



Fault Location in Radial Distribution Systems Based on Empirical Mode Decomposition: an Analysis of the Effects of Sampling Frequency

Leonardo Lessa, Caio Grilo, Denis Coury and Ricardo Fernandes

EasyChair preprints are intended for rapid dissemination of research results and are integrated with the rest of EasyChair.

October 23, 2023

Localização de Falhas em Sistemas Radiais de Distribuição Baseada em Decomposição de Modo Empírico: Uma Análise dos Efeitos da Frequência de Amostragem

L. S. Lessa * C. V. C. Grilo * D. V. Coury * R. A. S. Fernandes **

* *Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, SP (e-mail: leonardolessa@usp.br, caio.vinicius@usp.br, coury@sc.usp.br).*

** *Departamento de Engenharia Elétrica, Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia, Universidade Federal de São Carlos, SP (e-mail: ricardo.asf@ufscar.br)*

Abstract:

In recent years, the electrical system has undergone numerous transformations with the emergence of new load profiles, expansion of distributed generation, and the distribution system. In conjunction, regulatory standards have been enhanced to ensure the continuity and reliability of electricity supply. Fault localization is of paramount importance, as it is directly related to the time required to restore the electricity supply. This article proposes an approach for fault localization in distribution systems based on high-frequency signal analysis, using the Empirical Mode Decomposition (EMD) method to detect, following a fault occurrence, the time instances of waves reflected at the line ends. The proposed approach was validated through simulations in PSCADTM/EMTPTM software, considering the CIGRE test system with radial topology and adapted for 60 Hz. The results were analyzed for different sampling frequency values, considering their effects on the proposed methodology. The results proved satisfactory for sampling frequencies between 12 MHz and 4 MHz, with an average error ranging from 0.6% to 2.3% (with a standard deviation of 0.31% to 2.5%) in fault distance estimation.

Resumo: Nos últimos anos, o sistema elétrico enfrentou inúmeras transformações com o surgimento de novos perfis de carregamento, expansão da geração distribuída e do sistema de distribuição. Em conjunto, normas regulatórias foram aprimoradas a fim de garantir a continuidade e confiabilidade do fornecimento da energia elétrica. A localização de falhas é de suma importância, pois está diretamente relacionada ao tempo necessário para restabelecer o fornecimento de energia elétrica. Este artigo propõe uma abordagem para localização de falhas em sistemas de distribuição com base na análise de sinais de alta frequência, utilizando o método de Decomposição de Modo Empírico (EMD) para detectar, após a ocorrência de uma falta, os instantes de tempo das ondas refletidas nas extremidades da linha. A abordagem proposta foi validada por meio de simulações no *software* PSCADTM/EMTPTM, considerando o sistema teste CIGRE com topologia radial e adaptado para 60 Hz. Os resultados foram analisados para diferentes valores de frequência de amostragem e considerando os efeitos da mesma sobre a metodologia proposta. Os resultados mostraram-se satisfatórios para frequências amostrais entre 12 MHz e 4 MHz, com um erro médio variando entre 0,6% e 2,3% (com desvio padrão de 0,31% e 2,5%) na estimativa da distância da falta.

Keywords: Distribution System; Fault Location; Radial Feeder; Travelling Waves; Empirical Mode Decomposition.

Palavras-chaves: Alimentadores Radiais; Localização de Falhas; Ondas Viajantes; Sistema de Distribuição; Decomposição de Modo Empírico.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição foram constantemente modificados de acordo com os avanços tecnológicos. Os padrões que regulamentam o setor elétrico são cada vez mais rigorosos e priorizam a qualidade do serviço de fornecimento de energia. A confiabilidade do sistema elétrico tem melhorado à medida que os dispositivos de processamento e medição se tornam mais precisos, detectando falhas no sistema e garantindo sua correção com rapidez e precisão (Lopes et al., 2018; Maritz et al., 2021; Xie et al., 2020).

Na última década, os sistemas elétricos cresceram devido à elevada penetração de gerações distribuídas, representadas principalmente por usinas eólicas e fotovoltaicas. Essas fontes estão conectadas em grandes sistemas de distribuição por meio de inversores de frequência. Esse fato aumentou a complexidade topológica e a diversidade nos parâmetros do sistema elétrico. Consequentemente, as dificuldades e os desafios para localizar faltas foram aumentados, conforme mencionado no IEEE Std. C37.114-2014 (IEEE, 2015).

Com olhar para o futuro das proteções em sistemas elétricos, a detecção, a localização e o isolamento da falta até a restauração do serviço abre possibilidade para aplicação da teoria de ondas viajantes em sistemas de distribuição para que seja o pilar para dispositivos de proteção que atuem na autocorreção (Liu et al., 2020). Embora haja muitos estudos de localização de faltas, as novas concepções de redes de distribuição têm afetado, principalmente, a técnica de localização baseada no cálculo da impedância aparente. Para IEEE (2015), ainda que sua precisão seja afetada por fatores como resistência elevada e ângulo da falta, o método ainda é o mais utilizado por requerer baixas frequências de amostragem quando comparado com o requerido por ondas viajantes.

