

Estudo Investigativo da Localização de Falhas Baseado na Correspondência de Valores de Corrente

Vítor Henrique Pereira de Melo, Mário Oleskovicz, Denis V. Coury,
João B. A. London Jr

*Depto. de Engenharia Elétrica e Computação, EESC - USP
(vitorhpmelo@usp.br, olesk@sc.usp.br, coury@sc.usp.br,
jbalj@sc.usp.br).*

Abstract: This work presents a study regarding the Fault Current Values Correspondence Method (FCVCM), which uses the Smart-Meters's ability to report the voltage sags during a short-circuit to aid the fault's location in Distribution Systems (DSs). The studies investigate the effect of the limited precision of the measurements, the occurrence of Gross Errors, and the uncertainty associated with the load's estimates over the FCVCM. The work also proposes to use a State Estimator for DSs with the FCVCM to enhance the method's reliability. Furthermore, results in a 19 bus DS illustrate the improvements achieved by using this proposal.

Resumo: Este trabalho apresenta um estudo sobre o Método da Correspondência de Valores de Corrente de Falta (MCVCF), que utiliza a capacidade de medidores inteligentes de reportar os afundamentos de tensão durante um Curto-Circuito (CC), para auxiliar no problema de localização de faltas em Sistemas de Distribuição (SDs). Serão investigados os efeitos da precisão limitada dos medidores, da presença de Erros Grosseiros (EGs) e das incertezas quanto a estimativa de carregamento do sistema sobre a confiabilidade do MCVCF. Também é proposta a utilização de um Estimador de Estado (EE) para SDs em conjunto com o MCVCF, para aprimorar a confiabilidade do método. Para mostrar a melhora alcançada a partir da proposta, foram realizadas simulações computacionais sobre um sistema de 19 barras com características típicas dos SDs.

Keywords: Fault Location; State Estimation; Distribution Systems; Smart Meters;

Palavras-chaves: Localização de Falhas, Estimação de Estados, Sistemas de Distribuição, Medidores Inteligentes.

1. INTRODUÇÃO

É desejável que os sistemas elétricos de potência consigam fornecer energia aos seus consumidores continuamente e dentro de certos padrões de qualidade. Entretanto, devido a fatores como: condições climáticas severas, isoladores quebrados, ou até mesmo o contato de animais com elementos energizados, podem ocorrer curtos-circuitos e danificar a rede. Tendo isto em vista, os sistemas elétricos são munidos de sistemas de proteção, que tem como finalidade retirar de funcionamento o mais rapidamente possível a parte faltosa (Coury et al., 2007).

Entretanto, a atuação da proteção ocasiona o desligamento de consumidores, o que em um mundo cada vez mais tecnológico é um problema. Dessa forma, do ponto de vista das concessionárias, após a eliminação de uma falta, deseja-se reestabelecer o mais rápido possível todas as cargas do sistema, com o intuito de preservar a qualidade do serviço (Bahmanyar et al., 2017). Em contra partida, em caso de faltas permanentes, a rapidez para a restauração total das

cargas depende diretamente do tempo demandado para sua localização, já que é preciso realizar inspeções nos equipamentos envolvidos e caso necessário, efetuar troca ou manutenção.

Com isso, a localização de faltas tem sido um assunto recorrente na literatura. No contexto dos sistemas de transmissão, como a maioria de seus componentes é protegida por relés microprocessados e, usualmente, (dependendo da filosofia de proteção adotada) contam com sensores em cada um dos terminais, este problema já possui boas soluções (Bahmanyar et al., 2017; Trindade et al., 2014). Já os SDs, geralmente possuem relés apenas na subestação e em geral o restante do sistema é protegido por chaves fusível e religadores. Além disso, esses circuitos, são normalmente caracterizados por possuírem topologia radial, com diversas ramificações (Kagan et al., 2005) e com baixa disponibilidade de medidas em tempo real (Trindade et al., 2014), o que torna a localização das faltas uma tarefa desafiadora.

Através dos anos, diversos métodos foram propostos para transpor os obstáculos impostos pelos SDs e automatizar a localização de faltas. Alguns deles utilizam as ligações recebidas pelos clientes, que ao serem cruzadas com a

* Os autores agradecem a Universidade de São Paulo (USP) e às agências de fomento CAPES (88887.498906/2020-00) e CNPq (314439/2021-8) pelo apoio financeiro.

topologia atual do sistema, possibilitam estimar a região desligada e onde o defeito ocorreu (Lu et al., 1994; Abrams, 2003). Existem também, métodos que utilizam os relés microprocessados para o cálculo da distância da falta e assim estimar sua localização, o que devido as diversas ramificações presentes nos SDs pode resultar em múltiplas estimativas (Salim et al., 2011; Hizman et al., 2002), i.e., para uma única falta, podem ser indicados pontos distintos do circuito como localizações prováveis.

Outra alternativa é a instalação de indicadores de passagem de corrente de curto-circuito (CC), que são dispositivos capazes de mostrar os componentes do SD que foram percorridos pela corrente de falta. Entretanto tal prática apresenta um custo adicional para os operadores do sistema, neste sentido, alguns trabalhos abordam como otimizar a alocação desses equipamentos para a localização de faltas (Ho et al., 2011; Li et al., 2017).

Atualmente, com a introdução dos medidores inteligentes (*Smart Meters*), a quantidade de medidas através da rede aumentou, e com isso, surgiram métodos que utilizam medidas esparsas na rede para localizar a falta (Pereira et al., 2009; Brahma, 2011; Trindade, 2013; López Amézquita, 2019). Estes estudos, em geral, visam cruzar as informações fornecidas pelos medidores na ocorrência de uma falta com os parâmetros e a topologia da rede por meio de modelos matemáticos, para assim estimar sua localização.

