



Mitigation of the DC Component: an Approach to Improve the Performance of Distance Protection Zones

Thiago S. Menezes, Ricardo A. S. Fernandes and
Denis V. Coury

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

October 23, 2023

Mitigação da componente de corrente contínua: uma abordagem para o aprimoramento na atuação das zonas da proteção de distância

Thiago S. Menezes * Ricardo A.S. Fernandes ** Denis V. Coury *

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

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

Abstract: With the diversification of the energy matrix, electrical power systems have become increasingly complex. Regarding the electrical power system protection, its operation must be kept secure and selective under this new scenario. Protection phasor estimation might be degraded by voltage and current distortions, such as harmonics and DC components. In the case of distance protection, these errors can result in over or underreach, which is further aggravated near the protection zone boundaries. This study proposes an approach to minimize phasor estimation errors in order to improve distance protection performance. The proposed approach utilizes a filter to mitigate the DC component in the voltage and current signals of the relay. The methodology was evaluated on protecting a transmission line in over 4000 fault cases, comparing it to the conventional approach without the DC component filter. In the tests, the proposed approach proved to be effective in reducing the protection clearing time and mitigating the oscillations on the estimated distance, thus, increasing protection reliability.

Resumo: Com a diversificação da matriz energética, os sistemas elétricos de potência têm se tornado cada vez mais complexos. No que diz respeito à proteção dos sistemas elétricos, a sua operação deve permanecer segura e seletiva neste novo cenário. A estimação dos fasores usados na proteção pode ser degradada por distorções nos sinais de tensão e corrente, como harmônicos e componente assimétrica de corrente contínua. No caso da proteção de distância, estes erros podem resultar em sobre ou subestimação da distância, o que é agravado próximo aos limites das zonas de proteção. Este trabalho propõe uma abordagem para minimizar os erros da estimação fasorial, com o intuito de melhorar o desempenho da proteção de distância. A abordagem proposta utiliza um filtro para mitigar a componente de corrente contínua dos sinais de tensão e corrente do relé. A metodologia foi avaliada para a proteção de uma linha de transmissão em mais de 4000 casos de faltas, comparando com a abordagem convencional sem o filtro da componente assimétrica. Nos testes, a abordagem proposta demonstrou ser eficiente em reduzir os tempos de atuação da proteção e diminuir as oscilações na estimação da distância, aumentando, portanto, a confiabilidade da proteção.

Keywords: DC component; Distance protection; Moving average; Power system protection.

Palavras-chaves: Componente CC; Média móvel; Proteção de distância; Proteção de sistemas elétricos.

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) vem passando por inúmeras mudanças nos últimos anos com a inserção de fontes renováveis. Apesar do novo cenário trazer uma maior complexidade, a proteção dos SEPs precisa manter uma atuação rápida e confiável para isolar situações de estresse e faltas. Dentre as funções de proteção, a proteção

de distância é muito utilizada para linhas de transmissão (Phadke and Thorp, 2009).

A proteção de distância utiliza fasores de tensão e corrente para estimar a impedância aparente da linha de transmissão protegida. Contudo, a proteção de distância apresenta um comportamento pouco previsível próximo aos limites das zonas de proteção (Phadke and Thorp, 2009). Isso ocorre devido a erros na estimação dos fasores, causados por ruídos, harmônicos e componente assimétrica de Corrente Contínua (CC) nos sinais elétricos, levando a proteção a sobre ou subestimar a distância da falta. Visto que a componente assimétrica é causada pelo transitório dos componentes RL da linha de transmissão, ela estará

* O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) [Processos 2017/16742-7 e 2021/04872-9].

presente nos sinais durante faltas. Logo, a componente CC deve ser mitigada para evitar a degradação na estimação dos fasores.

Na literatura há alguns métodos consolidados para mitigação da componente CC, como o filtro cosseno para a Transformada Discreta de Fourier (TDF) (Schweitzer and Hou, 1993) e o filtro mímico (Benmouyal, 1995). No entanto, novos métodos foram propostos recentemente baseados na integração dos sinais (Al-Tallaq et al., 2011), derivada de segunda ordem (Chen et al., 2015), mínimos quadrados com coeficientes adaptativos (Kim et al., 2019), periodicidade do sinal (Xiong et al., 2020), e na média móvel (Menezes et al., 2023). Assim, uma vez que o desempenho do método proposto por Menezes et al. (2023) já foi demonstrado ser superior em comparação aos demais métodos supramencionados na referida publicação, o mesmo foi escolhido para a mitigação da componente CC neste trabalho.

