Tabela 27, os quais ocorrem na quarta casa decimal. Isso indica que os valores estimados possuem um altíssimo grau de confiabilidade. A precisão observada nas estimativas confirma a eficácia do método proposto, demonstrando sua capacidade de fornecer resultados consistentes e precisos mesmo diante incertezas nas medições. Essa elevada acurácia é essencial para a modelagem e operação segura dos sistemas elétricos de potência, garantindo que as decisões tomadas com base nesses parâmetros sejam fundamentadas e confiáveis.

4.2.2 Sistema IEEE 118 barras

O sistema IEEE 118 barras consiste em uma rede altamente interligada de 138 kV conectada à uma malha radial de 345 kV. Esse sistema, cujo dados estão apresentados no Apêndice C, é grande o suficiente para estudar a consciência da situação do operador em relação aos eventos da rede e foi desenvolvido em 1962 a

partir de uma seção da rede de transmissão operada pela *American Electric Power* (AEP).

Procedendo de forma semelhante ao apresentado para o sistema teste anterior, considerando 50 medições, valores de tensão e corrente são adquiridos em ambas extremidades de cada linha de transmissão por meio de PMUs, e erro aleatório de 5% foi considerado nas simulações. Os resultados obtidos são explicitados pela Tabela 28 para resistência, reatância e susceptância da linha de transmissão de 138 kV entre as barras 23 e 24 e pela Tabela 29 para a os parâmetros entre as barras 30 e 35, cuja tensão é de 345 kV.

Tabela 28 – Valores estimados - IEEE 118 barras - barras 23 e 24.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,5709 Ω	2,5708 Ω	$4,54 \times 10^{-3}\%$
Reatância (X)	9,3696 Ω	9,3696 Ω	$3,13 \times 10^{-4}\%$
Susceptância (S)	$0,2614 \times 10^{-3} \Omega^{-1}$	$0,2613 \times 10^{-3} \Omega^{-1}$	$6,50 \times 10^{-2}\%$

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Tabela 29 – Valores estimados - IEEE 118 barras - barras 30 e 38.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	5,5227 Ω	5,5227 Ω	$1,70 \times 10^{-4}\%$
Reatância (X)	64,2735 Ω	64,2735 Ω	$1,38 \times 10^{-5}\%$
Susceptância (S)	$0,35454 \times 10^{-3} \Omega^{-1}$	$0,3545 \times 10^{-3} \Omega^{-1}$	$2,84 \times 10^{-5}\%$

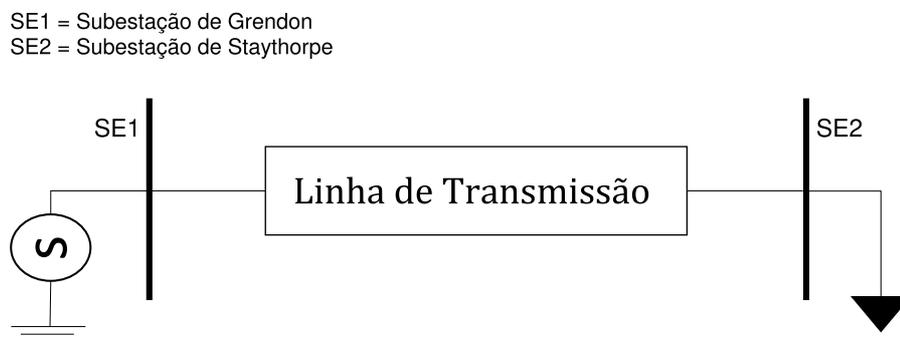
Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Com os resultados apresentados na Tabela 28 e na Tabela 29, é possível observar que os erros foram irrisórios, diferenciando na quarta ou quinta casa decimal. A metodologia aplicada se mostrou capaz de lidar com a complexidade do sistema de 118 barras, fornecendo soluções precisas e consistentes. Além disso, a baixa margem de erro sugere que o algoritmo pode ser aplicado a outros sistemas de grande porte, mantendo a mesma eficiência e exatidão nos resultados.

4.3 TERCEIRO CASO DE ESTUDO

Neste caso de estudo a linha de transmissão apresentada anteriormente na Seção 4.1, ilustrada na Figura 15, é modelada utilizando o simulador em tempo real RTDS (*Real Time Digital Simulator*) para emular o seu comportamento real considerando uma carga nominal trifásica. Para garantir a precisão da modelagem, parâmetros reais da LT, como impedância, reatância e susceptância, são incorporados ao modelo.

Figura 15 – Esquemático da linha de transmissão.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Nesse cenário, os sincrofasores de tensão e corrente são medidos nas extremidades da linha de transmissão por intermédio de simulações

4.3.1 Validação dos Resultados Usando RTDS

Com o intuito de validar a metodologia apresentada, a linha de transmissão foi modelada usando o *software* denominado RSCAD (*Real-time Structured Computer Aided Design*), parte integrante do simulador RTDS (*Real Time Digital Simulator*).

O simulador RTDS possibilita a análise em tempo real da operação da linha de transmissão, levando em consideração as variações de carga ao decorrer do tempo. Para uma melhor compreensão, o RTDS é composto pelo *software* RSCAD e pelo *hardware* alojado em cubículos, ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – O *hardware* do RTDS.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O Simulador RTDS combina *hardware* e *software* personalizados, concebidos especificamente para a simulação de sistemas de potência em tempo real. Dessa forma é possível realizar as simulações denominadas por *hardware-in-the-loop*, além disso acrescentando-se equipamentos físicos realísticos, como a PMU utilizada neste estudo de caso, as simulações realizadas se designam por PHIL (*Power Hardware-in-the-Loop*). Neste caso, através da placa GTNET, uma PMU é simulada através de um firmware que sincroniza medições através do GPS, emulando uma PMU real.

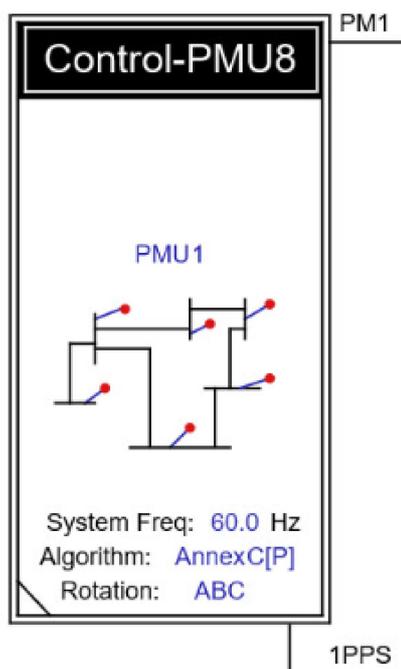
Dentro deste sistema, o *software* RSCAD desempenha o papel fundamental de configurar as simulações, as quais são posteriormente processadas pelo *hardware* especializado em processamento paralelo. Esquemáticos de sistemas elétricos de potência podem ser modelados no RSCAD a partir de uma vasta biblioteca que contém blocos representativos de linhas de transmissão, carga, geração, transformadores, medidores e outros equipamentos elétricos (Pereira *et al.*, 2020).