Este trabalho consiste de uma investigação sobre como o método baseado em medidas esparsas (Método da Correspondência de Valores de Corrente de Falta - MCVCF) proposto em Trindade (2013) pode ser afetado pelas características reais dos processos de medição, como a precisão limitada dos equipamentos e a presença de Erros Grosseiros (EGs), ainda é investigado o efeito das incertezas sobre a estimativa das cargas do sistema sobre o método. Para melhorar sua confiabilidade é proposta a utilização de um Estimador de Estado (EE) para SDs, que possibilitará o tratamento do conjunto de medidas utilizado.

O trabalho está organizado da seguinte forma: na Seção 2 é apresentada a fundamentação teórica do método proposto em Trindade (2013); a Seção 3 apresenta resumidamente a formulação EE em sistemas elétricos de potência; já a Seção 4 apresenta o método proposto para mitigar o efeito das incertezas do processo de medição e dos EGs; na Seção 5 são apresentados os resultados obtidos, investigando a proposta original quanto a precisão dos medidores, os EGs, as incertezas de estimativa de carga, e o desempenho do método original é comparado com o que é proposto; finalmente, na Seção 6 são apresentadas as conclusões.

2. MÉTODO DA CORRESPONDÊNCIA DE VALORES DE CORRENTE DE FALTA

O MCVFC parte do pressuposto que uma falta, de acordo com seu tipo e localização, propiciará padrões únicos de afundamentos de tensão através do alimentador. Como exemplificado pela Figura 1, as barras próximas daquela em que a falta ocorreu tendem a ter afundamentos mais graves. A medida que as barras estão mais próximas da geração, e distantes do CC, os afundamentos se abrandam. Logo, ao se conhecer os afundamentos em algumas das

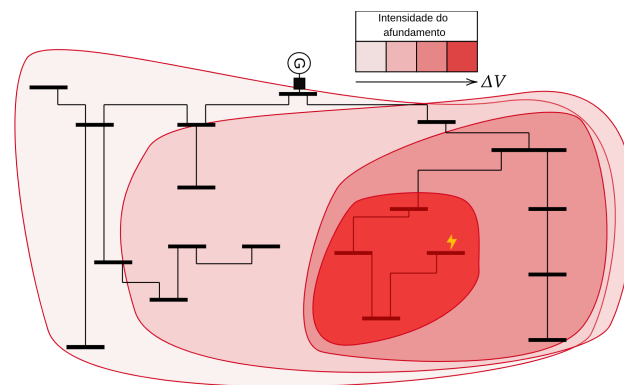


Figura 1. Intensidade dos afundamentos de tensão em um alimentador dado uma falta em uma barra qualquer

barras do sistema, é possível, a partir dos parâmetros da rede determinar a localização desta falta.

Para correlacionar as informações obtidas pelos medidores, utiliza-se da teoria de CC, onde a corrente de falta em uma barra k do sistema pode ser obtida por:

$$I_k^{falta} = \frac{V_k^{pre}}{Z_{kk}}, \quad (1)$$

onde, I_k^{falta} é a corrente de falta na barra k do circuito, V_k^{pre} é a tensão pré-falta nesta barra e Z_{kk} o elemento da digonal principal da matriz impedância, referente a barra k . É possível obter também, a tensão durante a falta em uma barra i do sistema a partir de:

$$V_i^{falta} = V_i^{pre} - I_k^{falta} Z_{ik}, \quad (2)$$

na qual, V_i^{falta} denota a tensão em uma barra i do sistema devido a uma falta na barra k , V_i^{pre} é a tensão na barra i no instante pré-falta; Z_{ik} é o elemento da matriz impedância correspondente a linha i e coluna k . Dessa forma, a corrente de falta em uma barra k pode ser obtida a partir do afundamento de tensão em outra barra i do sistema como:

$$I_{ki}^{falta} = \frac{V_i^{pre} - V_i^{falta}}{Z_{ik}}, \quad (3)$$

então, I_{ki}^{falta} é a corrente de falta calculada para a barra k com base no afundamento de tensão visto pela barra i . O método proposto em Trindade et al. (2014), assume que se de fato a falta ocorreu na barra k do sistema, todas as correntes calculadas a partir dos N medidores serão iguais (ou muito próximas), contudo, caso as correntes sejam calculadas para uma barra k que não é a barra em falta, seus valores serão diferentes.

Assim, o método propõe que a partir do momento que uma falta é detectada e classificada, considera-se todas as barras do sistema como possíveis locais de sua incidência. Com isso, calcula-se para cada uma delas as correntes de CC vistas por cada um dos afundamentos medidos a partir de (3). Em seguida, deve-se calcular a corrente de CC média para cada barra k :

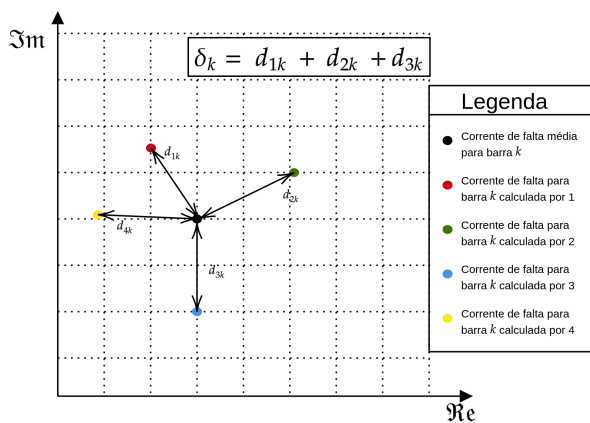


Figura 2. Interpretação geométrica do indicador δ

$$\overline{I_k^{falta}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{k_i}^{falta}. \quad (4)$$