Neste trabalho será apresentada uma abordagem para melhoria da resposta da proteção de distância com o uso de um filtro para a componente CC. Primeiramente, os sinais de tensão e corrente são filtrados utilizando a proposição de Menezes et al. (2023). Em seguida, os fasores são estimados pela TDF de ciclo completo. Por fim, a impedância aparente é calculada com estes fasores, para a tomada de decisão da proteção. A abordagem proposta foi comparada com a metodologia clássica (ou convencional, descrita em Phadke and Thorp (2009)), a qual não realiza a filtragem da componente CC.

O restante do artigo está organizado da seguinte forma. A Seção 2 apresenta a metodologia proposta. A modelagem do sistema elétrico e os resultados estão expostos na Seção 3. Por fim, a Seção 4 apresenta as conclusões.

2. METODOLOGIA

A proteção de distância é baseada na estimação da impedância aparente da linha de transmissão vista pelo ponto de medição. Primeiramente, estima-se os fasores de tensão e corrente. Neste trabalho, os fasores foram estimados utilizando o algoritmo clássico de ciclo completo do filtro Fourier Discreto. Na abordagem convencional, estes fasores são estimados com os sinais de tensão e corrente após passarem por um filtro *anti-aliasing*. Como proposta alternativa, este trabalho aborda a utilização do filtro proposto por Menezes et al. (2023) para mitigar a componente CC nos sinais de entrada, antes da etapa de estimação dos fasores. Em suma, todas as etapas da abordagem convencional utilizam os mesmos algoritmos de estimação dos fasores e da impedância aparente. A diferença entre as duas abordagens está na inclusão do filtro da componente CC na abordagem proposta. O diagrama das abordagens convencional e proposta para a proteção de distância é apresentado na Figura 1.

O filtro da componente CC utiliza a média móvel atual ($mm(t)$) e no intervalo de tempo anterior ($mm(t - \Delta t)$) do sinal para calcular o valor da constante de tempo τ da componente CC, a qual possui um comportamento de decaimento exponencial. O valor da constante τ é calculado pela Equação (1).

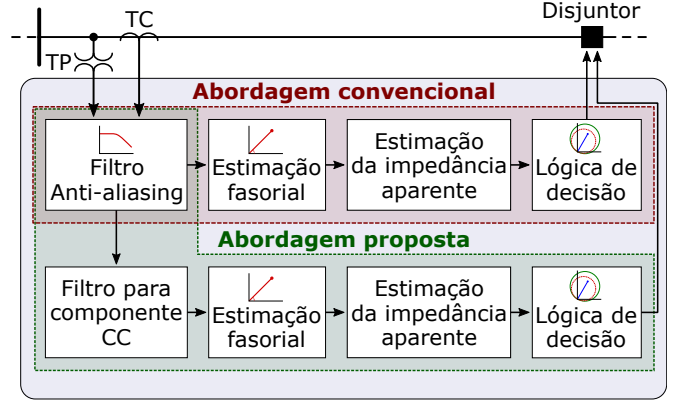


Figura 1. Diagrama da proteção de distância com as duas abordagens: convencional e proposta.

$$\tau \approx \frac{-\Delta t}{\ln\left(\frac{mm(t)}{mm(t-\Delta t)}\right)} \quad (1)$$

Posteriormente, o valor da componente CC (A_0) é estimado utilizando o valor atual do sinal a ser filtrado ($x(t)$) e seu valor no último semiciclo ($x(t - T/2)$), como apresentado na Equação (2). Por fim, o valor estimado é subtraído do sinal, filtrando a componente CC.

$$A_0 e^{-t/\tau} = \frac{x(t) + x(t - T/2)}{(1 + e^{(T/2)/\tau})} \quad (2)$$

Para estimar a impedância aparente (Z_a), necessita-se da classificação do tipo de falta. Para casos de falta entre as fases x e y , o valor de Z_a é calculado, segundo Phadke and Thorp (2009), como mostrado na Equação (3):

$$Z_a = \frac{E_x - E_y}{I_x - I_y}, \quad (3)$$

onde, E_x e E_y são as tensões nas fases x e y , e I_x e I_y são as correntes nas fases x e y .