A simulação é executada pelo *hardware* do RTDS, que é composto por placas e dispositivos instalados em cada cubículo, possibilitando a simulação em tempo real de sistemas de potência. Os resultados são transmitidos para o

computador do usuário, permitindo o monitoramento de variações dinâmicas de sinais elétricos, como aquelas geradas por alterações de carga, aplicação de curtos-circuitos ou operações de chaveamento de dispositivos de controle. Essa ferramenta também permite a verificação de simulações PHIL (*Power Hardware-In-the-Loop*), configurando-se como um poderoso recurso capaz de fornecer resultados realistas e confiáveis (Antunes *et al.*, 2017).

Para essas simulações, um *firmware* de uma PMU foi utilizado durante as simulações no RTDS, sendo representado pela Figura 17. Neste caso, as PMUs fornecem fasores de tensão e corrente a partir de sincronismo garantido por GPS. O sincronismo é garantido nas simulações efetuadas pelo RTDS pois no *hardware* é instalada uma placa que permite sincronizar medições através de um receptor GPS dando mais veracidade às simulações (Antunes *et al.*, 2017).

Figura 17 – O *firmware* da PMU.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

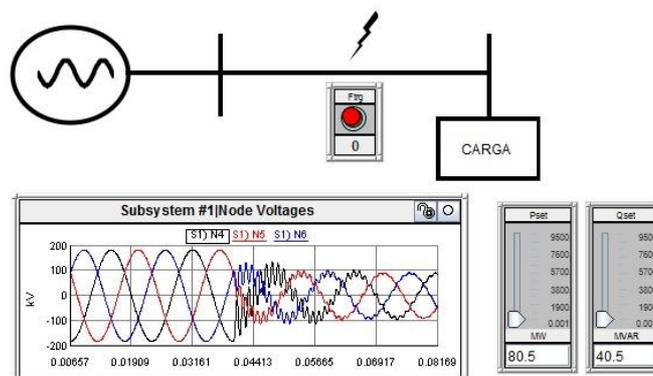
4.3.1.1 Resultados das simulações no RTDS

No RSCAD, a linha de transmissão foi modelada a partir de seus parâmetros equivalentes no modelo PI concentrado. Em seguida, as duas extremidades, representando a subestação do lado da fonte de geração, sendo nominada por SE1, e a subestação do lado de carga, designada por SE2, conforme ilustrado na Figura 15, receberam uma PMU alocada em cada terminal para realizar medições fasoriais em ambas as extremidades da LT.

A Figura 18 apresenta o esquemático da linha de transmissão modelada no RSCAD, destacando os elementos de geração e carga, além de possibilitar a simulação de faltas e o monitoramento em tempo real das amostras de sinais de tensão e corrente.

Neste estudo de caso, além dos parâmetros da LT, a carga foi modelada com base nos valores nominais de potência ativa e reativa. Para a simulação, considerou-se uma carga trifásica nominal de 80,5 MW e 40,5 MVAR. Em seguida, foram introduzidas variações de carga ao longo do tempo, permitindo a coleta de amostras de tensões e correntes fasoriais em um curto intervalo de tempo. Essas variações possibilitaram que as PMUs registrassem diferentes amostras de magnitudes e ângulos.

Figura 18 – Linha de transmissão no RSCAD.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Os dados amostrais obtidos pela simulação no RTDS foram utilizados como entrada para a metodologia proposta, que é executada com base nessas

medições. A partir desses dados, a metodologia realiza uma otimização para estimar os parâmetros da linha de transmissão. Adicionalmente, variações nos dados amostrais, simuladas sob diferentes cenários de condições de carga, foram incorporadas para avaliar a robustez e a precisão do método. Isso garante que o método seja eficaz não apenas em condições ideais, mas também em situações realistas de operação de sistemas elétricos de potência.

Com base na variação aleatória das cargas, seus valores nominais são ajustados em 5% para mais ou para menos, a fim de obter 100 amostras das medições da PMU. Considerando essas 100 amostras, o problema de otimização é resolvido, fornecendo a solução apresentada na Tabela 30, na qual os erros percentuais de estimativa (ϵ) são obtidos em comparação com os valores reais.

Tabela 30 – Valores estimados a partir de PMUs - 100 amostras.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9600 Ω	0,00%
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,4000 Ω	0,00%
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6920 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	0,06%

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Considerando um maior número de amostras coletadas pelas PMUs, neste caso, 200 amostras, obtém-se os resultados apresentados na Tabela 31.

Tabela 31 – Valores estimados a partir de PMUs - 200 amostras.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Resistência (R)	2,9600 Ω	2,9600 Ω	0,00%
Reatância (X)	32,4000 Ω	32,4000 Ω	0,00%
Susceptância (S)	$3,6900 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	$3,6920 \times 10^{-4} \Omega^{-1}$	0,03%

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

Ao analisar os dados obtidos da Tabela 30 e da Tabela 31 é possível perceber que houve uma excelente estimação dos parâmetros, é atingido um alto grau de exatidão, principalmente para os parâmetros de resistência e reatância.

Conforme discutido na Subseção 3.1.3 desta dissertação, ao considerar dois circuitos em PI conectados em série com uma impedância de falha intermediária, é

possível estimar os valores de impedância em cada lado da linha de transmissão, denotados como Z_1 e Z_2 , além do valor da admitância de falha. Com base nesses valores, também pode ser determinada a distância até o ponto de falha.

Definindo a impedância de falha como $Z_f = 20, \Omega$ e localizando a falha em 75% do comprimento total da linha de transmissão a partir da extremidade da subestação transmissora, o método proposto será aplicado para avaliar sua eficiência na estimação tanto dos parâmetros da LT quanto do ponto de falha.

Os resultados apresentados na Tabela 32 são obtidos quando são utilizadas 100 amostras obtidas por meio das PMUs levando-se em consideração os dados preliminarmente apresentados.

Tabela 32 – Estimação dos parâmetros e da localização da falta - $Z_f = 20 \Omega$.

Parâmetros	Valores reais	Valores estimados	ϵ
Impedância de falta (Z_f)	20,0000 Ω	20,0800 Ω^{-1}	0,86%
Admitância de falta (Y_f)	0,0500 Ω^{-1}	0,0498 Ω^{-1}	0,86%
Localização de falta (p)	76,5000 km	78,6754 km	2,84%
Resistência lado 1 (R_1)	2,2200 Ω	2,2955 Ω	3,40%
Reatância lado 1 (X_1)	24,3000 Ω	24,3768 Ω	0,32%
Resistência lado 2 (R_2)	0,7400 Ω	0,6805 Ω	8,03%
Reatância lado 2 (X_2)	8,1000 Ω	8,1090 Ω	0,11%

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

O método proposto foi implementado em MATLAB e Python. No *software* MATLAB, foi utilizado o `fmincon`, tendo como padrão para resolver o problema de otimização proposto o método de pontos interiores. Para uma análise comparativa, o método proposto também foi implementado em Python, sendo resolvido pelos métodos Programação Sequencial de Mínimos Quadrados (SLSQP) e *Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno* (BFGS). Os experimentos foram realizados considerando 50 e 100 amostras.

Os resultados referentes ao tempo computacional de cada estudo de caso, considerando os diferentes métodos de otimização e os dois tamanhos de amostras, estão apresentados na Tabela 33.

Essa análise comparativa, realizada nesta dissertação, desempenha um papel

Tabela 33 – Tempo de simulação - 1 execução.

