

Princípios da Localização de Faltas em Sistemas de Distribuição usando Medições de Correntes

Paulo Anderson Holanda Cavalcante, Madson Cortes de Almeida
UNICAMP/FEEC/DSE
Campinas-SP, Brasil

Email: pauloahc,madson@dsee.fee.unicamp.br

Resumo—Este trabalho apresenta os princípios de uma metodologia para a localização de faltas em sistemas de distribuição usando medições esparsas de módulos de correntes. Com base na teoria de cálculo de curto-circuito, dada uma medição de corrente, é possível estimar a corrente de falta em todas as barras da rede. Assim, para cada barra são estimadas tantas correntes de falta quantas forem as medições de corrente. A barra sob falta será aquela onde as correntes estimadas mais se aproximam. Para avaliar o desempenho do método foram simuladas faltas em diversas barras de uma rede real de 134 barras. Foram consideradas diferentes resistências de falta, erros aleatórios na estimativa das cargas e erros aleatórios nas medições. Além disso, foram realizados estudos variando a localização e a quantidade de medidores de corrente. Os resultados indicam que o método apresenta elevado potencial para aplicação prática.

Palavra-chave—Localização de faltas, sistemas de distribuição de energia, medidas esparsas de corrente.

I. INTRODUÇÃO

A desverticalização do setor elétrico aliada a normas regulatórias mais severas tem exigido que as concessionárias de distribuição entreguem energia elétrica com um padrão de qualidade cada vez mais elevado. Entre os fatores que deterioram a qualidade da energia, as interrupções no fornecimento são consideradas críticas e estão associadas à ocorrência de faltas nos sistemas de distribuição [1]. Nesse contexto, a utilização de técnicas eficientes de localização de faltas em sistemas de distribuição de energia pode contribuir para a melhoria dos índices de confiabilidade e para a qualidade da energia elétrica fornecida.

Embora as técnicas de localização de faltas utilizadas em muitos sistemas de distribuição ainda sejam rudimentares, a utilização das redes de comunicação e dos sistemas modernos de monitoramento permitem o desenvolvimento de metodologias mais precisas e mais robustas. Sistemas de monitoramento modernos empregam dispositivos contendo diversas funções em um mesmo equipamento, tais como proteção, coleta de medidas e controles. Esses dispositivos podem ser integrados através de redes de comunicação que permitem, por exemplo, que dados coletados em diversos pontos da rede sejam transferidos em tempo real para as centrais de gerenciamento [2], [3].

Utilizando as informações providas por dispositivos modernos de monitoramento, na literatura têm sido propostos

métodos altamente elaborados para a localização de faltas em redes de distribuição de energia. As técnicas mais difundidas na literatura podem ser concebidas a partir de vários conceitos, como as técnicas baseadas em impedância, teoria de ondas viajantes, teoria de cálculo de curto-circuito, afundamentos de tensão e aprendizagem de máquina. Entre essas técnicas, as metodologias baseadas em impedância são as mais exploradas devido à sua simplicidade e baixo requerimento de dados. De modo geral, os métodos baseados em impedância não tratam adequadamente a resistência das faltas e as cargas da rede, o que deteriora o seu desempenho. Tais técnicas utilizam medições de tensões e correntes obtidas na subestação para estimar a impedância ou a distância entre a subestação e a falta [1], [2], [4], [5], [6]. Os métodos baseados na teoria de ondas viajantes utilizam o instante de chegada das frentes de onda geradas pelas faltas aos terminais de medição para obter a posição da falta [7], [8], [9]. Esses métodos são imunes à resistência de falta e a erros na previsão cargas, no entanto, são necessários equipamentos com altas taxas de amostragem para sua aplicação. As metodologias baseadas em conhecimento utilizam algoritmos de aprendizagem de máquina para obter um modelo que relacione as medições coletadas na rede com a posição da falta [8], [10], [11], [12]. Nesses métodos é necessário a modelagem precisa da rede para obter um extenso banco de dados com simulações de faltas que, normalmente, é obtido via simulação computacional. As técnicas baseadas nos afundamentos de tensão presentes em situações de falta requerem o conhecimento da topologia da rede, das impedâncias dos ramos e das cargas [13], [14], [15], [16]. As técnicas baseadas na teoria de cálculo de curto-circuito utilizam a matriz de impedância da rede para calcular a corrente de falta que, por sua vez, está associada com a posição da falta [17], [18], [19], [20], [21]. De acordo com a literatura, as técnicas baseadas em afundamentos de tensão e na teoria de cálculo das correntes de curto-circuito estão entre as mais beneficiadas pelo emprego de dispositivos modernos de monitoramento em sistemas de distribuição.