Para faltas envolvendo a fase x e o terra, Z_a é calculado da seguinte forma:

$$Z_a = \frac{E_x}{I_x + mI_0}, \quad (4)$$

onde, I_0 é a corrente de sequência zero, e m é igual a $(Z_0 - Z_1)/Z_1$, sendo Z_0 e Z_1 as impedâncias de sequência zero e positiva da linha protegida.

Assim, para faltas sem o terra (bifásicas e trifásicas), utiliza-se a Equação (3) para estimar a impedância aparente. Por outro lado, para faltas monofásicas e trifásicas com terra, a Equação (4) deve ser usada para estimar o valor de Z_a .

Para quantificar a oscilação na estimação da impedância aparente, foi proposto o erro relativo da estimação. Este valor é calculado utilizando como referência o valor para o qual a impedância aparente converge ao final da simulação (Z_{ref}). A métrica proposta é a soma do erro relativo (SER) dentro do intervalo de tempo que se inicia em 2 ciclos após a incidência da falta ($t_{2ciclos}$) e finaliza em 12 ciclos ($t_{12ciclos}$), sendo o último o tempo esperado da atuação da zona 1 da proteção de distância. O tempo inicial de 2 ciclos foi escolhido por ser o tempo de resposta máximo permitido na estimação de fasores em resposta

transitória, definido pela norma IEC/IEEE 60255-118-1-2018 (IEC/IEEE, 2018). A Equação (5) apresenta a definição para o cálculo da SER.

$$SER = \sum_{t_{2ciclos}}^{t_{12ciclos}} \frac{|Z_a - Z_{ref}|}{Z_{ref}} \quad (5)$$

3. RESULTADOS

Para a validação da metodologia, um sistema de transmissão foi modelado no programa ATP/ATPDraw (ATP-Draw, 2023). Este sistema possui uma linha de 100 km, interligando dois equivalentes de rede de 230 kV (Chen et al., 2015). A Figura 2 apresenta o sistema, enquanto os valores das impedâncias estão detalhados na Tabela 1.

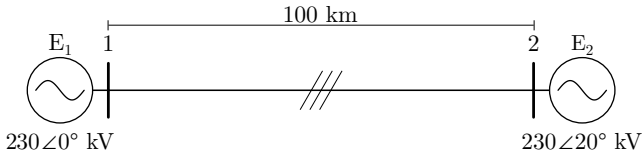


Figura 2. Sistema teste com linha de 100 km.

Tabela 1. Impedâncias do sistema teste.

Impedâncias	Valores
Fontes	$40 \angle 80^\circ \Omega$
Seqüência positiva da linha	$0,0357 + j0,5078 \Omega/\text{km}$
Seqüência negativa da linha	$0,0357 + j0,5078 \Omega/\text{km}$
Seqüência zero da linha	$0,3632 + j1,3265 \Omega/\text{km}$

A proteção de distância foi modelada com característica mho, possuindo uma cobertura de 75% e 120% da extensão da linha para as Zonas 1 e 2, respectivamente. Com relação ao tempo de operação da Zona 1 e 2, estes foram definidos como 0,2 s (12 ciclos) e 0,5 s (30 ciclos), na devida ordem. Os fasores de tensão e corrente foram estimados com o filtro Fourier de ciclo completo, utilizando uma taxa de amostragem de 64 amostras/ciclos (3840 Hz). O filtro *anti-aliasing* foi modelado com característica de filtro passa-baixas de segunda ordem e frequência de corte de 360 Hz. Quanto à classificação das faltas, esta foi considerada ideal uma vez que há diferentes métodos de classificação na literatura com taxas de acerto elevadas (Zhao et al., 2000; Mahanty and Dutta Gupta, 2004; Yadav and Dash, 2014).

Foram simulados casos de falta para os testes das abordagens variando o tipo de falta, resistência, ângulo de incidência, e distância, totalizando 4320 casos. Uma vez que o objetivo da análise foi de avaliar o desempenho da Zona 1 da proteção de distância, os casos de falta ficaram concentrados dentro da área protegida pela Zona 1. Os valores considerados para cada parâmetro estão apresentados na seqüência:

- 10 tipos de faltas (FT, FF, FFT, e FFFT);
- 6 resistências de falta (0 Ω , 1 Ω , 2 Ω , 3 Ω , 4 Ω , e 5 Ω);
- 4 ângulos de incidência (0°, 90°, 180°, e 270°); e
- 18 distâncias (50 km, 55km, 60 km até 75 km, a cada 1 km).