Por outro lado, segundo Kumar and Saxena (2018) e Prabakar et al. (2021), a técnica de localização baseada em ondas viajantes tem se mostrado eficiente mesmo requerendo altas taxas de amostragem. Isso porque já existem medidores capazes de realizar amostragem de sinais para taxas de 1 MHz a 5 MHz (Selinc, 2019; Mishra and Rout, 2018). Além disso, alguns fabricantes de dispositivos eletrônicos inteligentes mencionam o uso de taxas de amostragem de 10 MHz para um futuro próximo, permitindo que localizadores de faltas baseados na teoria de ondas viajantes superem as barreiras que existiam e se consolidem no mercado (Lopes et al., 2021). No entanto, uma das fontes de imprecisão nos métodos de localização baseados na teoria de ondas viajantes está relacionada à frequência de amostragem, que muitas vezes é negligenciada (Schweitzer et al., 2016).

Como alternativa aos problemas mencionados, o presente artigo propõe uma abordagem que utiliza a Transformada de Hilbert-Huang (HHT, do inglês Hilbert-Huang *Trans-*

form) para analisar os erros de localização em diferentes frequências de amostragem. A HHT é uma ferramenta de análise de sinais não estacionários e não lineares (Huang et al., 1998). A partir dos sinais registrados por meio de dois medidores, eles são decompostos em uma série de componentes de funções de modos intrínsecos (IMF, do inglês Intrinsic Mode Function), usando o método de decomposição empírica (EMD, do inglês Empirical Mode Decomposition). Em seguida, é obtida a variação instantânea da frequência de cada IMF usando a HHT (Zeng et al., 2022; Shi et al., 2020). Com isso, é possível construir uma distribuição de energia do sinal em tempo e frequência, chamado de Operador de Energia Teager-Kaiser (TKEO, do inglês Teager-Kaiser Energy Operator), capaz de refletir as características essenciais de sinais variantes no tempo, possibilitando a estimativa do instante de tempo da primeira frente de onda que chega em cada um dos medidores, posicionados em pontos extremos do sistema de distribuição.

A continuação do artigo está organizada da seguinte forma. A Seção 3.1 apresenta o sistema teste utilizado para validar os resultados deste trabalho. A Seção 2 descreve a metodologia proposta. A Seção 3 apresenta os resultados alcançados. Por fim, a Seção 4 apresenta as conclusões do artigo.

2. METODOLOGIA

Após a ocorrência de uma falta em qualquer ramo do sistema da Figura 4, a tensão transitória que viaja por toda a rede é descrita como a combinação da tensão gerada pela falta e da tensão de estado estacionário. Assim, do ponto de falta propagam ondas viajantes em direção às duas extremidades da linha, que é a condição central para os métodos de estimação de distância baseado em ondas viajantes. Esta seção tem como objetivo expor a metodologia aplicada para localização de faltas, a qual pode ser visualizada na Figura 1.

Os estágios da metodologia são explicitados com detalhes nas subseções a seguir. Cabe mencionar que as etapas de detecção e classificação de faltas não foram implementadas neste trabalho, visto que já existem abordagens na literatura que apresentam acurácias próximas de 100% de detecção e classificação de faltas. (Shafiullah and Abido, 2018; Mishra and Rout, 2018).

2.1 Aquisição dos sinais de tensão

Nesta etapa, em conformidade com Xie et al. (2020), os sinais são amostrados em uma frequência de 12 MHz e cada medidor registra a tensão de todas as fases do sistema. Na sequência, os sinais registrados são armazenados para aplicação do algoritmo. É importante mencionar que, devido ao localizador de faltas necessitar de medições em dois terminais, considera-se que o registro dos sinais são sincronizados por meio de GPS (*Global Positioning System*).

* O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) – código de financiamento 001 e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) – processo nº 2021/04872-9