Nesse contexto, baseado nos conceitos apresentados em [19], que utiliza a teoria de cálculo de curto-circuito e medições esparsas de tensão, este trabalho apresenta um método de localização de faltas que requer apenas medições de corrente, a topologia da rede e a previsão das cargas. O desempenho da metodologia foi avaliado por meio de estudos de sensibilidade. Assim, foram realizados estudos considerando diferentes

resistências de falta, erros aleatórios na estimativa das cargas e erros aleatórios nas medições. Além disso, foram realizados estudos variando a localização e a quantidade de medidores de corrente. Apesar de preliminares, os resultados indicam que o método apresenta elevado potencial para aplicação prática.

Na próxima seção são revisados conceitos básicos da teoria de cálculo de curto-circuito que serão utilizados na metodologia. A seção III apresenta a metodologia de localização de faltas desenvolvida. Na seção IV são mostrados os resultados dos estudos de caso realizados. Finalmente, na seção V são apresentadas as principais conclusões deste artigo.

II. PRINCÍPIOS BÁSICOS DA TEORIA DE CURTO-CIRCUITO

Os curtos-circuitos ou faltas podem provocar violações severas nas condições de operação das redes de energia elétrica, podendo resultar em danos ao sistema e aos consumidores. O estudo da teoria de curto-circuito permite compreender tais efeitos e, portanto, planejar sistemas mais robustos e confiáveis. O cálculo das correntes de curto-circuito no sistema de distribuição tem como principais objetivos determinar a capacidade de ruptura de disjuntores e chaves fusíveis, prever esforços térmicos e eletromecânicos produzidos pelas correntes de curto-circuito e coordenar o sistema de proteção através do ajuste dos tempos de disparo dos relés, religadores e seccionadores responsáveis pela de proteção da rede.

Tipicamente, para o cálculo das correntes de curto-circuito são realizadas simplificações na rede que permitem resolver o problema a partir de uma abordagem trifásica matricial linearizada. Assim, as correntes de curto-circuito são calculadas a partir da matriz de impedâncias nodais, $\mathbf{Z}_{barra}$, dos valores das tensões pré-falta na barra sob curto-circuito, $\mathbf{V}_k^P$, e da matriz de impedâncias de falta, $\mathbf{Z}_F$, conforme a Equação (1). A matriz $\mathbf{Z}_{kk}$ é uma submatriz de $\mathbf{Z}_{barra}$ de ordem 3×3 associada à barra k . As linhas e as colunas de $\mathbf{Z}_{kk}$ se referem às fases da rede.

$$\mathbf{I}_{F(k)} = (\mathbf{Z}_F + \mathbf{Z}_{kk})^{-1} \cdot \mathbf{V}_k^P \quad (1)$$

A matriz de impedâncias de falta de dimensão 3×3 varia de acordo com o tipo e a impedância da falta. Para as faltas fase-terra, estudadas neste trabalho, a matriz $\mathbf{Z}_F$ possui a configuração mostrada em (2), onde z_f é a impedância entre a fase sob falta e a terra.

$$\mathbf{Z}_F = \begin{pmatrix} z_f & 0 & 0 \\ 0 & \infty & 0 \\ 0 & 0 & \infty \end{pmatrix} \quad (2)$$

Ao invés de utilizar a matriz impedâncias de falta é possível usar a matriz de admitâncias de falta ($\mathbf{Y}_F$) mostrada em (3), assim evita-se o tratamento dos valores infinitos presentes em $\mathbf{Z}_F$. O cálculo das correntes de curto-circuito utilizando a matriz $\mathbf{Y}_F$ é dado por (4).

$$\mathbf{Y}_F = \begin{pmatrix} 1/z_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (3)$$

$$\mathbf{I}_{F(k)} = \mathbf{Y}_F \cdot (\mathbf{I} + \mathbf{Z}_{kk} \cdot \mathbf{Y}_F)^{-1} \cdot \mathbf{V}_k^P \quad (4)$$

De acordo com (4), a corrente de falta depende da resistência de falta, do tipo da falta, dos parâmetros dos ramos, das cargas, das impedâncias das fontes e das tensões pré-falta na barra sob falta. Na matriz de impedâncias nodais as cargas são incluídas como impedâncias constantes. Estas cargas geralmente são desconhecidas, entretanto, curvas de previsão de carga podem ser utilizadas para determinar estas impedâncias com boa aproximação. Alternativamente, existem metodologias para estimativa das cargas que podem apresentar precisão em torno de $\pm 10\%$ [5] se medidas esparsas estão disponíveis ou, ainda, há metodologias de estimação das cargas que adotam apenas as medições da subestação [14].