Nº de amostras	SLSQP	BFGS	MATLAB
50 amostras	0,27s	0,49s	1,56s
100 amostras	0,57s	0,90s	1,11s

Fonte: Elaborado pelo autor(a) (2025).

fundamental ao fornecer informações relevantes para aplicações práticas e futuras pesquisas na área de otimização computacional, especialmente ao demonstrar a viabilidade do método em cenários de tempo real, em que o baixo tempo computacional é essencial para tomada de decisões eficazes.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo final, serão apresentadas as conclusões sobre a metodologia desenvolvida neste trabalho, com ênfase nas principais vantagens do algoritmo proposto.

5.1 CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma nova abordagem para a estimação dos parâmetros de linhas de transmissão. Na metodologia apresentada, os parâmetros da linha foram modelados utilizando sua representação em quadripolos, com as equações formuladas em coordenadas retangulares.

A estimação dos parâmetros é realizada através da solução de um problema de otimização que minimiza os erros quadráticos entre os valores medidos e estimados. Para garantir um modelo realista da operação da linha de transmissão, restrições de igualdade e desigualdade são integradas, correlacionando as tensões e correntes nas extremidades da linha.

Além de permitir a estimação precisa dos parâmetros da linha de transmissão, a metodologia também possibilita a determinação da impedância e da localização de falhas, com base nos modelos apropriados apresentados nesta dissertação.

A validação dos resultados foi realizada por meio de simulações *hardware-in-the-loop*, utilizando o RTDS e integrando medições de uma PMU sincronizada por GPS alocada nas extremidades das linhas de transmissão.

Essa técnica apresenta diversas vantagens em comparação com as abordagens atuais: faz uso da tecnologia das PMUs já implantadas em algumas regiões, oferece alta generalidade e versatilidade e demonstra um elevado nível de sensibilidade sem comprometer a precisão. A validação foi realizada por meio de simulações em sistemas teste do IEEE, comprovando a capacidade do método em lidar com dados reais de sistemas elétricos de potência.

A metodologia alcançou excelente acurácia na estimação dos parâmetros das linhas de transmissão. Além disso, quando uma falha foi considerada no sistema, os valores estimados para a localização e a impedância da falha apresentaram

resultados extremamente próximos dos valores reais. Portanto, os resultados obtidos foram promissores, indicando alto potencial para aplicações práticas.

O tempo computacional associado à metodologia é extremamente baixo, podendo ser inferior a um minuto em todas as simulações realizadas, o que possibilita sua utilização em tempo real e sua implementação em centros de controle.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para aperfeiçoar a metodologia desenvolvida são apresentadas, a seguir, algumas propostas de continuidade deste trabalho.

- a) Expandir a metodologia para sistemas mais complexos, a fim de legitimar sua eficiência em redes de maior escala;
- b) Adotar técnicas de tratamento de dados amostrados para lidar com *outliers*, minimizando sua influência na média dos resultados;
- c) Integrar o algoritmo de estimação da impedância de falha e da sua localização com equipamentos reais de sistemas de proteção, ampliando o alcance e a aplicabilidade das simulações realizadas no RTDS;
- d) Desenvolver e implementar o método para operação em tempo real com uma interface gráfica intuitiva que permita aos operadores monitorar e analisar esses parâmetros de forma simples e eficiente, facilitando a tomada de decisões em centros de controle;
- e) Desenvolver um método para faltas que causem acionamento de disjuntores, interrompendo a operação da linha de transmissão.

REFERÊNCIAS

- ABBASY, N. H.; ISMAIL, H. M. A unified approach for the optimal PMU location for power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 806–813, 2009.
- ABDOLKHALIG, A. Innovative method to identify the impedance parameters of a three-phase electric power medium-size transmission line. **Electrical Engineering**, Springer, v. 105, n. 4, p. 2255–2266, 2023.
- ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. [S.l.]: CRC Press, 2004.
- AL-ROOMI, A. R. **Power Flow Test Systems Repository**. Halifax, Nova Scotia, Canada: [s.n.], 2015. Disponível em: <https://al-roomi.org/power-flow>.
- ANTUNES, M. P.; MELO, I. D. d.; PEREIRA, J. L. R.; SOUZA, M. A. de; SILVA, N. de L. Voltage sag detection methods based on synchronized phasor measurements using rtds. In: **2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 180–185.
- AREDES, M. A.; OLIVEIRA, D. S. de; AREDES, M.; GUIJUN, L.; JINJUN, L.; BO, W. A brazilian PMU-WAMS pilot project: A methodology for PMU site selection. In: IEEE. **IECON 2017-43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**. [S.l.], 2017. p. 5–10.
- ASPROU, M.; KYRIAKIDES, E. Identification and estimation of erroneous transmission line parameters using PMU measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 6, p. 2510–2519, 2017.
- ASPROU, M.; KYRIAKIDES, E.; ALBU, M. The effect of PMU measurement chain quality on line parameter calculation. In: **2017 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- ASPROU, M.; KYRIAKIDES, E.; ALBU, M. M. Uncertainty bounds of transmission line parameters estimated from synchronized measurements. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 68, n. 8, p. 2808–2818, 2019.
- BI, T. Synchronized phasor based on-line parameter identification of overhead transmission line. In: **Electric Utility Deregulation and Restructuring**. [S.l.: s.n.], 2012.

- BONANOMI, P. Phase angle measurements with synchronized clocks-principle and applications. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-100, n. 12, p. 5036–5043, 1981.
- CARNEIRO, S. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), **Impacto da Qualidade de Energia na Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando RTDS**. 2017.
- CHANG, J.-W.; LEE, G.-S.; OH, S. Bus impedance matrix estimation using non-PMU measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 38, n. 2, p. 1743–1746, 2023.
- CHEN, H.; HAN, Z.; WANG, Z.; ZHU, J.; GAO, F.; WU, Y.; JIANG, Y.; FU, Q. Parameter identification of power transmission line based on graph attention network. In: **2024 9th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)**. [S.l.: s.n.], 2024. p. 1470–1476.
- CHRISTIE, R. Power systems test case archive: 118 bus power flow test case. **University of Washington, Department of Electrical Engineering**, 1993. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm.
- CHRISTIE, R. Power systems test case archive: 14 bus power flow test case. **University of Washington, Department of Electrical Engineering**, 1993. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm.
- COSTA, E.; KUROKAWA, S. Estimation of transmission line parameters using multiple methods. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 9, n. 16, p. 2617–2624, 2015.
- CUTSEM, T. V.; QUINTANA, V. Network parameter estimation using online data with application to transformer tap position estimation. In: IET. **IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)**. [S.l.], 1988. v. 135, n. 1, p. 31–40.
- DASGUPTA, K.; SOMAN, S. Line parameter estimation using phasor measurements by the total least squares approach. In: IEEE. **2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2013. p. 1–5.
- DASHTDAR, M.; HUSSAIN, A.; GARNI, H. Z. A.; UD, A. A. M.; HAIDER, W.; ABORAS, K. M.; KOTB, H. Fault location in distribution network by solving the optimization problem based on power system status estimation using the PMU. **Machines**, MDPI, v. 11, n. 1, p. 109, 2023.