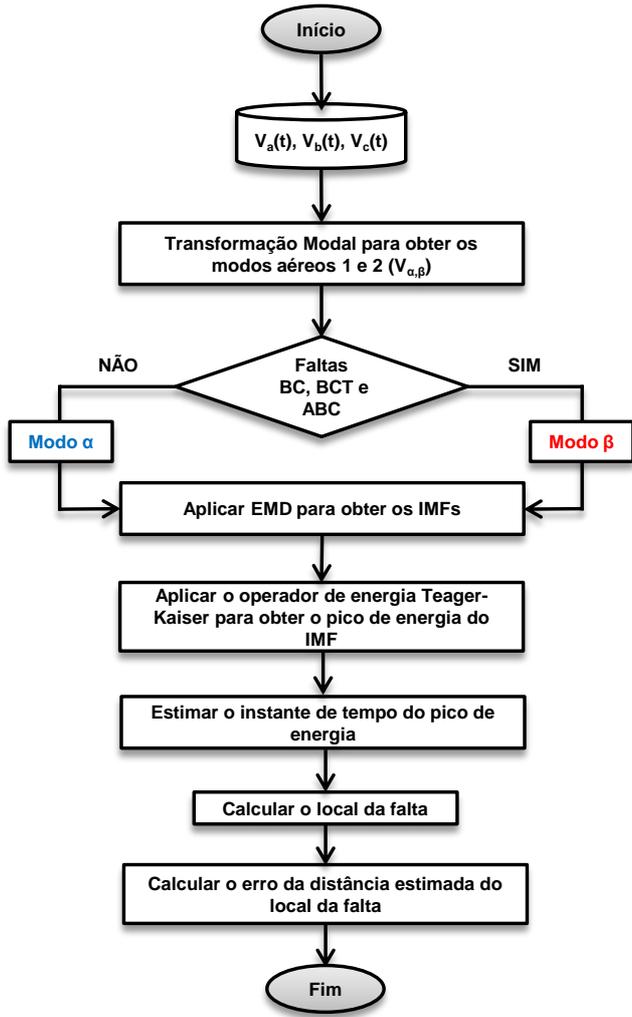


Figura 1. Etapas para estimação do local da falta.

2.2 Transformação Modal

Em sistemas de distribuição, os sinais propagados são melhores observados desacoplando as fases em componentes modais, empregando a técnica de transformação modal. A transformação modal permite que o sistema trifásico seja tratado como um sistema com três circuitos monofásicos através dos três modos desacoplados: modo terra (modo 0) e dois modos aéreos (modos α e β), cada um com sua característica própria (Kumar and Saxena, 2018).

Os modos são obtidos pela Equação 1, sendo uma matriz de transformação aplicada em sistemas trifásicos:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

onde $V_{0,\alpha,\beta}$ são vetores modais de tensão e $V_{a,b,c}$ os vetores de fase da tensão.

A velocidade de propagação para cada modo é calculada pela Equação 2, conforme Lopes et al. (2018):

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2)$$

em que L e C são obtidos a partir da impedância série e capacitância *shunt* das componentes de seqüência (positiva e zero), utilizadas para modelar o sistema elétrico.

2.3 Transformada de Hilbert-Huang

A HHT é um método de decomposição adaptativo em que sua decomposição é baseada na escala de tempo-frequência, aplicável em sistemas não estacionários e não lineares. O EMD é baseado na extração direta da energia associada a várias escalas intrínsecas de tempo, as chamadas IMF (Huang et al., 1998). Na prática, a decomposição explícita cada componente de frequência e reflete com precisão as características do sinal ao longo do tempo. O EMD pode ser aplicado para qualquer sinal. Assumindo $S(t)$ um sinal variando no tempo, pode-se resumir as etapas do EMD:

- (1) Primeiramente, os pontos de máximo e mínimo de $S(t)$ são determinados e incluem o sinal original em uma envoltória de máximos e mínimos;
 - (2) Obtém-se o valor médio $x(t)$ entre as envoltórias. A diferença entre $S(t)$ e $x(t)$ define o primeiro modo intrínseco, IMF1, com base na Equação 3:
- $$h_1(t) = S(t) - x_1(t); \quad (3)$$
- (3) Após a obtenção de IMF1, o processo se repete com o sinal restante até que sejam determinadas as demais IMFs. Esse processo se encerra se o sinal residual (r) for monótono e não seja possível extrair nenhum IMF.

Seguindo os passos supramencionados, os IMFs e o sinal residual (r) são obtidos pela decomposição do sinal de falta registrado pelo medidor posicionado na subestação, como apresentado na Figura 2. O primeiro e o último IMF são componentes de alta e baixa frequência do sinal.

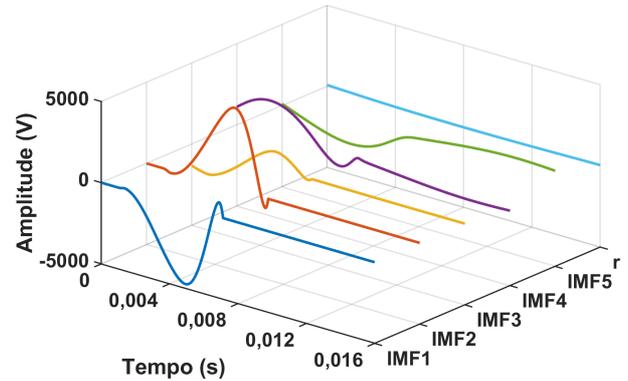


Figura 2. Decomposição do sinal em modos intrínsecos.