A corrente de falta também pode ser obtida a partir das tensões medidas durante ($\mathbf{V}_k$) e imediatamente antes da falta ($\mathbf{V}_k^P$) na barra sob falta k , conforme (5).

$$\mathbf{I}_{F(k)} = (\mathbf{Z}_{kk})^{-1} \cdot (\mathbf{V}_k^P - \mathbf{V}_k) \quad (5)$$

As metodologias de localização de faltas propostas nas referências [18] e [19] utilizam uma generalização da equação (5) para determinar as correntes de falta a partir das tensões medidas na rede.

III. METODOLOGIA DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

A abordagem proposta neste trabalho emprega medições de módulos de correntes em ramos do sistema de distribuição. Para tanto, as correntes de curto-circuito em todas as barras da rede são estimadas a partir das medições de fluxo de corrente.

Inicialmente, considere as equações do fluxo de corrente no ramo $p-q$ nas condições pré-falta e durante a falta, dadas por (6) e (7), respectivamente. A matriz $\mathbf{Z}_{pq}$, de dimensão 3×3 , é a matriz de impedâncias do ramo em que a medição de corrente é realizada. $\mathbf{V}_p$ é o vetor coluna das tensões durante a falta na barra p , $\mathbf{V}_p^P$ é o vetor coluna das tensões pré-falta na barra p , $\mathbf{V}_q$ é o vetor coluna das tensões durante a falta na barra q e $\mathbf{V}_q^P$ é o vetor coluna das tensões pré-falta na barra q .

$$\mathbf{I}_{pq}^P = (\mathbf{Z}_{pq})^{-1} (\mathbf{V}_p^P - \mathbf{V}_q^P) \quad (6)$$

$$\mathbf{I}_{pq} = (\mathbf{Z}_{pq})^{-1} (\mathbf{V}_p - \mathbf{V}_q) \quad (7)$$

Rearranjando as equações anteriores e subtraindo (7) de (6), obtemos as expressões

$$\mathbf{V}_p^P - \mathbf{V}_q^P - (\mathbf{V}_p - \mathbf{V}_q) = \mathbf{Z}_{pq} \mathbf{I}_{pq}^P - \mathbf{Z}_{pq} \mathbf{I}_{pq} \quad (8)$$

e,

$$\Delta \mathbf{V}_p - \Delta \mathbf{V}_q = \mathbf{Z}_{pq} (\mathbf{I}_{pq}^P - \mathbf{I}_{pq}) \quad (9)$$

Generalizando (5) chegamos à equação da variação da tensão na barras p ou q devido a uma falta na barra k , dadas por:

$$\Delta \mathbf{V}_p = \mathbf{Z}_{pk} \mathbf{I}_{F(k)} \quad (10)$$

$$\Delta \mathbf{V}_q = \mathbf{Z}_{qk} \mathbf{I}_{F(k)} \quad (11)$$

Substituindo as equações acima em (9), obtemos a equação das correntes de curto-circuito em função das correntes medidas, a qual é dada por (12).

$$(\mathbf{Z}_{pk} - \mathbf{Z}_{qk}) \mathbf{I}_{F(k)} = (\mathbf{Z}_{pq}) (\mathbf{I}_{pq}^P - \mathbf{I}_{pq}) \quad (12)$$

Na metodologia desenvolvida, supondo que o n -ésimo medidor de corrente esteja alocado no ramo entre as barras p e q , a corrente de falta na barra k é dada por (13).

$$\mathbf{I}_{F(k)}^n = (\mathbf{Z}_{pk} - \mathbf{Z}_{qk})^{-1} (\mathbf{Z}_{pq}) (\mathbf{I}_{pq}^P - \mathbf{I}_{pq}) \quad (13)$$

A matriz $\mathbf{Z}_{pk}$ é a submatriz de ordem 3×3 associada às barras p e k da matriz de impedâncias nodais da rede, $\mathbf{Z}_{qk}$ é a submatriz de ordem 3×3 associada às barras q e k da matriz de impedâncias nodais da rede, $\mathbf{I}_{pq}^P$ é o vetor coluna contendo as medições das correntes pré-falta nas fases do ramo $p - q$ e $\mathbf{I}_{pq}$ é o vetor coluna contendo as medições das correntes durante a falta nas fases no ramo $p - q$.

Como neste artigo admite-se que são medidos apenas os módulos dos fluxos de correntes, admite-se que as correntes são equilibradas e, portanto, os ângulos dos fasores de corrente nas fases a , b , c são 0° , -120° , 120° , respectivamente.