- DECKER, I.; DOTTA, D.; AGOSTINI, M.; ZIMATH, S.; SILVA, A. D. Performance of a synchronized phasor measurements system in the brazilian power system. In: IEEE. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.], 2006. p. 8–pp.
- DING, L.; BI, T.; ZHANG, D. Transmission line parameters identification based on moving-window TLS and PMU data. In: IEEE. **2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection**. [S.l.], 2011. v. 3, p. 2187–2191.
- DOBAKHSHARI, A. S.; ABDOLMALEKI, M.; TERZIJA, V.; AZIZI, S. Online non-iterative estimation of transmission line and transformer parameters by SCADA data. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36, n. 3, p. 2632–2641, 2021.
- DOCS.SCIPY.ORG. **BFGS Minimization in SciPy**. 2025. Acesso em: 31 jan. 2025. Disponível em: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/optimize.minimize-bfgs.html>.
- DOCS.SCIPY.ORG. **SLSQP Minimization in SciPy**. 2025. Acesso em: 31 jan. 2025. Disponível em: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/optimize.minimize-slsqp.html>.
- DU, Y.; LIAO, Y. Online estimation of power transmission line parameters, temperature and sag. In: **2011 North American Power Symposium**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- DU, Y.; LIAO, Y. On-line estimation of transmission line parameters, temperature and sag using PMU measurements. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 93, p. 39–45, 2012.
- DUAN, C.; JIANG, L.; FANG, W.; LIU, J.; LIU, S. Data-driven distributionally robust energy-reserve-storage dispatch. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 14, n. 7, p. 2826–2836, 2018.
- DUARTE, P. P. A. N.; ALBUQUERQUE, F. P. d.; COSTA, E. C. M. d.; CABALLERO, P. T.; PEREIRA, R. F. R. Assessment of nonlinear solutions applied to parameter estimation of power transmission systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 35, n. 1, p. 116–129, 2024. ISSN 2195-3899. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40313-023-01050-0>.
- ELGANAI, A. M. The corona effect on high voltage transmission lines. **IJSETR, International Journal of Scientific Engineering and Technology Research**, v. 8, p. 29–31, 2019.

FORSYTH, P.; KUFFEL, R. Utility applications of a rtds® simulator. In: **IEEE. 2007 international power engineering conference (IPEC 2007)**. [S.l.], 2007. p. 112–117.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas (Vol. 1)**. [S.l.]: Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 1977. v. 1.

GEREZ, C.; ÂNGELOS, E. W. S.; ALBUQUERQUE, F. P.; COSTA, E. C. M. D.; FILHO, A. J. S.; LIBONI, L. H. B. Estimation of the frequency-dependent parameters of transmission lines by using synchronized measurements. **IEEE Access**, v. 10, p. 17526–17541, 2022.

GHIASI, S. M. S.; ABEDI, M.; HOSSEINIAN, S. H. Mutually coupled transmission line parameter estimation and voltage profile calculation using one terminal data sampling and virtual black-box. **IEEE Access**, v. 7, p. 106805–106812, 2019.

GLOVER, J. D.; OVERBYE, T. J.; SARMA, M. S. **Power system analysis & design**. [S.l.]: Cengage Learning, 2017.

GRID WARWICK, U. N. **National Grid plc, Electricity Ten Year Statement, UK Electricity Transmission**. 2014. Appendix B—System Data.

GRIGSBY, L. L. **Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, 3rd Edition**. [S.l.]: CRC Press, 2012.

HARDER, E. **Electrical Transmission and Distribution Reference Book**. Fourth edition. [S.l.]: Westinghouse Electric Corporation, 1964.

HOFMANN, L. Series expansions for line series impedances considering different specific resistances, magnetic permeabilities, and dielectric permittivities of conductors, air and ground. **Power Engineering Review, IEEE, IEEE**, v. 22, p. 80–80, 2002.

HU, Z.; CHEN, Y. New method of live line measuring the inductance parameters of transmission lines based on gps technology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1288–1295, 2008.

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

IEEE 1344. IEEE standard for synchrophasors for power systems. **IEEE Std 1344-1995(R2001)**, p. i–, 1995.

IEEE C37.118. IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems. **IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)**, p. 1–61, 2011.

IEEE C37.242. IEEE guide for synchronization, calibration, testing, and installation of phasor measurement units (PMUs) for power system protection and control. **IEEE Std C37.242-2021 (Revision of IEEE Std C37.242-2013)**, p. 1–98, 2021.

INDULKAR, C.; RAMALINGAM, K. Estimation of transmission line parameters from measurements. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 30, n. 5, p. 337–342, 2008.

JANEČEK, E.; HERING, P.; JANEČEK, P.; POPELKA, A. Transmission line identification using PMUs. In: IEEE. **2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering**. [S.l.], 2011. p. 1–4.

KAREGAR. On-line transmission line zero sequence impedance estimation using phasor measurement units. In: **Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2012 22nd Australasian**. [S.l.: s.n.], 2012.

KHAN, M. Q.; AHMED, M. M.; HAIDAR, A. M. An accurate algorithm of PMU-based wide area measurements for fault detection using positive-sequence voltage and unwrapped dynamic angles. **Measurement**, Elsevier, v. 192, p. 110906, 2022.

KIM, I.-D.; AGGARWAL, R. K. A study on the on-line measurement of transmission line impedances for improved relaying protection. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 28, n. 6, p. 359–366, 2006.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

KUROKAWA, S.; PISSOLATO, J.; TAVARES, M.; PORTELA, C.; PRADO, A. A new procedure to derive transmission-line parameters: applications and restrictions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 1, p. 492–498, 2006.

LABEGALINI, P.; LABEGALINI, J.; FUCHS, R.; ALMEIDA, M. de. **Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão**. Editora Blucher, 1992. ISBN 9788521216728. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=RwC5DwAAQBAJ>.

LI, C.; ZHANG, Y.; ZHANG, H.; WU, Q.; TERZIJA, V. Measurement-based transmission line parameter estimation with adaptive data selection scheme. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 9, n. 6, p. 5764–5773, 2017.

LI, J.; LIU, F.; LI, Z.; SHAO, C.; LIU, X. Grid-side flexibility of power systems in integrating large-scale renewable generations: A critical review on concepts, formulations and solution approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 93, p. 272–284, 2018. ISSN 1364-0321.

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

LIAO, Y.; KEZUNOVIC, M. Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n. 1, p. 96–102, 2009.

LINDERS, J. R.; BARNETT, C.; CHADWICK, J.; DRUM, P.; KHUNKHUN, K.; KOTHEIMER, W.; KOTOS, P.; SMAHA, D.; WALTON, J.; WINSTON, P. Relay performance considerations with low-ratio cts and high-fault currents. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 31, n. 2, p. 392–404, 1995.

LIU, X.; LIU, J.; ZHAO, Y.; DING, T.; LIU, X.; LIU, J. A bayesian deep learning-based probabilistic risk assessment and early-warning model for power systems considering meteorological conditions. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 20, n. 2, p. 1516–1527, 2024.

Macrodyne Inc. **PHASOR MEASUREMENT UNIT, Model 1690**. 1991. Macrodyne Model (1690). Macrodyne Inc. 4 Chelsea Place, Clifton Park, NY, 12065.

MANSANI, P. K.; PAL, A.; RHODES, M.; KEEL, B. Estimation of transmission line sequence impedances using real PMU data. In: IEEE. **2018 North American Power Symposium (NAPS)**. [S.l.], 2018. p. 1–6.

MARINHO, L. M. **Estimação de parâmetros elétricos de linhas de transmissão utilizando medições sincrofásoriais**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2020. <http://hdl.handle.net/11422/23214>.