2.4 TKEO

O TKEO é uma medida de energia que inclui tanto a amplitude quanto a frequência do sinal (Kaiser, 1990). Assim, é possível extrair uma medida de energia de um sinal a partir de três amostras, conforme segue:

$$\Psi_c[x(t)] \triangleq \left(\frac{dx(t)}{dt} \right)^2 - x(t) \left(\frac{d^2x(t)}{dt^2} \right) = \dot{x}^2(t) - x(t)\ddot{x}(t) \quad (4)$$

onde $\dot{x}^2(t)$ e $\ddot{x}(t)$ são a primeira e segunda derivada de $x(t)$ em relação ao tempo t . Em sua forma discreta, a Equação 4 pode ser reescrita como:

$$\Psi_d[x(n)] = \frac{x^2(n-1) - x(n)x(n-2)}{(\Delta t)^2} \quad (5)$$

onde $x(n) = x(n\Delta)$ com $\Delta t = \frac{1}{f_s}$, sendo f_s a frequência de amostragem. Dessa forma, a Equação 5 pode ser reescrita como:

$$\Psi_d[x(n)] = x^2(n) - x(n-1)x(n+1) \quad (6)$$

Essa formulação abrange três amostras adjacentes de $x(t)$ e sua relação de entrada e saída foi chamada de "Algoritmo Teager". O operador $\Psi_d[x(n)]$ é independente da fase inicial de $x(t)$, assim a Equação 6 foi utilizado considerando sua robustez diante de mudanças abruptas de amplitude e frequência, que acometem o sinal elétrico na ocorrência de falta, pois é capaz de responder rapidamente as mudanças na amplitude e frequência de $x(t)$. Além disso, é uma formulação robusta, pois quando $x(n)$ passa por zero nenhuma operação de divisão é necessária.

2.5 Detecção do Instante de Tempo

Para detectar o tempo de chegada da primeira frente de onda viajante, é analisado cada instante do sinal com um limiar adaptativo (lim_1), definido por um valor predefinido. Na técnica utilizada neste trabalho, a medida de energia é normalizada, sendo assim os valores variam entre 0 e 1. Dessa forma, o valor inicial de lim_1 é definido como 1. O sinal é então analisado dentro de um intervalo de 12 amostras, se lim_1 é superado por uma dessas amostras, ocorre a detecção do instante da primeira frente de onda resultante do local da falta. Esse instante está associado à amostra que representa o maior valor, ou seja, a primeira frente de onda refletida diretamente no local da falta. Assim, esse valor deve ser o maior entre as duas primeiras amostras consecutivas que superam o valor de lim_1 . Em outro cenário, caso lim_1 não seja superado por nenhuma amostra, seu valor é decrescido em 0,1, até que todos os valores de lim_1 , dentro do intervalo estabelecido de 0 a 1, sejam avaliados ou que seu valor seja superado. O mesmo procedimento é realizado para o terminal remoto e pode ser ilustrado pela Figura 3, onde são apresentadas as frentes de ondas, referentes ao terminal local e remoto, e o sinal de tensão de uma das fases da rede indicando a correta detecção da primeira frente de onda.

2.6 Estimação do Local da Falta

Após a detecção dos módulos máximos do pico da primeira onda, esses valores são convertidos do número da amostra para a base temporal do sinal. Assim, tem-se a Equação 7 que estabelece o atraso entre os sinais:

$$T_{atraso} = T_{Local} - T_{Remoto} \quad (7)$$

onde esses instantes de tempos denotados como T_{Local} e T_{Remoto} são respectivamente a primeira frente de onda a chegar no terminal local e remoto.

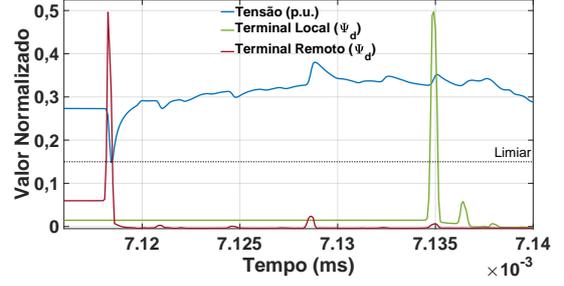


Figura 3. Etapas para estimação do local da falta.

Com isso, é possível estimar a distância percorrida pela onda viajante e subtrair do comprimento total da linha (Lopes et al., 2018; Maritz et al., 2021), com base na formulação da distância dada pela Equação 8:

$$\hat{D} = \frac{l - V_p \times T_{atraso}}{2} \quad (8)$$

em que \hat{D} é a distância estimada da falta (em metros); V_p é a velocidade de propagação da onda no trecho referente ao modo α ou β (em m/s); l é o comprimento de linha coberto pelo medidor (em metros); T_{atraso} é a diferença dos tempos entre os terminais de medição (em segundos).

Neste trabalho, para o localizador de faltas, adotou-se como métrica apenas a distância estimada da falta. Portanto calcula-se o erro relativo (equação 9):

$$Error_{rel} [\%] = \frac{D - \hat{D}}{l} \times 100 \quad (9)$$

em que D é a distância real da falta. No entanto, de forma a obter uma visão geral, considerou-se ainda o erro percentual médio.

3. RESULTADOS

Nesta seção, serão apresentados os resultados produzidos com o algoritmo de localização, compostos pelas etapas de processamento através do EMD e da medida de energia, para os sinais obtidos do sistema descrito na Seção 3.1.