De posse dos valores de corrente média, verifica-se então, em qual das barras os valores de correntes calculados foram mais próximos da média. Para esta verificação é utilizado o indicador δ_k :

$$\delta_k = \sum_{i=1}^N |I_{ik}^{falta} - \overline{I_k^{falta}}|, \quad (5)$$

Dentre as barras do sistema, a que o valor de δ_k for menor, será aquela em que os valores calculados para as correntes de curto por cada um dos N medidores estarão mais perto da média. Assim, o cenário em que esta barra é a que realmente o CC ocorreu é o mais provável para explicar os N afundamentos aferidos pelos *Smart Meters*, com isso esta é determinada como a barra em CC.

A Figura 2 mostra a interpretação geométrica do cálculo do δ_k . Ela consiste da representação no plano complexo das correntes de falta calculadas para uma barra k em um sistema hipotético com 4 medidores. A partir dela percebe-se que o δ_k calculado é a soma das distâncias entre a média das correntes de falta para a barra k , e as correntes obtidas através de cada um dos medidores.

2.1 O problema das Múltiplas Estimativas de Falta

A múltipla estimação de um CC, é um problema recorrente aos métodos de localização de faltas em SDs. O MCVCF também está sujeito a esse erro, e neste caso, isto ocorre quando são calculados para uma ou mais barras do sistema, valores mínimos e iguais para o indicador δ_k .

Nos trabalhos Trindade (2013) e Trindade et al. (2014) são apresentadas duas alternativas para reduzir a probabilidade de múltipla estimação. A primeira delas é considerar as cargas do sistema como impedâncias constantes no cálculo da matriz impedância, o que acarreta em uma maior precisão do método e reduz a chance de múltipla estimação. Outra alternativa é aproveitar da capacidade dos medidores inteligentes de informar aos centros de operação dos SDs, as zonas que foram desligadas após a atuação da proteção. Assim, caso ocorra múltipla estimação, pode-se

eliminar os δ que são mínimos e que pertencem a barras que estão em zonas energizadas no instante pós-falta.

No trabalho López Amézquita (2019) é atribuído no cálculo do valor da corrente média (4) pesos correspondentes as distâncias dos medidores à falta. Os resultados obtidos mostram que isso tende a tornar o método mais preciso e evitar casos de múltipla estimação.

2.2 Vulnerabilidades do MCVCF

O método proposto apresenta bons resultados, principalmente quando se leva em consideração as limitações no monitoramento dos SDs. Contudo, existem alguns critérios que podem afetar sua precisão. Nos trabalhos: Trindade (2013), Trindade et al. (2014) e López Amézquita (2019) é investigada a influência das imprecisões dos próprios medidores inteligentes, que se mostrou um fator capaz de alterar a acurácia do método.

Um ponto importante a ser considerado é que as cargas consideradas na formação da matriz impedância do sistema são, na maioria dos casos, provenientes de estimativas baseadas em dados históricos de consumo, já que os SDs são caracterizados por uma baixa quantidade de medidas em tempo real. Embora, através dos anos, diversos estudos tenham sido feitos para melhorar essas estimativas (Massignan, 2016), sua precisão é muito mais baixa quando comparada a valores medidos reais. Dessa forma, este é um fator que possivelmente pode afetar a precisão do método. Nos trabalhos Trindade (2013) e Trindade et al. (2014) são simulados erros nas estimativas das cargas, contudo, estes erros variam todas as cargas em uma mesma proporção e com mesmo fator de potência, o que pode não corresponder à realidade.

Outro aspecto importante dos processos de medição são os EGs. Muitas das vezes, uma medida pode ser afetada por um sensor mal calibrado, ou uma falha no processo de comunicação, fazendo com que o valor fornecido ao centro de operação seja distante do real, violando a precisão nominal do equipamento. Dessa forma, embora o valor lido seja factível, ele é incompatível com o estado operativo atual do sistema. Com isso, a existência desse tipo de erro pode afetar qualquer análise posterior.

3. ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O estado de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é geralmente definido pelas tensões complexas nodais do circuito, já que ao conhecê-las é possível calcular qualquer outra variável elétrica da rede. Dessa forma, é possível realizar várias análises que permitam a operação e o controle adequado de um SEP. Neste contexto, ao final da década de 60 os trabalhos de Schweppe and Wildes (1970) propuseram utilizar um EE em sistemas de transmissão, para processar um conjunto redundante de medidas, e então encontrar um valor ótimo para as variáveis de estado que descrevem um SEP.

Nas últimas décadas, com as iniciativas em torno das Smart-Grids, muitos estudos foram realizados para a elaboração de EEs capazes de trabalhar as particularidades dos SDs (Baran and Kelley, 1994; Lu et al., 1995; Pau

et al., 2013; Hebling et al., 2020; Melo et al., 2021; Melo et al., 2022). Isto, por que além de melhorar a monitoração destes circuitos, será possível conceber através dos resultados do EE, diversas funções automáticas e inteligentes para melhorar a operação e o controle em tempo real destas redes (Faria et al., 2021; Primadianto and Lu, 2017).