MARTINEZ, J.; GUSTAVSEN, B.; DURBAK, D. Parameter determination for modeling system transients-part i: overhead lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 3, p. 2038–2044, 2005.

MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. [S.l.]: Wiley, 1953.

MELIOPOULOS, A. P. S.; FARDANESH, B. Phasor measurement applications-transmission line loss measurement and parameter identification; monitoring for transformer unbalance operation. In: **Fault and Disturbance Analysis and Precise Measurements in Power Systems Conference**. Arlington, VA: [s.n.], 1995.

MELO, I. Estimaco de estados: uma abordagem sistmica sobre qualidade de energia. **Sao Paulo, BR: Edgard Blucher**, 2022.

MELO, I. D. de. **Fluxo de potncia: Teoria e implementaco de cdigos computacionais**. [S.l.]: Editora Blucher, 2023.

MELO, I. D. de; CARNEIRO, A. S.; PEREIRA, J. L. R. Impact of power quality on voltage stability assessment in power systems using rtds. In: **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.

MILOJEVIĆ, V.; ČALIJA, S.; RIETVELD, G.; AČANSKI, M. V.; COLANGELO, D. Utilization of PMU measurements for three-phase line parameter estimation in power systems. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, v. 67, n. 10, p. 2453–2462, 2018.

MISSOUT, G.; BELAND, J.; BEDARD, G.; LAFLEUR, Y. Dynamic measurement of the absolute voltage angle on long transmission lines. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-100, n. 11, p. 4428–4434, 1981.

MISSOUT, G.; GIRARD, P. Measurement of bus voltage angle between montreal and sept-iles. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-99, n. 2, p. 536–539, 1980.

MOLIN, J.; FAULIN, G. Spatial and temporal variability of soil electrical conductivity related to soil moisture. **Scientia Agricola**, SciELO Brasil, v. 70, n. 1, p. 1–5, 2013.

MONTEIRO, J.; COSTA, E.; PINTO, A.; KUROKAWA, S.; GATOUS, O.; PISSOLATO, J. Simplified skin-effect formulation for power transmission lines. **IET Science, Measurement & Technology**, IET, v. 8, n. 2, p. 47–53, 2013.

MOUSAVI-SEYEDI, S. S.; AMINIFAR, F.; AFSHARNIA, S. Parameter estimation of multiterminal transmission lines using joint PMU and SCADA data. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 3, p. 1077–1085, 2015.

MOUSAVI-SEYEDI, S. S.; AMINIFAR, F.; AFSHARNIA, S. Application of WAMS and SCADA data to online modeling of series-compensated transmission lines. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 4, p. 1968–1976, 2017.

MYRDA, P.; GUNTHER, E.; GEHRS, M.; MELCHER, J. EIPP data management task team architecture. In: **IEEE. 2007 40th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS'07)**. [S.l.], 2007. p. 118–118.

NING, X.; JIANG, J. Design, analysis and implementation of a security assessment/enhancement platform for cyber-physical systems. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 18, n. 2, p. 1154–1164, 2022.

NUQUI, R.; PHADKE, A. Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 4, p. 2381–2388, 2005.

PARAMO, G.; BRETAS, A.; MEYN, S. High-impedance non-linear fault detection via eigenvalue analysis with low PMU sampling rates. In: **IEEE. 2023 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)**. [S.l.], 2023. p. 1–5.

PEI, L. **PMU Based Line Impedance Estimation**. Dissertação (Mestrado) — Delft University of Technology, Delft, Netherlands, 2015. <https://resolver.tudelft.nl/uuid:61f73d0d-4ae7-47a9-ba10-2db880d84d1e>.

PEREIRA, J. L.; MELO, I. D.; OLIVEIRA, B. C. de; VARIZ, A. M.; ANTUNES, M. P.; SOUZA, M. A. de; MINGORANÇA, J. S.; JUNIOR, É. L.; FÁVARO, A. D.; PASSOS, L. F. Análise do impacto da qualidade de energia na operação de relés de proteção utilizando simulações digitais em tempo real. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE**, v. 1, n. 1, 2020.

PEREIRA, R. F. R.; ALBUQUERQUE, F. P. de; LIBONI, L. H. B.; COSTA, E. C. M.; OLIVEIRA, M. C. de. Impedance parameters estimation of transmission lines by an extended kalman filter-based algorithm. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 71, p. 1–10, 2022.

PHADKE, A. Synchronized phasor measurements in power systems. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 6, n. 2, p. 10–15, 1993.

PHADKE, A.; IBRAHIM, M.; HLIBKA, T. Fundamental basis for distance relaying with symmetrical components. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 96, n. 2, p. 635–646, 1977.

PHADKE, A. G.; BI, T. Phasor measurement units, wams, and their applications in protection and control of power systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 6, n. 4, p. 619–629, 2018.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized phasor measurements and their applications**. [S.l.]: Springer, 2008. v. 1.

- PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; ADAMIAK, M. G. A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 5, p. 1025–1038, 1983.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; KARIMI, K. J. State estimation with phasor measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 1, n. 1, p. 233–238, 1986.
- PORTELA, C.; TAVARES, M. Modeling, simulation and optimization of transmission lines. applicability and limitations of some used procedures. **IEEE Transmission and Distribution Latin America**, p. 38, 2002.
- Python Software Foundation. **Python Language Reference, version 3.11**. [S.l.], 2025. Disponível em: <https://www.python.org/>.
- REN, P.; LEV-ARI, H.; ABUR, A. Tracking three-phase untransposed transmission line parameters using synchronized measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 33, n. 4, p. 4155–4163, 2017.
- RICHARDS, G. G.; TAN, O. T. An accurate fault location estimator for transmission lines. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-101, n. 4, p. 945–950, 1982.
- RITZMANN, D.; WRIGHT, P.; HOLDERBAUM, W.; POTTER, B. A method for accurate transmission line impedance parameter estimation. **IEEE Transactions on instrumentation and measurement**, IEEE, v. 65, n. 10, p. 2204–2213, 2016.
- SCHULZE, R.; SCHEGNER, P.; ZIVANOVIC, R. Parameter identification of unsymmetrical transmission lines using fault records obtained from protective relays. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 26, n. 2, p. 1265–1272, 2011.
- SEMLYEN, A. Some frequency domain aspects of wave propagation on nonuniform lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 1, p. 315–322, 2003.
- SEPASI, S.; TALICHET, C.; PRAMANIK, A. S. Power quality in microgrids: A critical review of fundamentals, standards, and case studies. **IEEE Access**, v. 11, p. 108493–108531, 2023.
- SHI, D.; TYLAVSKY, D. J.; KOELLNER, K. M.; LOGIC, N.; WHEELER, D. E. Transmission line parameter identification using PMU measurements. **European Transactions on Electrical Power**, Wiley Online Library, v. 21, n. 4, p. 1574–1588, 2011.

SHI, D.; TYLAVSKY, D. J.; LOGIC, N.; KOELLNER, K. M. Identification of short transmission-line parameters from synchrophasor measurements. In: **IEEE. 2008 40th North American Power Symposium**. [S.l.], 2008. p. 1–8.

SINGH, R. S.; BROM, H. van den; BABAEV, S.; COBBEN, S.; ČUK, V. Estimation of impedance and susceptance parameters of a 3-phase cable system using PMU data. **Energies**, MDPI, v. 12, n. 23, p. 4573, 2019.