De modo a facilitar a visualização do desempenho da proteção de distância, serão apresentados alguns casos específicos de faltas. Primeiramente, a Figura 3 apresenta a impedância aparente calculada para a fase A no caso de uma falta trifásica franca, a 50 km da barra 1.

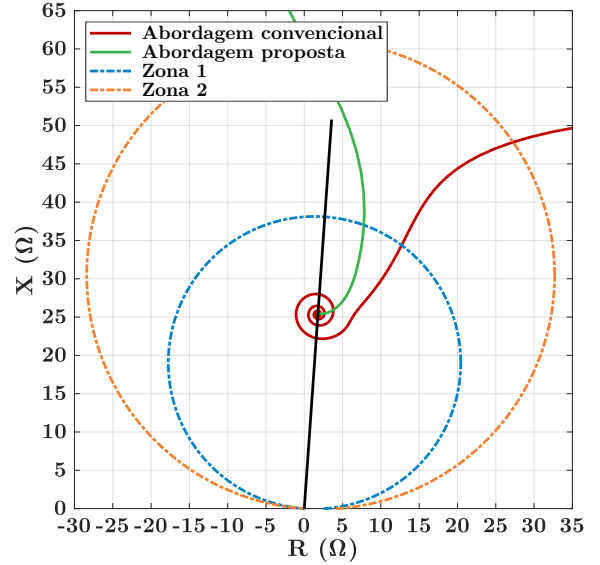


Figura 3. Impedância aparente calculada para a fase A, considerando uma falta ABCT franca com ângulo de incidência zero a 50 km da barra 1.

Nota-se que a impedância aparente estimada pelos fasores da abordagem convencional apresenta oscilações, denotado por um comportamento espiral. Por outro lado, com a abordagem proposta, todas as oscilações da impedância aparente estimada foram mitigadas. O tempo de atuação da proteção para os fasores com as abordagens convencional e proposta foi de 12,828 ciclos e 13,328 ciclos, respectivamente. Todavia, para este caso, as oscilações não influenciam o tempo de atuação da proteção, uma vez que todos os valores permaneceram dentro da Zona 1. Em casos próximos ao limite da Zona 1, estas oscilações têm um maior impacto na proteção. Assim, a Figura 4 ilustra um caso de falta monofásica franca a 73 km da barra 1.

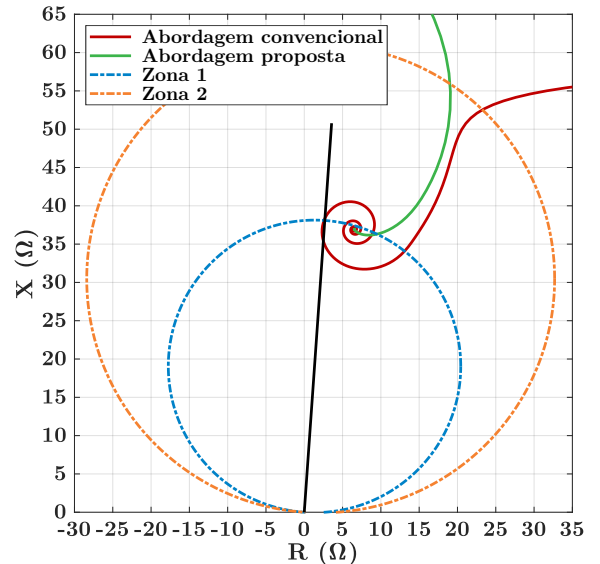


Figura 4. Impedância aparente calculada para a fase A, considerando uma falta AT franca com ângulo de incidência zero a 73 km da barra 1.

No caso da Figura 4, a impedância aparente estimada pela abordagem convencional oscilou dentro e fora dos limites da Zona 1. Desse modo, o tempo da proteção de distância foi prejudicado, pois os contadores da proteção foram

zerados toda vez que a impedância deixou a Zona 1. Neste caso, a abordagem convencional mostrou-se mais lenta do que a abordagem proposta, com tempos de atuação de 14,985 ciclos e 13,703 ciclos, respectivamente.

Na sequência, os resultados são apresentados, a princípio, para as faltas francas, onde ambos os métodos têm condições mais favoráveis para operação. Em seguida, apresenta-se então uma visão geral dos resultados, ou seja, considerando todos os casos de faltas.

3.1 Resultados para faltas francas

No conjunto de dados de faltas, tem-se um total de 720 casos de faltas francas, variando a distância, tipo de falta e ângulo de incidência. A Figura 5 apresenta a distribuição do tempo de operação da proteção de distância com as duas abordagens.