A. Identificação da Barra sob Falta

Para a identificação da barra sob falta as correntes de curto-circuito são estimadas para todas as barras da rede para cada uma das medidas disponíveis. Assim, sendo N_m o número de medidores de corrente e N_b o número de barras da rede, o número de estimativas de correntes de falta é dado por $(N_m \times N_b)$. Em princípio, as barras com maior chance de conter a falta são aquelas cujas N_m estimativas das correntes de falta mais se aproximam entre si. Para facilitar a seleção das barras que mais provavelmente contém a falta, o índice δ_k definido em (14) é calculado para cada barra. Este índice é composto pela soma dos quadrados das diferenças entre as N_m estimativas de corrente de falta e a média das estimativas.

$$\delta_k = \sum_{n=1}^{N_m} \left(\mathbf{I}_{F(k)}^n - \overline{\mathbf{I}_{F(k)}} \right)^2 \quad (14)$$

Onde $\mathbf{I}_{F(k)}^n$ é a corrente de falta na barra k calculadas a partir da n -ésima medição conforme (13). $\overline{\mathbf{I}_{F(k)}}$ é a média das N_m correntes de falta estimadas para a barra k . As barras com maiores chances de conter a falta são aquelas com menores índices δ_k .

IV. ESTUDO DE CASOS

As simulações foram realizadas em um sistema de distribuição trifásico real de 13,8-kV, 7,065- MVA, mostrado na Fig. 1, cujos parâmetros podem ser encontrados em [14]. A rede foi modelada no ATP (*Alternative Transient Program*) [22] e, por simplicidade, somente faltas fase-terra foram simuladas.

A Fig. 1 também mostra a disposição dos medidores no plano básico de medição, denominado de C_0 .

As faltas foram simuladas em todas as barras da rede, exceto a barra da subestação. O critério de desempenho adotado é o erro de localização das faltas, dado por $|d_{calc} - d_{real}|$, onde d_{calc} é a distância entre a subestação e a falta calculada pelo método proposto e d_{real} é a distância real entre a subestação e a falta. Na próxima subseção, é avaliado comportamento do método em função da variação da posição da falta.

A. Influência da posição da falta

A Figura 2 apresenta os erros de localização para faltas alocadas em diferentes regiões da rede. Esses resultados mostram que os erros do método podem ser maiores para faltas em ramais laterais não monitorados. Note, por exemplo, que as barras 14, 55, 75 e 99 são barras terminais de ramais laterais e não há medidores entre estas barras e a subestação. Assim, as correntes de falta nestas barras não são adequadamente estimadas a partir das correntes monitoradas. Entretanto, mesmo com o número limitado de medidores os erros da posição da falta foram inferiores a 400 m, o que indica uma boa precisão do método.

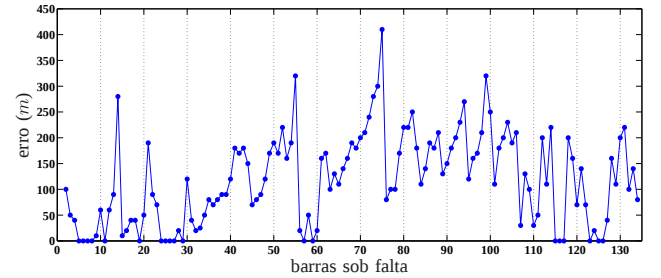


Fig. 2: Erros de localização considerando a variação da posição da falta.

B. Influência da resistência de falta

Na análise de curto-circuito, as correntes de curto ou correntes de falta dependem do valor da resistência de falta. Como o valor da resistência de falta é desconhecido e não aparece na formulação proposta (veja a Equação 13), é importante verificar a sua influência no desempenho do método. Dessa forma, foram simuladas faltas fase-terra em todas as barras da rede com resistências de falta de 1 Ω , 20 Ω , 40 Ω e 60 Ω .

A Tabela I apresenta os erros de localização para todas as faltas simuladas. A fim de facilitar a análise dos resultados, os erros de localização foram contabilizados por classes. Assim, por exemplo, todos os casos de falta onde os erros de localização são menores ou iguais a 100 m estão na primeira classe. Foram adotadas cinco classes de erro. Considerando, por exemplo, os resultados para a resistência de falta $R_f = 1 \Omega$, em 63 casos simulados os erros de localização foram menores que 100 m e em 49 casos simulados os erros ficaram entre 100 e 200 m. Desse modo, para resistências de faltas iguais a 1 Ω , aproximadamente 85% das faltas foram localizadas com erros menores que 200 m. Adicionalmente, os resultados mostram que a precisão da metodologia proposta é deteriorada pelo aumento da resistência de falta. Veja que ao aumentar a