TANGSHENG, X. Study on online calculation method of transmission line parameters. In: **Developments in Power Systems Protection, 2012. DPSP 2012. 11th International Conference**. [S.l.: s.n.], 2012.

The MathWorks, Inc. **MATLAB — R2018b**. Natick, Massachusetts, United States, 2018. <https://www.mathworks.com>.

THOLOMIER, D.; KANG, H.; CVOROVIC, B. Phasor measurement units: Functionality and applications. In: **IEEE. 2009 Power Systems Conference**. [S.l.], 2009. p. 1–12.

VARGHESE, A. C.; PAL, A.; DASARATHY, G. Transmission line parameter estimation under non-gaussian measurement noise. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 38, n. 4, p. 3147–3162, 2023.

VIRTANEN, P.; GOMMERS, R.; OLIPHANT, T. E.; HABERLAND, M.; REDDY, T.; COURNAPEAU, D.; BUROVSKI, E.; PETERSON, P.; WECKESSER, W.; BRIGHT, J. Scipy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in python. **Nature methods**, Nature Publishing Group, v. 17, n. 3, p. 261–272, 2020.

VLAHINIĆ, S.; FRANKOVIĆ, D.; ĐUROVIĆ, M. ; STOJKOVIĆ, N. Measurement uncertainty evaluation of transmission line parameters. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 70, p. 1–7, 2021.

VáVRA, F. **Computation of powerline resistance and reactance**. [S.l.], 1998.

WANG, M.; BAO, J.; QI, X.; ZHANG, Z. Online estimation of transmission line parameters based on PMU measurements. **Automation of Electric Power Systems**, v. 34, n. 1, p. 25–27, 2010.

WANG, Y.; XU, W.; SHEN, J. Online tracking of transmission-line parameters using SCADA data. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 2, p. 674–682, 2016.

WEHENKEL, A.; MUKHOPADHYAY, A.; BOUDEC, J.-Y. L.; PAOLONE, M. Parameter estimation of three-phase untransposed short transmission lines from

- synchrophasor measurements. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, v. 69, n. 9, p. 6143–6154, 2020.
- WILSON, E.; ZEVENBERGEN, G. A.; MAH, D. L.; MURPHY, A. J.; ROBERT. Calculation of transmission line parameters from synchronized measurements. **Electric Machines & Power Systems**, v. 27, n. 12, p. 1269–1278, 1999.
- WU, Z.; ZORA, L. T.; PHADKE, A. G. Simultaneous transmission line parameter and PMU measurement calibration. In: **2015 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.
- XU, Y.; DONG, Z. Y.; XU, Z.; MENG, K.; WONG, K. P. An intelligent dynamic security assessment framework for power systems with wind power. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 8, n. 4, p. 995–1003, 2012.
- YAN, Y. A robust transmission line parameters identification based on RBF neural network and modified SCADA data. In: **2020 10th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)**. [S.l.: s.n.], 2020. p. 251–255.
- YAO, R.; SUN, K. Toward simulation and risk assessment of weather-related outages. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 10, n. 4, p. 4391–4400, 2019.
- YUN, Z.; CUI, X.; MA, K. Online thevenin equivalent parameter identification method of large power grids using lu factorization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 6, p. 4464–4475, 2019.
- ZHU, J.; MU, L.; MA, D.; ZHANG, X. Faulty line identification method based on bayesian optimization for distribution network. **IEEE Access**, v. 9, p. 83175–83184, 2021.
- ZHU, Y.; XU, X.; YAN, Z. Learning-based line impedance estimation for partially observable distribution systems. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 137, p. 107803, 2022. ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521010218>.
- ZIVANOVIC, R. Estimation of transmission line parameters using fault records. **School of electrical and electronic engineering The University of Adelaide SA, Citeseer**, v. 5005, 2006.
- ZOCHOLL, S. E.; SMAHA, D. Current transformer concepts. In: **Proceedings of the 46th Annual Georgia Tech Protective Relay Conference, Atlanta, GA**. [S.l.: s.n.], 1992. v. 29.

APÊNDICE A – RTDS - *Real Time Digital Simulator*

O *Real Time Digital Simulator* (RTDS) é um equipamento utilizado para realizar testes e simulações computacionais e sistemas de potência em tempo real, sendo utilizada em todo o mundo com aplicações em áreas como simulação de equipamentos de eletrônica de potência, testes em sistemas de proteção, simulações de microgrids, simulações e testes de sistemas de controle, além de possuir recursos como simulação de PMUs. Seu desenvolvimento se deu na década de 80, a partir de uma pesquisa realizada em *Manitoba HVDC Research Center*, sendo posteriormente fundada a *RTDS Technologies Inc.*, em 1994, objetivando desenvolver e comercializar o simulador (Carneiro, 2017).

Tal ferramenta apresenta *hardware* e *software* personalizáveis, que podem ser programados de acordo com a aplicação desejada, podendo realizar simulações de transitórios eletromagnéticos em tempo real, podendo também ser utilizado para testes de *hardware-in-the-loop (HIL)*, em malha fechada, para testar equipamentos de proteção e controle e simular a dinâmica do sistema de potência em tempo real, o que permite validar equipamentos de medição e proteção (Forsyth; Kuffel, 2007)

A.1 *Software*

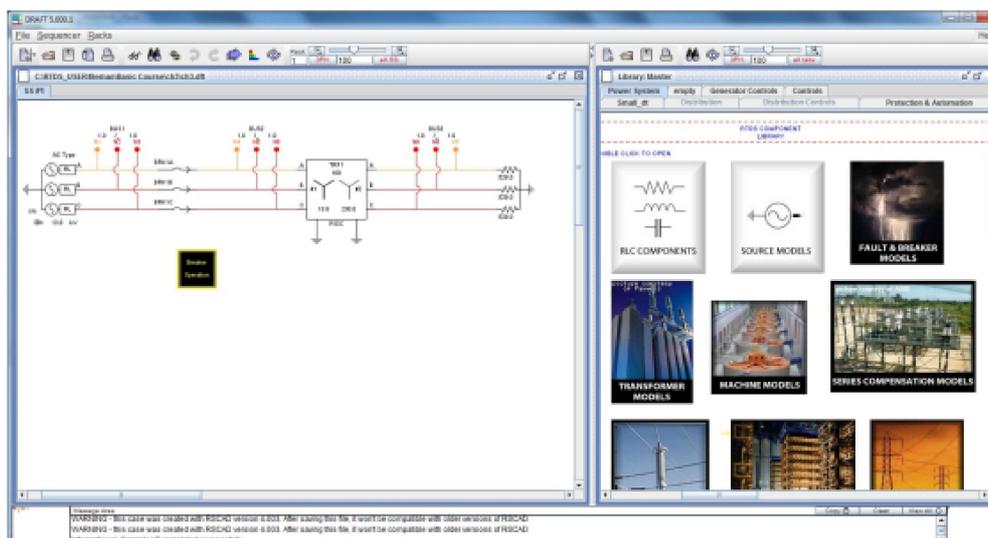
O RSCAD é o software do RTDS, sendo uma interface gráfica avançada para criar um ambiente de trabalho simples e claro para o usuário, de fácil utilização. Ele é composto por módulos que permitem ao usuário o preparo e execução de simulações, sendo eles o *FileManager*, *Draft*, *RunTime*, *ComponentBuilder (CBuilder)*, *MultiPlot*, *Cable* e *TLine*. Nesse anexo serão abordados os módulos *Draft* e *RunTime* (Melo; Carneiro; Pereira, 2018).