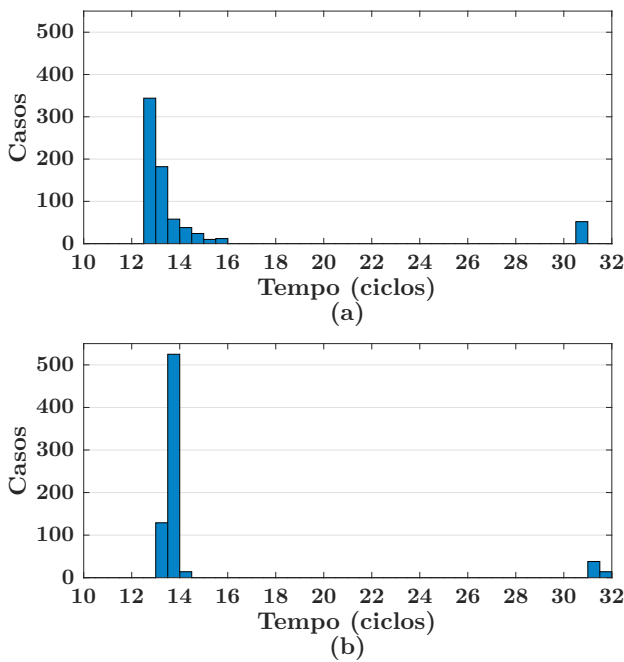


Figura 5. Distribuição dos tempos de atuação da proteção de distância para faltas francas com a abordagem (a) convencional e (b) proposta.

Com base nos tempos apresentados na Figura 5, nota-se que com o uso da abordagem convencional os tempos de atuação da proteção ficaram mais distribuídos do que com o uso da abordagem proposta, a qual teve um tempo de atuação mais uniforme, sendo menor que 14 ciclos para 654 casos (90,83%). Para a abordagem convencional, a atuação esteve abaixo de 14 ciclos para 584 casos (81,11%). Ambas as abordagens tiveram 52 casos em que a Zona 2 atuou para isolar a falta. A distribuição do tempo de atuação com relação à distância da falta é ilustrada na Figura 6.

Nota-se que o tempo de atuação com a abordagem proposta é pouco afetado com a distância da falta, permanecendo uniforme entre 50 km e 73 km. Já a abordagem convencional começa a apresentar elevação nos tempos de atuação a partir de 69 km. Mesmo para faltas a 74 km, onde ambas as abordagens tiveram atuações da Zona 2, a mediana dos tempos de atuação (traço vermelho nas barras) foi menor para a abordagem proposta.

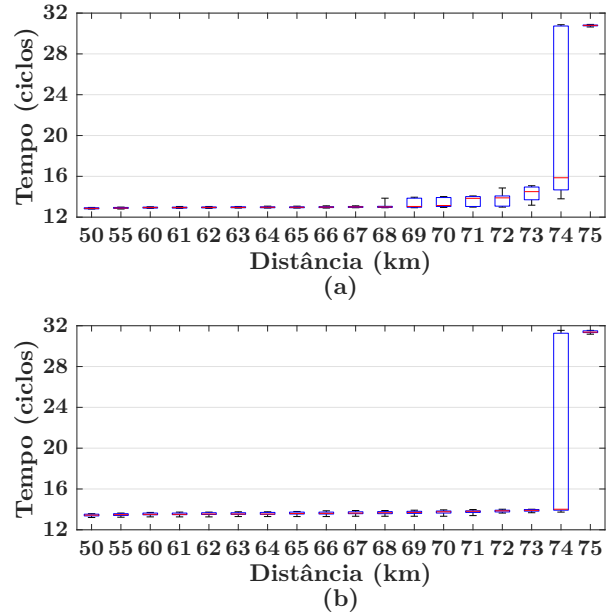


Figura 6. Distribuição do tempo de atuação para a proteção variando a distância para faltas francas utilizando a abordagem (a) convencional e (b) proposta.

Para quantificar as oscilações das abordagens, utilizou-se a métrica SER apresentada anteriormente na Equação (5). Os valores da métrica estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Estatísticas da métrica SER para todos os casos de falta franca.