3.1 Sistema Radial de Distribuição Modelado

O presente estudo foi desenvolvido com base no sistema elétrico de distribuição CIGRE (Figura 4), que é inspirado em um sistema real de distribuição localizado no sul da Alemanha. Esse sistema consiste em uma rede de média tensão balanceada e simétrica, composta por dois alimentadores de 20 kV (T1 e T2) e 14 barras. Para a execução desse estudo, o referido sistema foi modelado no software PSCADTM/EMTPTM e adaptado para operar à frequência de 60 Hz para ser condizente ao sistema elétrico brasileiro. Assim, todos os parâmetros de linhas do sistema, representados para a frequência de 50 Hz, foram recalculados para a frequência de operação nominal de 60 Hz. As chaves S1, S2 e S3 são normalmente abertas. O medidor M1 foi posicionado na subestação e os medidores M6, M7, M11, M12 e M14 foram posicionados na outra extremidade do sistema.

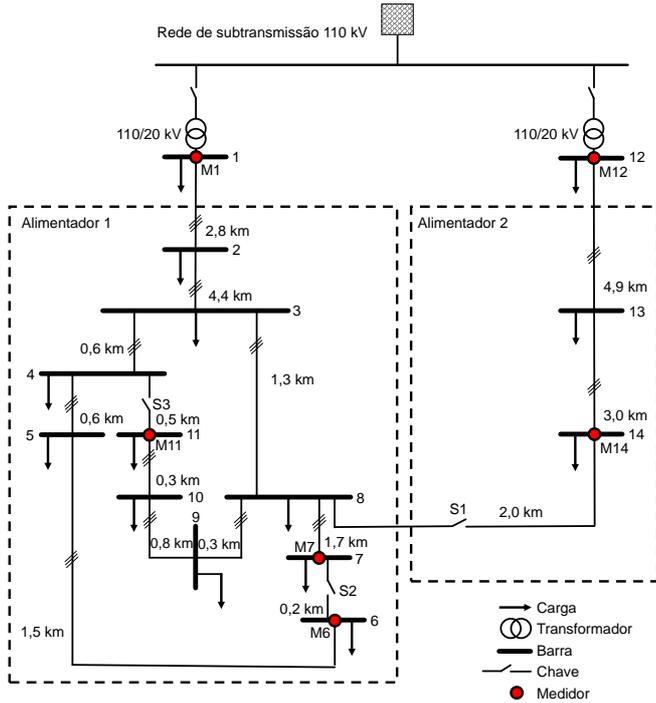


Figura 4. Diagrama unifilar do sistema de distribuição de média tensão CIGRE.

Os cenários avaliados foram variados considerando os quatro tipos de falta (FT, FF, FFT e FFF), variações na resistência de falta (0,01, 10, 20 e 50 Ω) e no ângulo de incidência (0°, 45° e 90°). Os sinais de tensão associados aos cenários mencionados foram registrados em simulações utilizando o software PSCADTM/EMTPTM, totalizando 800 casos de faltas para cada par de medidores.

3.2 Precisão dos modos α e β

Para validar a robustez da metodologia proposta, os primeiros resultados foram obtidos diferenciando a sensibilização dos modos α e β com relação aos tipos de falta. Essa etapa está caracterizada no bloco de decisão do fluxograma apresentado na Figura 1, a qual depende do tipo de falta detectada. Quando se utiliza a transformação de Clarke da Seção 2.2, nem todos os modos são sensibilizados significativamente para fornecer precisão na localização da falta. Idealmente, os modos α e β deveriam ser sensibilizados para todos os tipos de falta e o modo zero ser sensibilizado significativamente para as faltas envolvendo terra.

Neste ponto, é importante destacar que as características de propagação dos três modos são derivações consequentes da transformação de Clarke e suas características não são únicas. Há outras possibilidades, por exemplo, pode-se utilizar os modos produzidos com a transformação de Karrenbauer (Jiménez-Aparicio et al., 2022). Logo, seria obtida uma outra tabela relacionando os modos com o tipo de falta. A Tabela 1 apresenta uma lista relacionando a melhor precisão do localizador com as componentes α , β e zero para cada tipo de falta considerando a metodologia proposta neste trabalho.

Com base na Tabela 1, apresentam-se as Figuras 5 e 6, evidenciando a precisão do localizador de acordo com

Tabela 1. Seleção dos modos para cada tipo de falta.

Tipo de Falta	Modo												
	AT	BT	CT	ABT	BCT	ACT	AB	BC	AC	ABC	zero	α	β
precisão do modo para o tipo de falta	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
imprecisão no modo para o tipo de falta	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

a escolha do modo. As figuras a seguir têm seus eixos representados em função do erro médio de localização considerando a variação dos parâmetros de simulação, par de medidores (M1-M6, M1-M7, M1-M11 e M12-M15) e tipo de falta para a qual o modo foi selecionado no bloco de decisão do algoritmo.

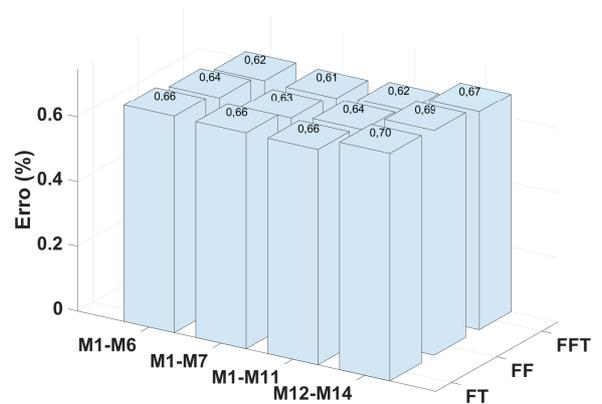


Figura 5. Erro de localização da falta para o modo α .