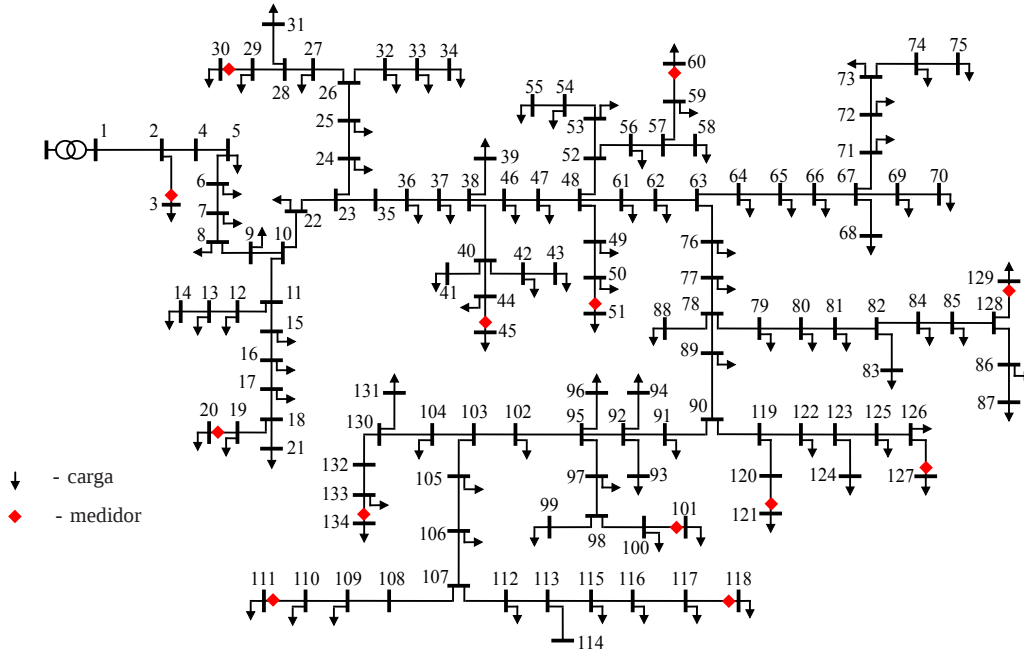


Fig. 1: Sistema de distribuição real (134 barras).

resistência de falta de 20Ω para 40Ω , o número de faltas na primeira classe foi reduzido de 61 para 40, ao passo que nas classes menos precisas o número de casos de falta aumentou.

De modo geral, é possível afirmar que para um conjunto relativamente pequeno de medidores, o desempenho global da metodologia foi satisfatório, já que para a maioria das faltas simuladas os erros foram inferiores à $300 m$.

Tabela I: Desempenho do método considerando a variação de R_f .

R_f	1 Ω	20 Ω	40 Ω	60 Ω
Classe				
0 - 100 m	63	61	40	40
100 - 200 m	49	48	55	50
200 - 300 m	18	18	27	27
300 - 400 m	2	4	9	14
> 400 m	1	2	2	2

C. Influência da quantidade e posição dos medidores

A metodologia proposta faz uso de medições esparsas de magnitude de correntes. Dependendo da topologia da rede, das condições da falta e da posição dos medidores, algumas situações de falta serão mais bem caracterizadas pelas medições disponíveis e, portanto, o método proposto permitirá a localização dessas faltas com maior precisão. Nesta seção são avaliados os efeitos da quantidade e da localização dos medidores no desempenho do método proposto.

Com o objetivo de avaliar a influência da localização dos medidores no desempenho do método proposto foram adotados quatro planos de medição com 10 medidores cada. Esses planos são mostrados na Tabela II e são denominados C_1 , C_2 , C_3 , C_5 . Nos quatro planos de medição as medidas foram alocadas aleatoriamente. A Tabela III mostra os erros de localização para os quatro planos de medição. A análise

da tabela mostra claramente que a localização dos medidores altera o desempenho do método. Os planos de medição C_1 e C_2 resultaram em mais casos de falta com erros menores que $100 m$. Entretanto, estes planos de medição também resultaram em mais casos de erros superiores a $300 m$. Esses resultados indicam que é recomendável desenvolver um mecanismo para alocação otimizada de medidores de magnitude de corrente.

Tabela II: Planos de medição.