3.1 O estimador WLS

A formulação clássica de estimadores de estado em sistemas elétricos de potência é a dos mínimos quadrados ponderados (*Weighted Least Squares - WLS*), em que, as medidas são relacionadas as variáveis de estado a partir de um modelo de medições (Abur and Exposito, 2004):

$$z = h(x) + e \quad (6)$$

na qual z é o vetor de medidas ($m \times 1$); x é o vetor de variáveis de estado ($n \times 1$) do sistema elétrico; $h(x)$ é o conjunto de equações não lineares ($m \times 1$) que relaciona as variáveis de estado com o vetor de medidas; e e é o vetor de erros nas medidas ($m \times 1$), geralmente assumido como independente com distribuição Normal de média zero e matriz de covariância conhecida $R(m \times m)$.

De posse do modelo de medições, deseja-se então encontrar o vetor x que minimize o quadrado do erro entre as variáveis medidas e o vetor $h(x)$, ponderado pelo inverso da matriz de covariância $R(m \times m)$. Isto pode ser escrito como:

$$\min J(x) = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)]. \quad (7)$$

Dada as características não lineares das equações que formam $h(x)$, o mínimo de (7) é obtido a partir de um processo iterativo, onde em cada iteração k é encontrada a atualização para o vetor de variáveis de estados x a partir de:

$$\Delta x^k = [H(x^k)^T R^{-1} H(x^k)]^{-1} H(x^k)^T R^{-1} \Delta z(x^k), \quad (8)$$

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k, \quad (9)$$

onde $H(x)$ é a matriz Jacobiana obtida a partir das derivadas parciais $h(x)$ em relação ao vetor x e $\Delta z(x^k) = z - h(x^k)$. O processo iterativo se encerra quando o maior valor de atualização do vetor Δx^k é menor que uma tolerância ε pré-estabelecida:

$$\max |\Delta x^k| \leq \varepsilon \quad (10)$$

3.2 Detecção de Erros Grosseiros

Durante o processo de medição, espera-se que todas as medidas estejam sujeitas a erros aleatórios relacionados à precisão dos medidores. Com isso, um dos papéis do EE é aproveitar da redundância entre as medidas para superar isto e obter a melhor estimativa para as variáveis de estado. Entretanto, o sistema de medição está sujeito a EGs que não são esperados no modelo de medição (6),

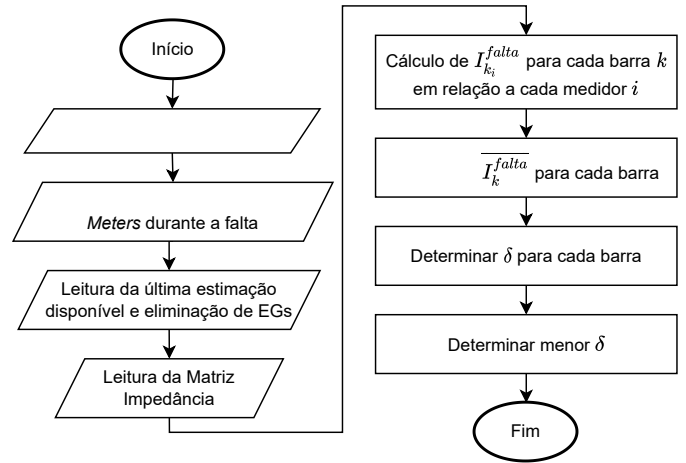


Figura 3. Fluxograma descrevendo o método original com o EE acoplado

estas medidas espúrias estão geralmente relacionadas com algum mau funcionamento nos medidores, ou no sistema de comunicação, fazendo com que o dado fornecido ao EE não seja condizente com a realidade e invalidando o estado estimado.

Por isso, através dos anos, foram desenvolvidas técnicas para a detecção e eliminação de medidas portadoras de EGs a partir do resultado do processo de estimação. Uma das técnicas de mais difundidas é o teste do resíduo normalizado (Schweppe and Wildes, 1970). O resíduo das medidas é definido como:

$$r = z - h(\hat{x}) \quad (11)$$

onde r é vetor de resíduos de dimensão igual ao número de medidas e \hat{x} é o vetor composto pelo valor das variáveis de estimadas. O resíduo normalizado de uma medida i é obtido por:

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (12)$$

onde Ω_{ii} é o elemento ii da matriz de covariância dos resíduos, que é calculada a partir de:

$$\Omega = R - H \cdot [H(\hat{x})^T R^{-1} H(\hat{x})]^{-1} H(\hat{x})^T \quad (13)$$

Então, este teste consiste em obter os resíduos normalizados para todas as medidas. Caso o maior resíduo normalizado seja maior que um limiar pré-estabelecido, usualmente 3 (Abur and Exposito, 2004), considera-se que aquela medida é portadora de EGs.

Assim, ela é removida do conjunto e o processo de EE é reiniciado. Sendo que, o estado estimado só é aceito quando todos os resíduos normalizados são menores do que o limiar para detecção.

4. PROPOSTA

O método proposto pode ser visto no fluxograma apresentado na Figura 3, assim que uma falta é detectada e classificada, o algoritmo lê apenas as tensões dos medidores

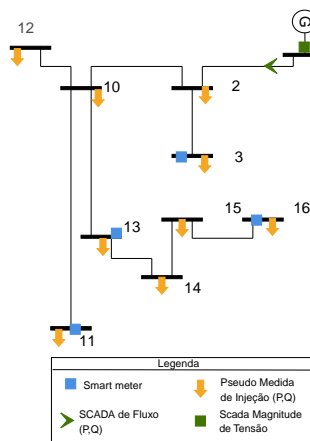


Figura 4. Sistema de 19 barras derivado de Romero et al. (2016) com o plano de medições utilizado

inteligentes durante a falta. Em seguida, é realizada a leitura do resultado do último estado estimado antes da falta, já que as tensões utilizadas como pré-falta serão provenientes dele. Além disso, o estimador deve informar se algum dos medidores apresentou EG, em caso positivo, a informação proveniente dele deve ser descartada.