	Abordagem convencional	Abordagem proposta
Máximo	3,9050	0,2258
Média	2,2674	0,0337
Mínimo	0,6535	0,0008

Na abordagem proposta, as oscilações foram substancialmente reduzidas, com a média da métrica SER sendo cerca de 67 vezes menor que na abordagem convencional. Ademais, o máximo valor da métrica SER para a abordagem proposta foi menor que o mínimo valor na abordagem convencional, provando a capacidade da abordagem proposta em aprimorar a estimação para a proteção de distância. Essa redução da oscilação pode ser visualizada na Figura 7, que mostra a estimação da distância para faltas trifásicas francas a 70 km da barra 1 no intervalo de tempo de 2 a 12 ciclos após a incidência da falta.

A Figura 7 apresenta um total de 2560 amostras de estimação da distância das faltas. Na abordagem proposta, todas as amostras permaneceram próximas a 70 km, dentro do intervalo de 69,9 km e 70,1 km. Entretanto, a estimação de distância oscilou entre 66 km e 73 km na abordagem convencional.

3.2 Visão geral dos resultados

A princípio, são apresentados os tempos de atuação de cada abordagem para todos os 4320 casos de falta. A Figura 8 exibe a distribuição dos tempos de atuação das abordagens.

De modo similar aos resultados para as faltas francas, o tempo de atuação da abordagem convencional mostrou-se mais disperso que para a abordagem proposta. A atuação

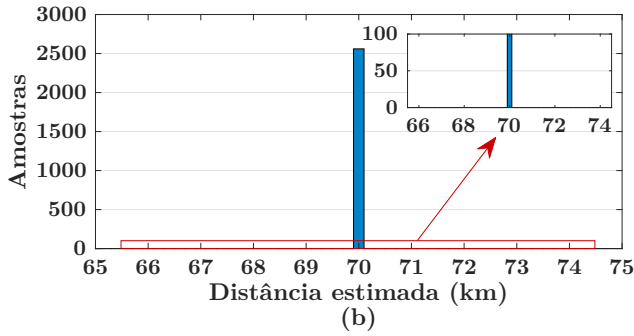
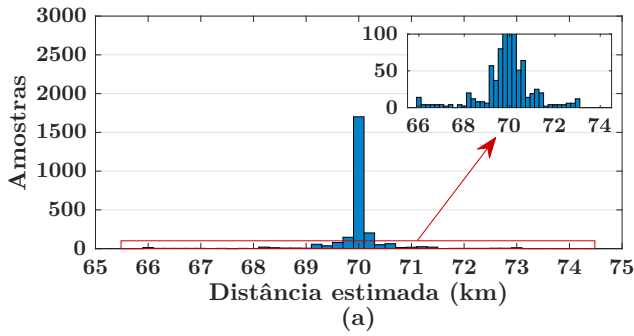


Figura 7. Distribuição da distância estimada para faltas trifásicas francas a 70 km da barra 1 utilizando a abordagem (a) convencional e (b) proposta.

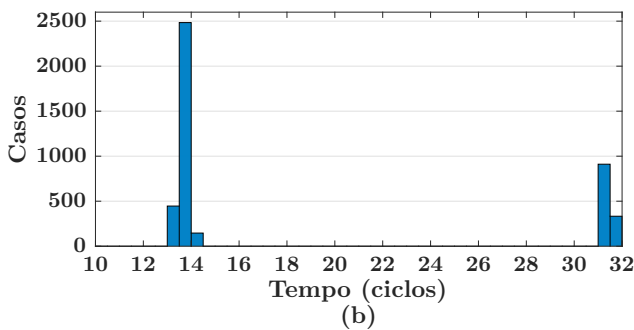
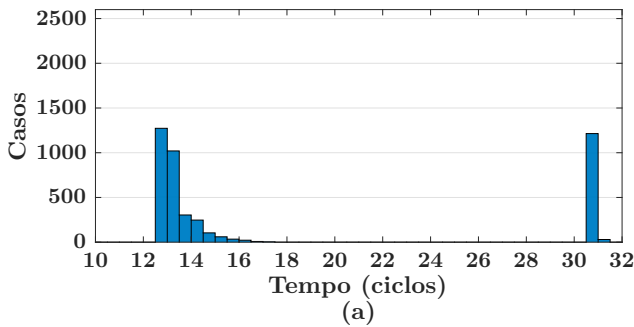


Figura 8. Distribuição dos tempos de atuação da proteção de distância para todas as faltas com a abordagem (a) convencional e (b) proposta.

da abordagem proposta ficou abaixo de 14 ciclos para 2930 casos (67,82%). Já para a abordagem convencional, o tempo de atuação ficou abaixo de 14 ciclos para 2597 casos (60,12%). No entanto, a maioria dos casos de falta foram isolados pela Zona 1 em ambos os casos, com atuação da Zona 2 para 1244 casos. A Tabela 3 exibe as estatísticas para os 3076 casos em que a Zona 1 atuou para isolar as faltas.