	Ramos com medidas
C_1	1-2; 14-13; 34-33; 38-46; 58-57; 63-76; 87-86; 102-103; 111-110; 131-130
C_2	1-2; 14-13; 34-33; 45-44; 58-57; 68-67; 87-86; 96-95; 111-110; 131-130
C_3	3-2; 20-19; 30-29; 60-59; 101-100; 111-110; 118-117; 127-126; 129-128; 134-133
C_4	3-2 ; 21-18; 31-28; 75-74; 118-117; 124-123; 131-130
C_5	3-2 ; 21-18; 31-28; 55-54; 75-74; 99-98; 118-117; 124-123; 129-128; 131-130
C_6	3-2 ; 21-18; 31-28; 55-54; 60-59; 75-74; 87-86; 99-98; 111-110; 118-117; 124-123; 129-128; 131-130
C_7	3-2 ; 14-13; 21-18; 31-28; 45-44; 51-50; 55-54; 60-59; 75-74; 87-86; 99-98; 111-110; 118-117; 124-123; 129-128; 131-130

A influência da quantidade de medidores no desempenho do método proposto foi verificada considerando planos com 7, 10, 13 e 16 medições. Os planos de medição utilizados são mostrados na Tabela II e são nomeados por C_4 , C_5 , C_6 e C_7 , respectivamente. Em todos os planos os medidores foram alocados aleatoriamente. A Tabela IV mostra os erros de localização para os planos de medição com diferentes números de medidores. De acordo com os valores mostrados na tabela, para o plano C_4 há 38 casos de falta com erros superiores a

Tabela III: Desempenho do método considerando a mudança da localização dos medidores.

R_f	1 Ω			
caso	C_1	C_2	C_3	C_5
Classe				
0 - 100 m	73	61	59	55
100 - 200 m	28	42	52	54
200 - 300 m	21	17	19	23
300 - 400 m	6	9	2	1
> 400 m	5	4	1	0

200 m, enquanto que para o plano C_7 há 17 casos de falta com erros superiores a 200 m. Além disso, observe que nos planos de medição com mais medidores há muito mais casos de falta com erros na classe mais precisa. Esses resultados indicam claramente que o aumento do número de medidores, bem como a localização adequada dos medidores, pode melhorar o desempenho do método proposto.

Tabela IV: Desempenho do método considerando a alteração do número de medidores.

R_f	1 Ω			
caso (N_m)	C_4 (7)	C_5 (10)	C_6 (13)	C_7 (16)
Classe				
0 - 100 m	53	55	64	65
100 - 200 m	42	54	51	51
200 - 300 m	28	23	17	15
300 - 400 m	9	1	1	2
> 400 m	1	0	0	0

D. Influência de erros nas medições

Tipicamente, os processo de medição contém erros aleatórios associados à imprecisão dos equipamentos de medição, aos transformadores para instrumentos, à conversão A/D, aos sensores e à infraestrutura de comunicação [23]. Atualmente, medidores digitais tem precisão entre 0,1% a 2% para magnitudes e $\pm 2^\circ$ para ângulos dos fasores [24]. Os erros associados com os transformadores de tensão e corrente podem chegar a 1,2% [25].

Os erros nas medições podem ser contabilizados de acordo com a abordagem apresentada em [26]. Nela, erros aleatórios são adicionados aos valores perfeitos das medições, de acordo com (15).

$$z_i^{medido} = z_i^{perfeito} + b_i \times \sigma_i \quad (15)$$

onde $z_i^{perfeito}$ é o valor perfeito da i -ésima medida obtida da simulação computacional. O valor σ_i é o desvio padrão da i -ésima medida, calculado por (16), onde $e\%$ é o erro típico especificado para cada medidor. A variável b_i é um número aleatório que segue uma distribuição normal com média zero e desvio padrão unitário [27], [28].

$$\sigma_i = \frac{z_i^{perfeito} \times e\%}{3 \times 100} \quad (16)$$

Nesse trabalho, os valores dos erros nas medições de magnitudes de corrente seguem as recomendações de manuais de dispositivos de medição. Assim, um erro $e\%$ de 2% foi

adotado. Para garantir que os erros aleatórios inseridos nas medições compreendam todo o domínio da distribuição normal, foram executadas 100 simulações para cada situação de falta. Em cada simulação é adicionado um erro aleatório ao módulo da corrente de cada medida.