De posse das tensões pré e durante falta, realiza-se a leitura da matriz impedância da rede, que possibilitará o subsequente cálculo das correntes de falta para cada barra, a corrente média para cada barra, e por fim, determinar o δ de cada barra.

É importante ressaltar que o EE é uma aplicação para operação em tempo real e seu resultado será utilizado por diversas análises dentro do centro de operações. Assim, espera-se que ele seja executado em intervalos de tempo pequenos, atualizando o estado corrente da rede. Por isso, o algoritmo proposto, apenas lê o estado estimado e o seu tempo de resposta não é afetado pela execução do EE.

5. RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os testes realizados para investigar a influência dos ruídos de medição, dos EGs e das incertezas sobre a estimação das cargas para a obtenção do indicador δ_k . Além disso, será mostrado também, como o estimador pode ser utilizado para melhorar a confiabilidade do resultado obtido.

Nesse sentido, o sistema de 19 barras presente na Figura 4 e derivado de Romero et al. (2016) foi utilizado para os testes. Sua escolha deve-se ao fato deste sistema apresentar as características comuns aos SDs. Além disso trata-se de um sistema abordado em diversos outros trabalhos, sendo que seus parâmetros são apresentados nas Tabelas 1, 2 e 3.

5.1 Influência do Ruído

Para demonstrar a influência da precisão dos medidores sobre a resposta do método descrito em Trindade (2013)

Tabela 1. Dados das barras

Número	Tipo	Potência Ativa	Potência Reativa
1	Geração	26.7137684	13.1454767
2	Carga	4.3699892	2.1100116
3	Carga	1.5600138	0.7599836
4	Carga	0.7299904	0.3499986
5	Carga	1.1400088	0.5499978
6	Carga	2.6999892	1.3100148
7	Carga	0.7299904	0.3499986
8	Carga	1.0400092	0.4999998
9	Carga	1.9799854	0.9600162
10	Carga	1.249995	0.5999976
11	Carga	3.010008	1.4600142
12	Carga	0.7299904	0.3499986
13	Carga	1.1400088	0.5499978
14	Carga	1.0400092	0.4999998
15	Carga	0.5200046	0.249999
16	Carga	0.9400096	0.4499982
17	Carga	1.249995	0.5999976
18	Carga	1.5600138	0.7599836
19	Carga	0.7299904	0.3499986

Tabela 2. Dados das linhas

De	Para	R(p.u)	X(p.u)
1	2	0.00952	0.01184
1	4	0.00739	0.00918
3	2	0.02582	0.02629
5	4	0.01057	0.01314
6	5	0.02582	0.02629
7	6	0.02069	0.02106
8	5	0.00847	0.01053
9	8	0.01057	0.01314
10	2	0.01162	0.01445
11	10	0.05941	0.06049
12	10	0.02202	0.0186
13	10	0.03873	0.03943
14	13	0.04397	0.03032
15	14	0.03603	0.02484
16	15	0.02795	0.01927
17	18	0.04397	0.03032
18	9	0.03103	0.0316
19	7	0.0641	0.0442

Tabela 3. Dados da subestação

Tensão Nominal	Potência Nominal	Potência de CC 3Φ
13.8 kV	33.4 MVA	2728.846 MVA

e as vantagens da utilização do estimador, foi adicionado ruído as medidas de acordo com:

$$z_i = z_i^{ref} + \mu_i \cdot \sigma_i, \quad (14)$$

na qual, z_i é o valor da medida i , z_i^{ref} é o valor da grandeza elétrica de referência, μ_i um número aleatório de distribuição normal padrão ($N(0,1)$) e σ_{z_i} é o desvio padrão da i -ésima medida calculado a partir de:

$$\sigma_{z_i} = |z_i^{ref}| pr_i / 3, \quad (15)$$

onde, pr_i denota a precisão da medida i . Neste trabalho adotou-se 3% para medidas de injeção e fluxo de potência SCADA, 2 % para medidas de magnitude de tensão

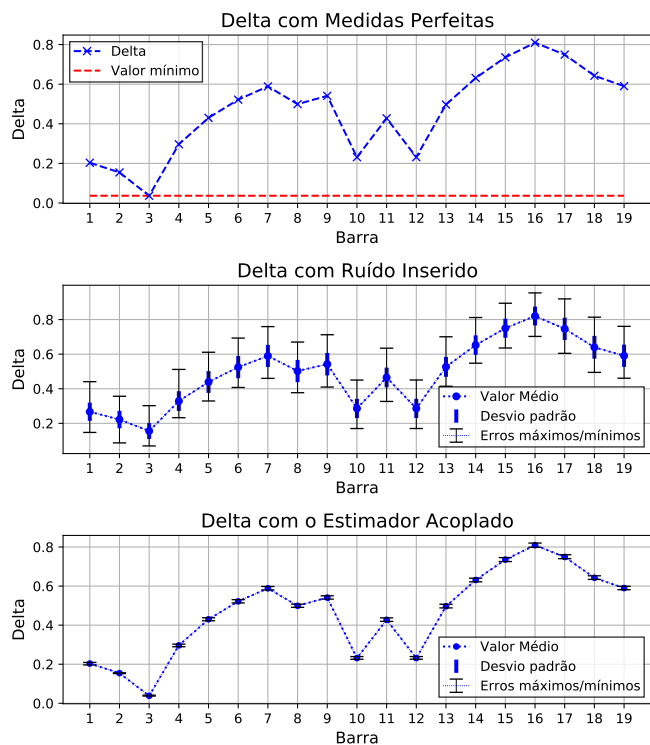


Figura 5. Comparação entre os deltas obtidos para uma falta na barra 3, considerando a presença do ruído

SCADA, 3% para as medidas de medidores inteligentes e 30% para as pseudo-medidas de injeção. O plano de medições utilizado está destacado na Figura 4.