A Figura 5 representa a utilização do modo α para as faltas do tipo monofásicas (AT, BT e CT), bifásicas (AB e AC) e bifásicas à terra (ABT e ACT), enquanto a Figura 6 representa o modo β para as faltas do tipo bifásicas (AB, AC e BC), bifásicas à terra (ABT, ACT e BCT) e trifásicas (ABC).

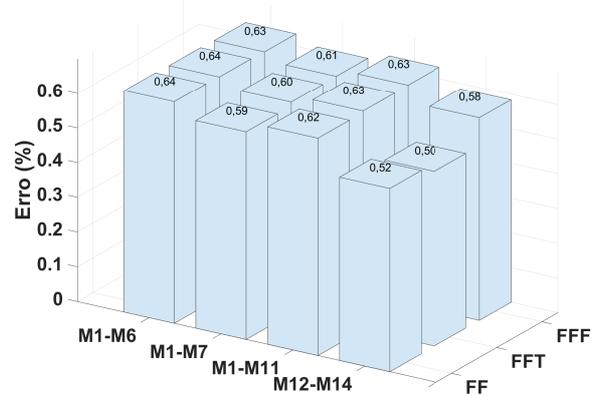


Figura 6. Erro de localização da falta para o modo β .

Optou-se por não utilizar o modo β para faltas monofásicas visto que no caso de faltas do tipo A-terra o modo é impre-

ciso. Dessa maneira é possível alcançar erros entre 0,5% e 0,7% de acordo com o tipo de falta listado na Tabela 1. Esses percentuais convertidos em metros representam um erro aproximado de 59 metros considerando um ramal com 10 km de comprimento.

3.3 Análise para diferentes taxas de amostragem

Uma das limitações indesejadas dos localizadores de faltas baseados na teoria de ondas viajantes, diz respeito às altas taxas de amostragem requeridas para obtenção de elevada precisão devido à sua velocidade de propagação estar muito próxima da velocidade da luz (Costa et al., 2020). A correta determinação da chegada das frentes de ondas nos terminais de medição, depende exclusivamente do intervalo de tempo entre as amostras, pois deve ser pequeno o suficiente para que não haja perda de informação na escala temporal. As Figuras 7 e 8 apresentam os valores instantâneos de tensão e valores absolutos de energia, respectivamente, para diferentes taxas de amostragem. Os testes foram realizados com base na capacidade de medição de dispositivos disponíveis comercialmente, de acordo com Lopes et al. (2021). Por isso, foram utilizadas as seguintes taxas de amostragem: 12 MHz, 4 MHz, 1 MHz e 500 kHz.

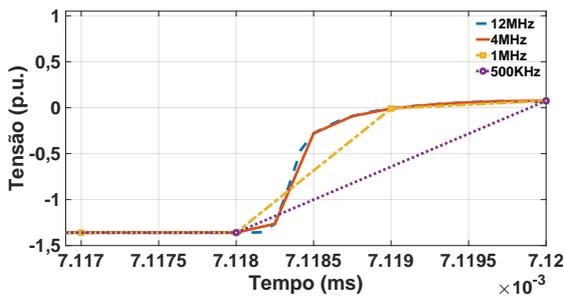


Figura 7. Sinal de tensão registrado durante a ocorrência de falta para diferentes taxas de amostragem.

Em ambas as figuras, observa-se que a diminuição da taxa de amostragem reduz o nível de detalhe do sinal analisado, bem como a precisão da escala de tempo, que é indispensável para estimar o tempo que as frentes de onda chegam aos medidores. Os detalhes obtidos com o TKEO, apresentado na Figura 8, mostram que a redução do número de amostras afeta principalmente as frequências menores que 1 MHz, ocasionando imprecisões na estimativa do instante de tempo da onda viajante.

Assim, torna-se necessário ter intervalos de tempo bastante curtos entre as amostras para determinação correta do local da falta. Com base na análise realizada, verificou-se o comportamento da metodologia proposta para todos os pares de medidores posicionados no sistema elétrico alvo deste estudo. Para as figuras que serão apresentadas, foram considerados os erros médios de localização e, para avaliar apenas as taxas de amostragem, todos os parâmetros de simulação definidos na Seção 3.