A.1.1 *Draft*

A montagem dos diagramas esquemáticos de sistemas elétricos a serem simulados pelo RTDS são realizados por um ambiente chamado *Draft*, que contém uma ampla biblioteca composta por vários componentes como dispositivos de eletrônica de potência, sistemas de medição, circuitos de controle e automação, modelos de transformadores, entre outros. As análises das redes podem ser realizadas tanto

para sistemas monofásicos ou trifásicos equilibrados e desequilibrados como pode ser visualizado na Figura 19.

Figura 19 – Preparação dos diagramas - *Draft*.



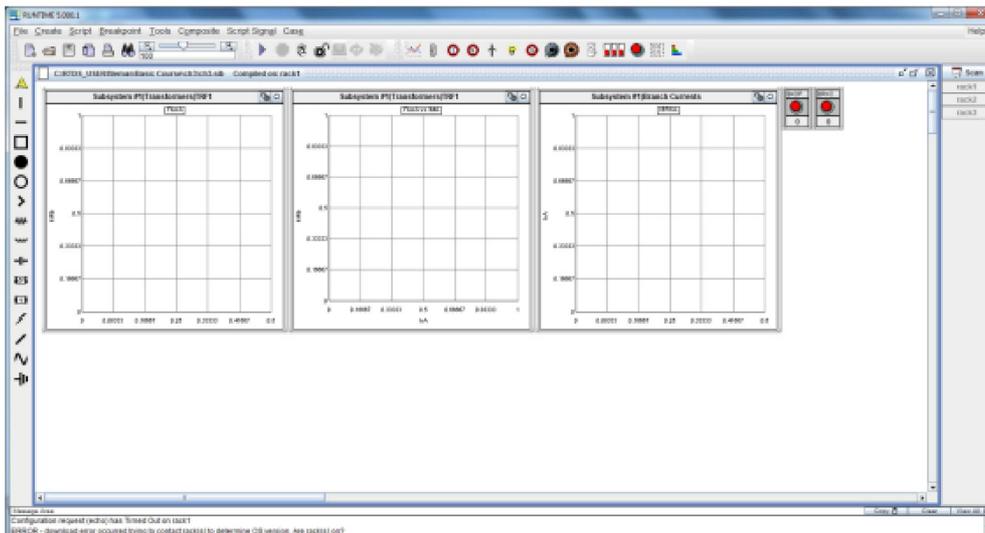
Fonte: Carneiro (2017)

Recursos como copiar, colar, agrupar, desagrupar e mover são comandos que facilitam o arranjo do sistema. A criação dos diagramas ocorre ao copiar e colar os componentes disponíveis na página do *Draft*, e os parâmetros de cada modelo são inseridos por meio de um menu que permite personaliza-los para adequação da aplicação desejada. Após a conclusão do desenho do circuito, este deve ser compilado para verificar se há existência de erros nos componentes e parâmetros simulados, como por exemplo, componentes com mesmo nome. Para as redes elétricas, pode-se usar o fluxo de potência incorporado, que calcula as tensões para cada barra do sistema e para um dado ponto de operação. Esse fluxo de potência incorporado no *software* é calculado pelo método desacoplado rápido, tornando-o não tão adequado para análise de pontos de operação próximos ao colapso de tensão.

A.1.2 *RunTime*

A interface utilizada para carregar, controlar e executar a simulação através do computador ilustrada na Figura 20, é denominada *RunTime*, podendo o usuário interagir com a simulação em tempo real, através da criação de gráficos, medidores, botões, mostradores, cursores e interruptores. As atualizações das simulações são indicadas automaticamente pelo *RunTime* quando o usuário interage com a simulação. O *RunTime* pode ser útil na simulação de faltas, testes de sistema de operação e controle. Ele possibilita a adição de anotações, textos e marcações de tempo aos resultados de simulação, e os dados simulados podem ser salvos para processamento posterior no *MultiPlot*, ou armazenados diretamente no *RunTime* no formato relatório. Os gráficos gerados podem ser salvos em diversos formatos como PDF, JPEG, COMTRADE, EMF e CFG.

Figura 20 – Ambiente *Runtime*.



Fonte: Carneiro (2017)

A.2 *Hardware-in-the-loop*

O simulador RTDS permite sua comunicação com outros equipamentos presentes na rede, como equipamentos de controle, medições ou proteção. A simulação *hardware-in-the-loop* (HIL) consiste no uso do *hardware* RTDS, *software*

RSCAD e no conjunto medidor da *Alston/Reason*, incluindo a antena GPS para receber o sinal responsável pela sincronização no tempo. Por meio da interface *Runtime* do *software* RSCAD, é possível iniciar a simulação em tempo real do sistema projetado, sendo necessário que o *hardware* do RTDS esteja ligado para processar o circuito desenvolvido em tempo real (Carneiro, 2017).

Assim que o circuito é compilado e executado em tempo real, grandezas elétricas são externadas pelas saídas analógicas do hardware, por meio de cartões de processamento. Quando os sinais de tensão são externados, estes serão conectados através de cabos elétricos às entradas analógicas dos medidores, que farão a aquisição de dados a uma taxa de 256 amostras por ciclo, e os sinais amostrados são enviados ao processador de dados via fibra ótica. Através de uma antena receptora do sinal de GPS, que envia o sinal de tempo recebido para o processador de dados, é possível a obtenção de uma estampa de tempo para monitoramento em tempo real da rede simulada.

Para que os valores processados sejam enviados e acessados remotamente em um centro de controle, é necessário que o processador de dados esteja conectado à rede local de internet, permitindo assim que o usuário compare em tempo real os valores obtidos na simulação no *Runtime* (valores verdadeiros) e os valores medidos pelas unidades de medição.

A partir disso, é possível observar um ciclo (*loop*) por meio do qual os dados serão gerados e analisados a partir de um computador onde o RSCAD está instalado, e este simulará um circuito que é processado no *hardware* do RTDS. Por meio das saídas analógicas do mesmo, externa-se os sinais de tensão a serem lidos pelos medidores comerciais, que enviam os dados de fasores de tensão processados para o mesmo computador onde está sendo realizada a simulação. Assim, é possível fazer a comparação entre os valores simulados e medidos, de maneira cíclica e contínua.

APÊNDICE B – DADOS IEEE 14 BARRAS

Neste apêndice, são apresentados os dados das linhas de transmissão do sistema IEEE 14 barras. A Tabela 34 fornece as características técnicas das linhas de transmissão, como parâmetros elétricos e topologia do sistema. Esses dados servem de base para os cálculos e simulações desenvolvidos na Seção 4.2 deste trabalho.