Devido a característica aleatória do ruído, utilizou-se de simulações de Monte Carlo para fornecer um número suficiente de amostras a serem examinadas. Simulou-se faltas trifásicas sólidas em cada uma das barras do sistema, sendo que, para cada falta realizou-se 100 simulações de Monte Carlo.

Na Figura 5 estão expostos três gráficos, com os valores do delta obtidos para cada barra por uma falta na barras 3 em três cenários: considerando medidas ideais, considerando ruído de medição e a proposta onde acopla-se o estimador ao algoritmo. Os gráficos apresentam no eixo “x” as barras e no eixo “y” o valor do δ .

É possível perceber pelo primeiro gráfico, que para esta falta, caso o ruído de medição não seja considerado, o método tem sucesso em indicar a barra em que o curto ocorreu. Contudo, nota-se, a partir do segundo gráfico, onde inclui-se o ruído de medição, que embora o valor médio do delta seja realmente menor para a barra correta, ao analisar o desvio padrão e os máximos e mínimos de cada δ , percebe-se que uma barra incorreta pode ser indicada como faltosa. Finalmente, mostra-se que ao acoplar o EE, os valores de δ passam a estar mais próximos da média e mesmo os valores extremos não seriam capazes de fazer com que o algoritmo indique uma barra errada como faltosa.

Na Figura 6 estão comparados os desvios padrão máximos encontrados para os deltas com o curto em cada uma das barras. A partir do gráfico é possível observar que este

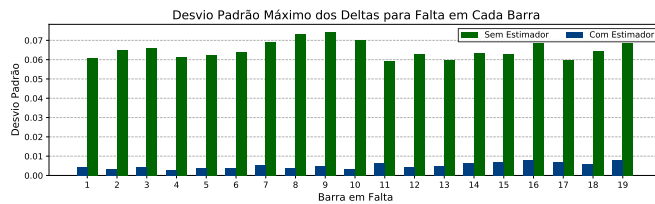


Figura 6. Desvios padrão máximo obtido para o curto ocorrendo em cada uma das barras do sistema, com e sem o uso do estimador.

indicador se reduziu para todas as faltas, demonstrando que houve uma melhora geral na confiabilidade do método. Destaca-se ainda que para todas as faltas, quando o estimador é acoplado, o desvio padrão dos deltas se reduziu por uma razão de 10.

Dessa forma, mesmo o EE sendo usado apenas para filtrar os dados do pré-falta, os ganhos de confiabilidade do método são notáveis. Isso se deve principalmente serem tensões neste instante serem consideravelmente maiores do que os valores durante a falta e como pode ser notado pela equação (15) isso afeta diretamente a ordem de magnitude do ruído. Por isso, o uso do EE apresenta ganhos consideráveis.

5.2 Influência dos Erros Grosseiros

Nesta seção é avaliada a hipótese de que os EGs podem prejudicar do MCVCF. Dessa forma, apenas esse tipo de erro é considerado e os ruídos de medição não estão presentes. Assim, o processo de adição de EGs é semelhante a (14), entretanto agora o valor de σ_{z_i} é multiplicado por 20, para garantir que exceda a classe de precisão do equipamento.

A Figura 7 mostra os deltas calculados para uma falta na barra 14. Inicialmente, no primeiro gráfico está destacado o resultado do método considerando os 7 medidores inteligentes e os valores das medidas ideais, sem a presença de EGs. Neste caso é possível observar que a barra faltosa é realmente aquela que apresenta o menor δ .

Já no segundo gráfico considera-se um EG no medidor da barra 3. É possível notar que o método, agora, apresenta valores diferentes para os deltas. Dessa vez a barra que se apresenta como faltosa é a 11. Como pode ser observado pela Figura 4, as duas barras não são nem ao menos adjacentes e pertencem a ramificações distintas do alimentador. Este resultado mostra que os EGs podem influenciar drasticamente o resultado do método.

No terceiro gráfico foram realizadas 100 simulações de Monte Carlo, com ruído inserido nas medidas, porém, com a medida portadora de EG eliminada. Assim como na seção anterior, o EE foi utilizado para filtrar os ruídos das medidas pré-falta. Pelos resultados é possível notar que mesmo com um medidor a menos, o método conseguiu identificar corretamente a barra que a falta ocorreu, ainda que ruídos estejam presentes.