As Figuras de 9 a 12 apresentam o perfil de distribuição dos erros de localização para todos os ramos disponíveis do sistema. Faz-se necessário ressaltar, que o limiar adotado na Seção 2.5 foi utilizado para todas as simulações, fazendo com que a comparação dos resultados seja realizada de

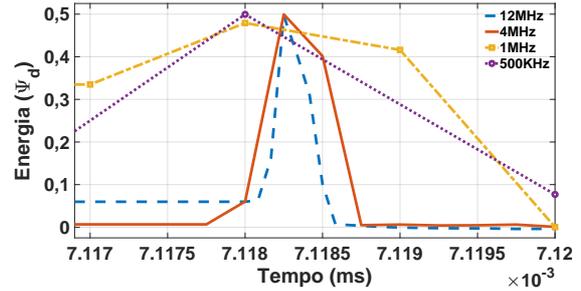


Figura 8. Detalhe do nível de precisão do operador de energia TKEO para diferentes taxas de amostragem.

forma adequada. Além disso, vale mencionar que todos os resultados para as diferentes taxas de amostragem foram obtidos utilizando um computador convencional, com configurações de 8 GB RAM e um processador Intel(R) Core(TM) i7 de sétima geração, despendendo um tempo médio de processamento para o maior frequência de amostragem (12 MHz) de 5,5 segundos e um tempo médio de processamento para a menor frequência de amostragem (500 kHz) de 3,2 segundos, para cada caso de falta simulado. Isso ressalta a necessidade de baixo poder computacional para implementação da metodologia exposta no trabalho.

Observando as figuras, tem-se os erros de localização aumentando com a diminuição da taxa de amostragem, embora mais da metade dos erros de localização estejam concentrados abaixo de 5%, inclusive para a frequência de 500 kHz, com exceção do par de medidores da Figura 12, que apresenta uma distribuição com mediana maior que 20%. Em todos os resultados obtidos para as taxas de amostragem de 12 MHz e 4 MHz, a metodologia apresentou boa precisão, atingindo valores médios entre 0,57% e 0,65% (para 12 MHz) e entre 2,0% e 2,6% (para 4 MHz). Além disso, a distribuição dos dados concentra sua maior parte em torno de 0,62% e 1,4% para as frequências de 12 MHz e 4 MHz, respectivamente.

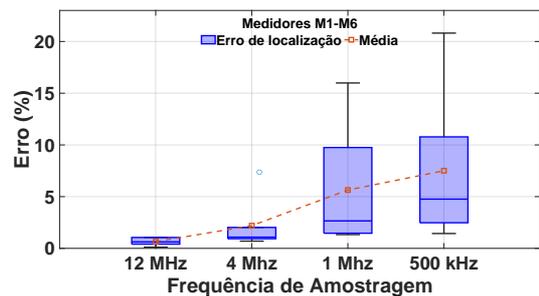


Figura 9. Distribuição dos erros de localização para os medidores M1-M6.

Para frequências amostrais inferiores a 1 MHz, nota-se uma dificuldade do algoritmo em manter a precisão, principalmente no par de medidores M12-M14, cujo ramal é o menor dentre todos os ramos do sistema, com aproximadamente 7 km de extensão. Esse aumento dos erros ocorre principalmente devido à dificuldade em distinguir as frentes de onda muito próximas que chegam nos terminais. Observa-se nas figuras que as maiores variações na distri-

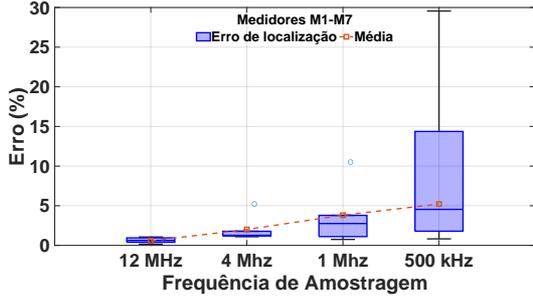


Figura 10. Distribuição dos erros de localização para os medidores M1-M7.

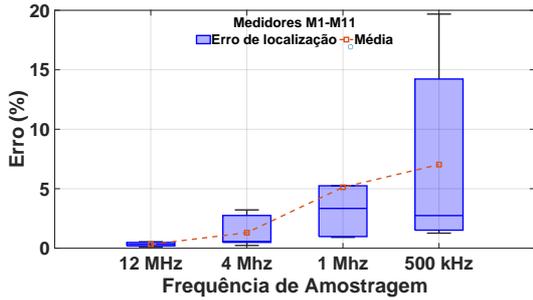


Figura 11. Distribuição dos erros de localização para os medidores M1-M11.

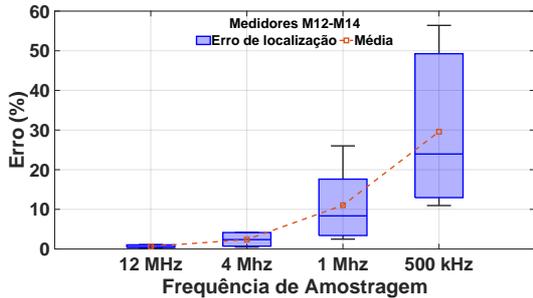


Figura 12. Distribuição dos erros de localização para os medidores M12-M14.