Com base na Tabela 3, percebe-se que devido ao atraso pela inserção do filtro para mitigar a componente CC,

Tabela 3. Estatísticas do tempo de atuação da proteção para os casos de operação da Zona 1.

	Abordagem convencional	Abordagem proposta
Máximo	17,08 ciclos	14,05 ciclos
Média	13,35 ciclos	13,69 ciclos
Mínimo	12,80 ciclos	13,20 ciclos
Desvio padrão	0,70 ciclos	0,18 ciclos

os tempos mínimos e médios da abordagem proposta foram cerca de meio ciclo maiores do que os obtidos pela abordagem convencional. Contudo, a abordagem proposta foi capaz de reduzir o tempo máximo de atuação da proteção de distância em 3 ciclos. Além disso, como visualizado anteriormente, na distribuição dos tempos de atuação, o desvio padrão da abordagem proposta foi quase 4 vezes menor que o obtido pela abordagem convencional, visto que a atuação da primeira foi mais uniforme. A distribuição dos tempos de atuação discriminados para a distância da falta é apresentada na Figura 9.

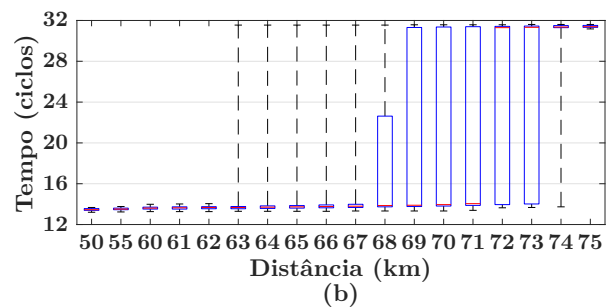
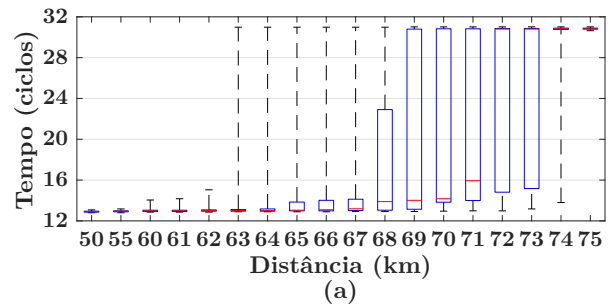


Figura 9. Distribuição dos tempos de atuação da proteção variando a distância para todas as faltas utilizando a abordagem (a) convencional e (b) proposta.

De forma análoga aos resultados obtidos para as faltas francas, a abordagem proposta permaneceu com uma atuação uniforme para um intervalo maior de distâncias do que a abordagem convencional. Ademais, a mediana dos tempos de atuação (traço vermelho nas barras) da abordagem proposta permaneceu próxima a 14 ciclos até a distância de 71 km, ou seja, 50% dos casos. Na sequência, a Figura 10 ilustra a influência da resistência de falta na distribuição dos tempos de atuação das abordagens.

Analisando as distribuições na Figura 10, nota-se que a abordagem proposta é menos afetada pela variação da resistência de falta até 2Ω . Por outro lado, a abordagem convencional apresentou distribuições mais alongadas mesmo para valores pequenos da resistência de falta. Logo, a abordagem convencional foi mais afetada pela variação das resistências de falta. Por fim, a Tabela 4 exibe as estatísticas da métrica SER para todos os casos de faltas simulados.