O resultado do teste do resíduo normalizado pode ser visto na Figura 8. Os dados em verde foram obtidos com a medida portadora de EG incluída no conjunto. Através deles é possível observar que a medida 41, que é

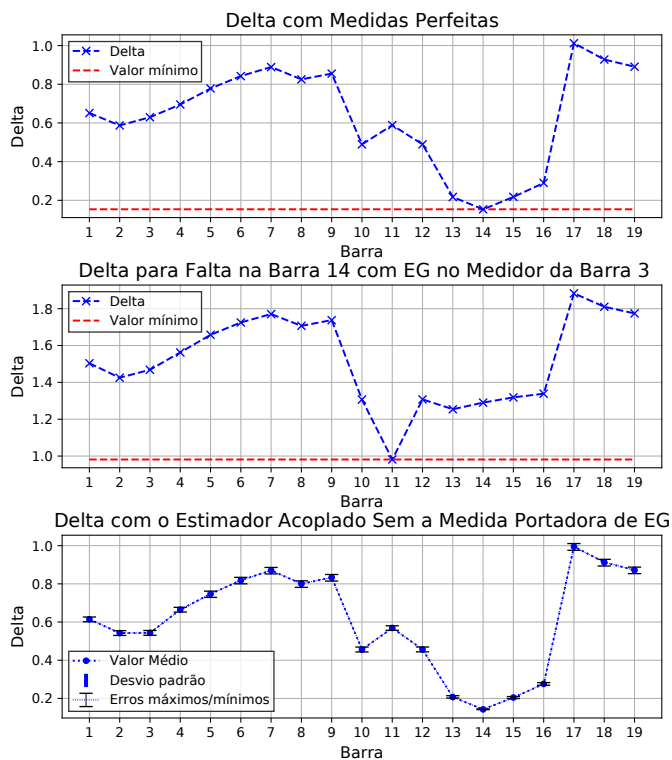


Figura 7. Deltas calculados para uma falta na barra 14, com erro grosseiro inserido na medida da barra 3

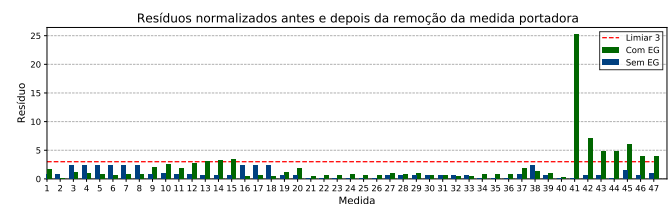


Figura 8. Resíduos normalizados calculados considerando um EG no medidor inteligente da barra 3.

a magnitude de tensão da barra 3, é a que possui o maior resíduo normalizado, e seu valor é 25.175. A série de dados em azul é obtida após a sua eliminação do conjunto. Agora o maior valor do resíduo normalizado é 2.356, indicando que nenhuma das medidas é portadora de EG.

5.3 Influência dos Erros de Estimativas de Carga

Para considerar o efeito da incerteza das cargas na formação da matriz impedância foram realizadas 100 simulações de Monte Carlo, para faltas em cada uma das barras. Para cada barra foi adicionado ruído nas medidas de injeção de potência utilizadas para calcular as impedâncias a serem inseridas na matriz impedância da rede. O ruído foi calculado de acordo com as equações (15) e (14), onde o valor da precisão considerado para as estimativas de carga foi de 30%. A Figura 9 mostra o resultado das simulações para os 3 piores casos.

É possível perceber que diferente do ruído de medição e dos EGs, a incerteza de estimação das cargas não representa grandes prejuízos ao método, mesmo nos piores casos os valores de desvio padrão são praticamente irrelevantes.

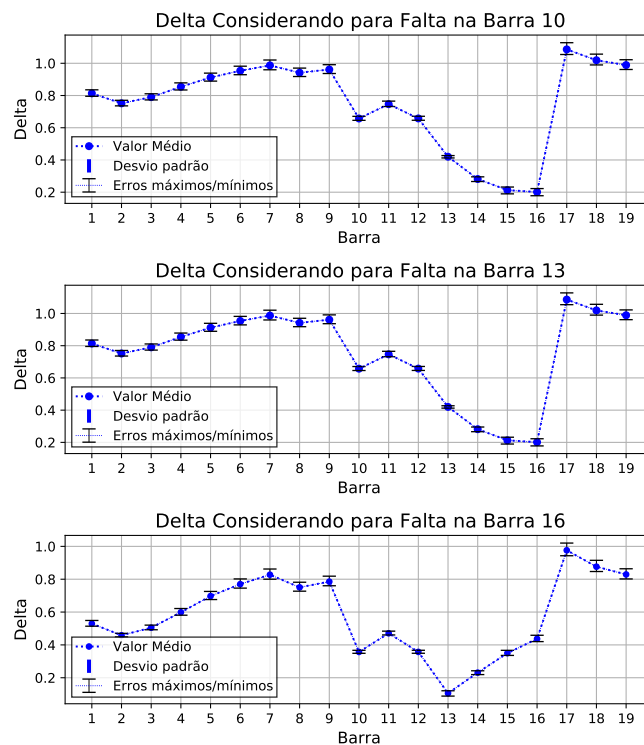


Figura 9. Três piores casos encontrados ao se realizar as simulações de Monte Carlo considerando a Incerteza das cargas

Contudo, em alguns casos onde o δ mínimo encontrado é muito próximo de outros, os valores máximos puderam causar alguma influência.

6. CONCLUSÕES

A partir dos resultados apresentados é possível concluir que o MCVCF se mostra como uma boa alternativa para a localização de faltas em SDs. Mesmo que existam limitações, dado as carências dos circuitos de distribuição quanto a disponibilidade de medidas, o método é uma alternativa computacionalmente simples, capaz de respostas rápidas.

Contudo, ao se utilizar um conjunto de medidas para obter, através de um modelo matemático, algum tipo de diagnóstico, é necessário considerar as características reais de um processo de medição. Em outras palavras, fatores como a incerteza natural dos próprios medidores, ou a possibilidade de EGs podem afetar sensivelmente o diagnóstico obtido a partir de um conjunto de medidas. Com isso, é necessário possuir ferramentas que possibilitem tratar estes fatores, como é o caso do EE.