buição dos erros ocorrem para baixas frequências. Para 500 kHz, por exemplo, essa distribuição ultrapassou 20% no melhor caso e, no pior caso (conforme a Figura 12), a distribuição do erro se aproximou de 60%, indicando maior imprecisão na localização da falta.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma abordagem que analisou o impacto da frequência de amostragem na precisão dos localizadores de faltas baseados na teoria de ondas viajantes. Para tanto, foi proposta uma metodologia que combinou a EMD e TKEO, visto que tem a capacidade de evidenciar pequenas variações no sinal de tensão causadas pelas faltas. O algoritmo utilizado foi submetido a diferentes taxas de amostragem, sendo observado que somente as frequências mais altas conseguem manter com precisão as estimativas de tempo das ondas viajantes. Para frequências inferiores a 1 MHz, embora a informação

do sinal seja mantida em boa parte, as informações na escala temporal foram perdidas devido à baixa resolução. A menor frequência utilizada, 500 kHz, teve resolução temporal muito baixa para garantir precisão na localização. Além disso, observou-se o forte impacto da amostragem em ramais com comprimentos muito curtos. Por fim, destacou-se o bom desempenho do algoritmo para a frequência de 4 MHz, pois viabilizou uma abordagem utilizando dispositivos comerciais com menor custo, garantindo uma boa atuação do localizador.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo pelas facilidades oferecidas.

REFERÊNCIAS

- Costa, F., Lopes, F., Silva, K., Dantas, K., França, R., Leal, M., and Ribeiro, R. (2020). Mathematical development of the sampling frequency effects for improving the two-terminal traveling wave-based fault location. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115, 105502.
- Huang, N.E., Shen, Z., Long, S.R., Wu, M.C., Shih, H.H., Zheng, Q., Yen, N., Tung, C.C., and Liu, H.H. (1998). The empirical mode decomposition and the hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 454, 903 – 995.
- IEEE (2015). Ieee guide for determining fault location on ac transmission and distribution lines. *IEEE Std C37.114-2014 (Revision of IEEE Std C37.114-2004)*, 1–76.
- Jiménez-Aparicio, M., Reno, M.J., and Wilches-Bernal, F. (2022). Traveling wave energy analysis of faults on power distribution systems. *Energies*, 15(8).
- Kaiser, J. (1990). On a simple algorithm to calculate the 'energy' of a signal. In *International Conference on Acoustics, Speech, and Signal Processing*, 381–384 vol.1.
- Kumar, R. and Saxena, D. (2018). A traveling wave based method for fault location in multi-lateral distribution network with dg. In *2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 7–12.
- Liu, G., Jiang, T., Ollis, T.B., Li, X., Li, F., and Tomsovic, K. (2020). Resilient distribution system leveraging distributed generation and microgrids: a review. *IET Energy Systems Integration*, 2(4), 289–304.
- Lopes, F.V., Dantas, K.M., Silva, K.M., and Costa, F.B. (2018). Accurate two-terminal transmission line fault location using traveling waves. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(2), 873–880.
- Lopes, F.V., Reis, R.L.A., Silva, K.M., Martins-Britto, A., Ribeiro, E.P.A., Moraes, C.M., and Rodrigues, M.A.M. (2021). Past, present, and future trends of traveling wave-based fault location solutions. In *2021 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*, 1–6.
- Maritz, E.C.M., Maritz, J.M., and Salehi, M. (2021). A travelling wave-based fault location strategy using the concepts of metric dimension and vertex covers in a graph. *IEEE Access*, 9, 155815–155825.

- Mishra, M. and Rout, P.K. (2018). Detection and classification of micro-grid faults based on hht and machine learning techniques. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(2), 388–397.
- Prabakar, K., Singh, A., Reynolds, M., Lunacek, M., Monzon, L., Velaga, Y.N., Maack, J., Tiwari, S., Roy, J., Tombari, C., Mendoza Carrillo, I., Yang, X., Iyengar, S., John, W., Anand, D., Gopstein, A., and Vaidhynathan, D. (2021). Use of traveling wave signatures in medium-voltage distribution systems for fault detection and location. *Technical Report*.
- Schweitzer, E.O., Guzman, A., Mynam, M.V., Skendzic, V., Kasztenny, B., and Marx, S. (2016). Protective relays with traveling wave technology revolutionize fault locating. *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(2), 114–120.
- Selinc, I. (2019). Sel-t400l-ultra-high-speed transmission line relay-traveling-wave fault locator-high-resolution event recorder, available in <https://selinc.com/products>.
- Shafiullah, M. and Abido, M.A. (2018). S-transform based ffn approach for distribution grids fault detection and classification. *IEEE Access*, 6, 8080–8088.
- Shi, Y., Zheng, T., and Yang, C. (2020). Reflected traveling wave based single-ended fault location in distribution networks. *Energies*, 13(15).
- Xie, L., Luo, L., Li, Y., Zhang, Y., and Cao, Y. (2020). A traveling wave-based fault location method employing vmd-teo for distribution network. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 35(4), 1987–1998.
- Zeng, R., Wu, Q., and Zhang, L. (2022). Two-terminal traveling wave fault location based on successive variational mode decomposition and frequency-dependent propagation velocity. *Electric Power Systems Research*, 213, 108768.