A Tabela V mostra os percentuais de casos simulados em cada classe de erro. Note que foram simuladas 13.300 faltas fase-terra contendo erros nas medições, sendo 100 casos de faltas em cada barra. A tabela mostra ainda os percentuais de casos simulados em cada classe de erro sem presença de erros nas medidas. Neste caso foi simulada 1 falta em cada barra sem a presença de erros nas medições. O plano básico de medição mostrado na Fig. 1 foi adotado. Os resultados mostram, por exemplo, que se não forem considerados erros na medições 84,2% das faltas serão localizadas com erros menores que 200 m e se os erros forem considerados 80,4% das faltas serão localizadas com erros menores que 200 m. Portanto, verifica-se que a presença dos erros inerentes ao processo de medição modifica levemente o desempenho da metodologia de localização de faltas proposta.

Tabela V: Desempenho do método considerando erros nas medições.

R_f	1 Ω	
Caso	com erro	sem erro
Classe	(%)	(%)
0 - 100 m	46,8	47,4
100 - 200 m	34	36,8
200 - 300 m	15,8	13,5
300 - 400 m	2,8	1,5
> 400 m	0,6	0,8

E. Influência dos erros na previsão das cargas

A metodologia apresentada requer a montagem da matriz de impedâncias nodais para calcular as correntes de curto-circuito. Além dos parâmetros dos ramos e dos parâmetros do equivalente da rede à montante da subestação, a matriz de impedâncias nodais deve conter as impedâncias das cargas. Para avaliar o efeito dos erros de previsão das cargas no método proposto, foram incluídos nas cargas erros aleatórios obedecendo uma distribuição uniforme. Com o objetivo de tornar a avaliação mais consistente, para cada barra sob falta foram executadas 10 simulações, em cada simulação as impedâncias das cargas foram aleatoriamente alteradas em até $\pm 10\%$ dos valores nominais.

A Tabela VI apresenta os percentuais de casos simulados em cada classe de erro. Comparando as Tabelas VI e V, nota-se que o desempenho do método de localização de faltas é significativamente afetado pelas imprecisões nas estimativa das cargas. Assim, por exemplo, com os erros de até 10% na previsão de cargas, cerca de 49,1% das faltas serão localizadas com erros menores que 200 m, ao passo que sem os erros nas estimativas das cargas aproximadamente 84,2% das faltas serão localizadas com erros menores que 200 m. Estes resultados indicam que o método proposto requer aprimoramentos no tratamento das cargas, já que em geral, não se tem estimativas muito precisas para eles. Entretanto,

em um ambiente com fartura de medições de corrente, como é esperado que aconteça nas redes inteligentes, o método proposto apresenta desempenho mais satisfatório, mesmo na presença de erros nas previsões de carga. Esta característica pode ser observada na Tabela VI. Quando foram adicionados 3 medidores ao plano de medição C_6 , formando o plano de medição C_7 , houve diminuição do número de faltas localizadas com erros maiores que 200 m.

Tabela VI: Desempenho do método considerando erros na estimativa das cargas.

R_f caso (N_m)	1Ω	
	C_6 (13)	C_7 (16)
Classe	(%)	(%)
0 - 100 m	28,3	28,8
100 - 200 m	22,3	25,6
200 - 300 m	16,3	16,2
300 - 400 m	14,4	13,4
> 400 m	18,7	16,0

V. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposta uma metodologia de localização de faltas em sistemas de distribuição que usa medições esparsas de magnitudes de correntes e a teoria de cálculo da corrente de curto-circuito. A metodologia foi testada em uma rede real com 134 barras. Foi avaliada a sensibilidade do método com relação aos seguintes fatores: posição da falta, resistência da falta, erros na estimativa das cargas e erros nas medições. Estes aspectos foram avaliados para vários planos de medição.

Os resultados mostraram que apesar da simplicidade a metodologia é bastante promissora. O desempenho da metodologia é limitado principalmente pelo plano de medições e pelos erros de previsão de cargas. Boas alternativas para contornar os problemas observados são: o aumento do número de medidores de corrente, a inclusão de medidores de tensão no método proposto e o uso de técnicas modernas de previsão de cargas. Além disso, aspectos como a presença de geradores distribuídos devem ser analisados.