Neste contexto, este trabalho agrega valor a instalação de medidores inteligentes e a implementação de EEs voltados para SDs. Estes dois pontos são peça chave para a elaboração de um centro de operação moderno que poderá prover, além das suas funções habituais, diversas outras aplicações capazes de ajudar a solucionar problemas complexos como a localização de faltas em SDs.

É importante ressaltar, que embora o método ainda tenha limitações e incertezas, como, por exemplo, a múltipla estimação, ele não precisa ser utilizado sozinho. É possível

cruzar as informações obtidas por este método com outros disponíveis na literatura para obter estimativas mais precisas para a localização de faltas.

Em trabalhos futuros é possível explorar a elaboração de um localizador de faltas para SDs que utilize métodos em conjunto para melhorar a precisão e a confiabilidade da resposta obtida. Outra proposta é investigar o uso de modelos trifásicos e completos da rede, para melhorar a acurácia do método.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Universidade de São Paulo (USP) e às agências de fomento CAPES (88887.498906/2020-00) e CNPq (314439/2021-8) pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- Abrams, J.R. (2003). Maximizing outage management systems through the use of interactive voice response. In *Rural Electric Power Conference, 2003*, A1–A1.
- Abur, A. and Exposito, A.G. (2004). *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC press.
- Bahmanyar, A., Jamali, S., Estebarsari, A., and Bompard, E. (2017). A comparison framework for distribution system outage and fault location methods. *Electric Power Systems Research*, 145, 19 – 34.
- Baran, M.E. and Kelley, A.W. (1994). State estimation for real-time monitoring of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3), 1601–1609.
- Brahma, S.M. (2011). Fault location in power distribution system with penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(3), 1545–1553.
- Coury, D.V., Oleskovicz, M., and Giovanini, R. (2007). *Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes*. SEL/EESC/USP.
- Faria, W.R., Carvalho, E.O., Dantas, L.B., Maciel, C.D., Alberto, L.F., London Jr, J.B., and Pereira Jr, B.R. (2021). Service restoration in modern distribution systems addressing grid-connected and islanded operations. *Electric Power Systems Research*, 196, 107238.
- Hebling, G.M., Massignan, J.A., Junior, J.B.L., and Camillo, M.H. (2020). Sparse and numerically stable implementation of a distribution system state estimation based on multifrontal qr factorization. *Electric Power Systems Research*, 189, 106734.
- Hizman, H., Crossley, P.A., Gale, P.F., and Bryson, G. (2002). Fault section identification and location on a distribution feeder using travelling waves. In *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, volume 3, 1107–1112 vol.3.
- Ho, C., Lee, T., and Lin, C. (2011). Optimal placement of fault indicators using the immune algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), 38–45.
- Kagan, N., De Oliveira, C.C.B., and Robba, E.J. (2005). *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. Editora Blucher.
- Li, W., Chen, W., Guo, C., Jin, Y., and Gong, X. (2017). Optimal placement of fault indicators in distribution system using pso algorithm. In *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 375–380.
- López Amézquita, J.C. (2019). *Designing and implementation of a self-healing scheme for modern electrical distribution systems: Estudo e implementação de um esquema de self-healing em sistemas modernos de distribuição de energia elétrica*. Ph.D. thesis, Universidade Estadual de Campinas.
- Lu, C.N., Teng, J.H., and Liu, W.E. (1995). Distribution system state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1), 229–240.
- Lu, C.N., Tsay, M.T., Hwang, Y.J., and Lin, Y.C. (1994). An artificial neural network based trouble call analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 9(3), 1663–1668.
- Massignan, J.A.D. (2016). *Estimação de demanda em tempo real para sistemas de distribuição radiais*. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.
- Melo, V.H.P., London, J.B.A., and Massignan, J.A.D. (2022). Distribution System State Estimation Algorithm with Improved Angular Reference Treatment. *Electric Power Systems Research*, 212, 108572. doi:https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.108572. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622006599>.
- Melo, V.P., London Junior, J.B., Massignan, J.A., and Fanucchi, R.Z. (2021). Estimation of Voltage Unbalance at the Reference Bus in Distribution System State Estimation. *IEEE Power Tech Conference 2021, Madrid, Spain*.
- Pau, M., Pegoraro, P.A., and Sulis, S. (2013). Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 62(9), 2419–2429.
- Pereira, R.A.F., da Silva, L.G.W., Kezunovic, M., and Mantovani, J.R.S. (2009). Improved fault location on distribution feeders based on matching during-fault voltage sags. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(2), 852–862.
- Primadianto, A. and Lu, C.N. (2017). A Review on Distribution System State Estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3875–3883.
- Romero, R., Franco, J.F., Leão, F.B., Rider, M.J., and de Souza, E.S. (2016). A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2), 1259–1268.
- Salim, R.H., Salim, K.C.O., and Bretas, A.S. (2011). Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems. *IET Generation, Transmission Distribution*, 5(4), 467–478.
- Schweppe, F.C. and Wildes, J. (1970). Power system static-state estimation, part i: Exact model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89(1), 120–125.
- Trindade, F.C.L., Freitas, W., and Vieira, J.C.M. (2014). Fault location in distribution systems based on smart feeder meters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(1), 251–260.
- Trindade, F.C.L. (2013). *Desenvolvimento de metodologias para localização de defeitos em sistemas de distribuição com medidores inteligentes*. Ph.D. thesis, Tese de doutorado, Unicamp/Campinas.