Tabela 34 – Dados das Linhas de Transmissão para o Sistema IEEE 14 Barras

De	Para	R (pu)	X (pu)	B (pu)
1	2	0.01938	0.05917	0.0264
1	5	0.05403	0.22304	0.0246
2	3	0.04699	0.19797	0.0219
2	4	0.05811	0.17632	0.0170
2	5	0.05695	0.17388	0.0173
3	4	0.06701	0.17103	0.0064
4	5	0.01335	0.04211	0.0000
4	7	0.00000	0.20912	0.0000
4	9	0.00000	0.55618	0.0000
5	6	0.00000	0.25202	0.0000
6	11	0.09498	0.19890	0.0000
6	12	0.12291	0.25581	0.0000
6	13	0.06615	0.13027	0.0000
7	8	0.00000	0.17615	0.0000
7	9	0.00000	0.11001	0.0000
9	10	0.03181	0.08450	0.0000
9	14	0.12711	0.27038	0.0000
10	11	0.08205	0.19207	0.0000
12	13	0.22092	0.19988	0.0000
13	14	0.17093	0.34802	0.0000

Fonte: Christie (1993b)

APÊNDICE C – DADOS IEEE 118 BARRAS

Neste apêndice, são apresentados os dados do sistema IEEE 118 barras, amplamente utilizado em estudos de sistemas de potência de grande escala. Este sistema padrão é composto por 118 barras, linhas de transmissão, geradores e cargas, servindo como uma referência para análises avançadas de fluxo de potência, estabilidade dinâmica e otimização em redes elétricas complexas. A Tabela 35 fornece as características técnicas das linhas de transmissão, como parâmetros elétricos e topologia do sistema. Esses dados fornecem suporte para os cálculos e simulações realizados na Seção 4.2 deste trabalho.

Tabela 35 – Dados de Linhas - IEEE 118 Barras

De	Para	R (pu)	X (pu)	B/2 (pu)
1	2	0.03030	0.09990	0.02540
1	3	0.01290	0.04240	0.01080
4	5	0.00176	0.00798	0.00210
3	5	0.02410	0.10800	0.02840
5	6	0.01190	0.05400	0.01426
6	7	0.00459	0.02080	0.00550
8	9	0.00244	0.03050	0.00350
8	5	0.00000	0.02708	0.00000
10	11	0.00310	0.03020	0.00680
12	13	0.00232	0.02343	0.00500
14	15	0.01400	0.14000	0.01400
15	16	0.01500	0.15000	0.01500
16	17	0.01600	0.16000	0.01600
17	18	0.01700	0.17000	0.01700
18	19	0.01800	0.18000	0.01800
19	20	0.01900	0.19000	0.01900
20	21	0.02000	0.20000	0.02000
21	22	0.02100	0.21000	0.02100

Continua na próxima página...

Tabela 35 – Dados de Linhas - IEEE 118 Barras (continuação)

De	Para	R (pu)	X (pu)	B(pu)
22	23	0.02200	0.22000	0.02200
23	24	0.02300	0.23000	0.02300
24	25	0.02400	0.24000	0.02400
25	26	0.02500	0.25000	0.02500
26	27	0.02600	0.26000	0.02600
27	28	0.02700	0.27000	0.02700
28	29	0.02800	0.28000	0.02800
29	30	0.02900	0.29000	0.02900
30	31	0.03000	0.30000	0.03000
31	32	0.03100	0.31000	0.03100
32	33	0.03200	0.32000	0.03200
33	34	0.03300	0.33000	0.03300
34	35	0.03400	0.34000	0.03400
35	36	0.03500	0.35000	0.03500
36	37	0.03600	0.36000	0.03600
37	38	0.03700	0.37000	0.03700
38	39	0.03800	0.38000	0.03800
39	40	0.03900	0.39000	0.03900
40	41	0.04000	0.40000	0.04000
41	42	0.04100	0.41000	0.04100
42	43	0.04200	0.42000	0.04200
43	44	0.04300	0.43000	0.04300
44	45	0.04400	0.44000	0.04400
45	46	0.04500	0.45000	0.04500
46	47	0.04600	0.46000	0.04600
47	48	0.04700	0.47000	0.04700
48	49	0.04800	0.48000	0.04800
49	50	0.04900	0.49000	0.04900

Continua na próxima página...

Tabela 35 – Dados de Linhas - IEEE 118 Barras (continuação)

De	Para	R (pu)	X (pu)	B(pu)
50	51	0.05000	0.50000	0.05000
51	52	0.05100	0.51000	0.05100
52	53	0.05200	0.52000	0.05200
53	54	0.05300	0.53000	0.05300
54	55	0.05400	0.54000	0.05400
55	56	0.05500	0.55000	0.05500
56	57	0.05600	0.56000	0.05600
57	58	0.05700	0.57000	0.05700
58	59	0.05800	0.58000	0.05800
59	60	0.05900	0.59000	0.05900
60	61	0.06000	0.60000	0.06000
61	62	0.06100	0.61000	0.06100
62	63	0.06200	0.62000	0.06200
63	64	0.06300	0.63000	0.06300
64	65	0.06400	0.64000	0.06400
65	66	0.06500	0.65000	0.06500
66	67	0.06600	0.66000	0.06600
67	68	0.06700	0.67000	0.06700
68	69	0.06800	0.68000	0.06800
69	70	0.06900	0.69000	0.06900
70	71	0.07000	0.70000	0.07000
71	72	0.07100	0.71000	0.07100
72	73	0.07200	0.72000	0.07200
73	74	0.07300	0.73000	0.07300
74	75	0.07400	0.74000	0.07400
75	76	0.07500	0.75000	0.07500
76	77	0.07600	0.76000	0.07600
77	78	0.07700	0.77000	0.07700

Continua na próxima página...

Tabela 35 – Dados de Linhas - IEEE 118 Barras (continuação)

De	Para	R (pu)	X (pu)	B(pu)
78	79	0.07800	0.78000	0.07800
79	80	0.07900	0.79000	0.07900
80	81	0.08000	0.80000	0.08000
81	82	0.08100	0.81000	0.08100
82	83	0.08200	0.82000	0.08200
83	84	0.08300	0.83000	0.08300
84	85	0.08400	0.84000	0.08400
85	86	0.08500	0.85000	0.08500
86	87	0.08600	0.86000	0.08600
87	88	0.08700	0.87000	0.08700
88	89	0.08800	0.88000	0.08800
89	90	0.08900	0.89000	0.08900
90	91	0.09000	0.90000	0.09000
91	92	0.09100	0.91000	0.09100
92	93	0.09200	0.92000	0.09200
93	94	0.09300	0.93000	0.09300
94	95	0.09400	0.94000	0.09400
95	96	0.09500	0.95000	0.09500
96	97	0.09600	0.96000	0.09600
97	98	0.09700	0.97000	0.09700
98	99	0.09800	0.98000	0.09800
99	100	0.09900	0.99000	0.09900
100	101	0.10000	1.00000	0.10000
101	102	0.10100	1.01000	0.10100
102	103	0.10200	1.02000	0.10200
103	104	0.10300	1.03000	0.10300
104	105	0.10400	1.04000	0.10400
105	106	0.10500	1.05000	0.10500

Continua na próxima página...

Tabela 35 – Dados de Linhas - IEEE 118 Barras (continuação)

De	Para	R (pu)	X (pu)	B(pu)
106	107	0.10600	1.06000	0.10600
107	108	0.10700	1.07000	0.10700
108	109	0.10800	1.08000	0.10800
109	110	0.10900	1.09000	0.10900
110	111	0.11000	1.10000	0.11000
111	112	0.11100	1.11000	0.11100
112	113	0.11200	1.12000	0.11200
113	114	0.11300	1.13000	0.11300
114	115	0.11400	1.14000	0.11400
115	116	0.11500	1.15000	0.11500
116	117	0.11600	1.16000	0.11600
117	118	0.11700	1.17000	0.11700
118	1	0.11800	1.18000	0.11800

Fonte: Christie (1993a) (adaptado)