REFERÊNCIAS

- [1] S. Alwash, V. Ramachandaramurthy, and N. Mithulananthan, "Fault-location scheme for power distribution system with distributed generation," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 3, pp. 1187–1195, June 2015.
- [2] E. Senger, G. Manassero, C. Goldemberg, and E. Pellini, "Automated fault location system for primary distribution networks," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 20, no. 2, pp. 1332–1340, April 2005.
- [3] J. Momoh, *Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control*, 2007.
- [4] Y. Gong and A. Guzman, "Integrated fault location system for power distribution feeders," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 49, no. 3, pp. 1071–1078, May 2013.
- [5] L. He, Z. Wu, Z. Xu, and I. Voloh, "Fault location in distribution system with load uncertainty analysis," in *Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on*, Oct 2014, pp. 1595–1601.
- [6] J. Mora-Florez, R. Herrera-Orozco, and A. Bedoya-Cadena, "Fault location considering load uncertainty and distributed generation in power distribution systems," *Generation, Transmission Distribution, IET*, vol. 9, no. 3, pp. 287–295, 2015.
- [7] A. Milioudis, G. Andreou, and D. Labridis, "Enhanced protection scheme for smart grids using power line communications techniques; part ii: Location of high impedance fault position," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 4, pp. 1631–1640, Dec 2012.
- [8] F. Yan, H. Xu, J. Wang, and S. Li, "A composite fault location method for distribution line," in *Measurement, Information and Control (ICMIC), 2013 International Conference on*, vol. 01, Aug 2013, pp. 425–429.
- [9] S. Robson, A. Haddad, and H. Griffiths, "Fault location on branched networks using a multiended approach," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 4, pp. 1955–1963, Aug 2014.
- [10] J. Mora-Florez, V. Barrera-Nuez, and G. Carrillo-Caicedo, "Fault location in power distribution systems using a learning algorithm for multivariable data analysis," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 3, pp. 1715–1721, July 2007.
- [11] H. Zayandehroodi, A. Mohamed, H. Shareef, and M. Mohammadjafari, "Performance comparison of mlp and rbf neural networks for fault location in distribution networks with dgs," in *Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on*, Nov 2010, pp. 341–345.
- [12] L. Lovisolo, J. Moor Neto, K. Figueiredo, L. de Menezes Laporte, and J. dos Santos Rocha, "Location of faults generating short-duration voltage variations in distribution systems regions from records captured at one point and decomposed into damped sinusoids," *Generation, Transmission Distribution, IET*, vol. 6, no. 12, pp. 1225–1234, December 2012.
- [13] Z. Galijasevic and A. Abur, "Fault location using voltage measurements," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 17, no. 2, pp. 441–445, Apr 2002.
- [14] R. Pereira, L. da Silva, M. Kezunovic, and J. Mantovani, "Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 2, pp. 852–862, April 2009.
- [15] S. Lotfifard, M. Kezunovic, and M. Mousavi, "Voltage sag data utilization for distribution fault location," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 2, pp. 1239–1246, 2011.
- [16] Y. Dong, C. Zheng, and M. Kezunovic, "Enhancing accuracy while reducing computation complexity for voltage-sag-based distribution fault location," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 2, pp. 1202–1212, 2013.
- [17] S. Das, S. Kulkarni, N. Karnik, and S. Santoso, "Distribution fault location using short-circuit fault current profile approach," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, July 2011, pp. 1–7.
- [18] S. Brahma, "Fault location in power distribution system with penetration of distributed generation," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 3, pp. 1545–1553, July 2011.
- [19] F. Trindade, W. Freitas, and J. Vieira, "Fault location in distribution systems based on smart feeder meters," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 1, pp. 251–260, Feb 2014.
- [20] M. Majidi, M. Etezadi-Amoli, and M. Sami Fadali, "A novel method for single and simultaneous fault location in distribution networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 6, pp. 3368–3376, Nov 2015.
- [21] A. Dubey, H. Sun, D. Nikovski, T. Takano, Y. Kojima, and T. Ohno, "Locating double-line-to-ground faults using hybrid current profile approach," in *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2015 IEEE Power Energy Society*, Feb 2015, pp. 1–5.
- [22] L. E. Center, *ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM - Rule Book*, 1987.
- [23] J. Zhu, A. Abur, M. J. Rice, G. T. Heydt, and S. Meliopoulos, *Enhanced state estimators, Final project report*, Nov 2006.
- [24] E. L. Schweitzer, *Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) instructions manual for SEL-351A protective relays*, available at <http://www.selinc.com>.
- [25] "Ieee standard requirements for instrument transformers - redline," *IEEE Std C57.13-2008 (Revision of IEEE Std C57.13-1993) - Redline*, pp. 1–106, July 2008.
- [26] P. Cavalcante and M. de Almeida, "An approach to evaluate modern fault location methods for power distribution systems, unpublished," in *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2015 IEEE PES Conference On*, April 2015, pp. 1–6.
- [27] M. Yucra Ccahuana, F. Schmidt, and M. de Almeida, "Analysis of bad data detection in power system state estimators considering pmus," in *Power Energy Society General Meeting, 2015 IEEE*, July 2015, pp. 1–5.
- [28] J. Wu, Y. He, and N. Jenkins, "A robust state estimator for medium voltage distribution networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 2, pp. 1008–1016, May 2013.