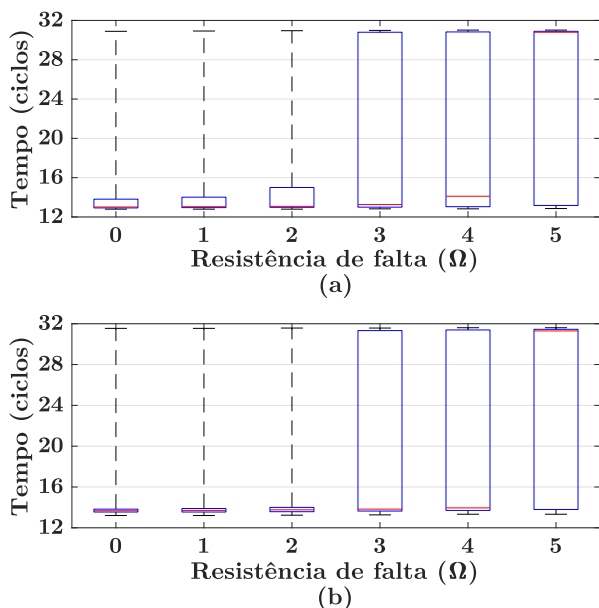


Figura 10. Distribuição dos tempos de atuação da proteção variando a resistência para todas as faltas utilizando a abordagem (a) convencional e (b) proposta.

Tabela 4. Estatísticas da métrica SER para todos os casos de falta simulados.

	Abordagem convencional	Abordagem proposta
Máximo	3,9050	2,2445
Média	1,4426	0,0341
Mínimo	0,1082	0,0006

Assim como observado para as faltas francas, a abordagem proposta apresentou os menores valores para a métrica SER para todas as faltas, sendo em média 42 vezes menor do que a abordagem convencional. Diante do exposto, percebe-se que mesmo com todas as variações nas faltas simuladas, a abordagem proposta reduziu as oscilações e melhorou os tempos de atuação da proteção.

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi proposta uma abordagem para mitigar as oscilações na estimação da impedância aparente pela proteção de distância. Estas oscilações são causadas principalmente pela presença da componente CC nos sinais de entrada do relé. Logo, a metodologia proposta utilizou um filtro para mitigar a componente CC dos sinais, e assim melhorou o desempenho da proteção de distância. Os resultados para 4320 casos de faltas mostraram que a abordagem proposta foi superior à abordagem convencional, reduzindo os tempos de atuação da proteção e mantendo uma resposta mais uniforme. Com isso, a proteção de distância passou a ter um comportamento mais confiável e previsível, aprimorando a coordenação das zonas de proteção caso haja a necessidade de reduzir o intervalo de coordenação entre as zonas. Para trabalhos futuros, a metodologia pode ser testada juntamente com outras técnicas mais recentes para estimar a impedância aparente, já que o filtro da componente CC é independente da técnica de estimação de fasores e da impedância aparente. A comparação desta metodologia de mitigação com outras propostas na literatura também é pretendida.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da EESC pelo apoio e infraestrutura fornecida.

REFERÊNCIAS

- Al-Tallaq, K.N., Al-Sharai, H.D., and El-Hawary, M.E. (2011). Online algorithm for removal of decaying DC-offset from fault currents. *Electric Power Systems Research*, 81(7), 1627–1629. doi:10.1016/j.epsr.2011.03.019.
- ATPDraw (2023). *ATPDraw - The graphical preprocessor to ATP Electromagnetic Transients Program*. <http://www.atpdraw.net>, acessado em 10/04/2023.
- Benmouyal, G. (1995). Removal of DC-offset in current waveforms using digital mimic filtering. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10(2), 621–630. doi:10.1109/61.400869.
- Chen, Y., Ji, T., Wu, Q., and Li, M. (2015). Exponentially decaying DC offset removal for phasor measurement using second-order differential. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 10(6), 726–728. doi:10.1002/tee.22153.
- IEC/IEEE (2018). IEC/IEEE International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems - Measurements. *IEC/IEEE 60255-118-1:2018*, 1–78. doi:10.1109/IEEESTD.2018.8577045.
- Kim, W.J., Nam, S.R., and Kang, S.H. (2019). Adaptive phasor estimation algorithm based on a least squares method. *Energies*, 12(7). doi:10.3390/en12071387.
- Mahanty, R. and Dutta Gupta, P. (2004). An improved method for digital relaying of transmission lines. *Electric Power Components and Systems*, 32(10), 1013–1042.
- Menezes, T., Fernandes, R., and Coury, D. (2023). Moving average-based mitigation of exponentially decaying DC components. *Electric Power Systems Research*, 220, 109280. doi:10.1016/j.epsr.2023.109280.
- Phadke, A.G. and Thorp, J.S. (2009). *Computer relaying for power systems*. John Wiley & Sons.
- Schweitzer, E. and Hou, D. (1993). Filtering for protective relays. In *IEEE WESCANEX 93 Communications, Computers and Power in the Modern Environment - Conference Proceedings*, 15–23. doi:10.1109/WESCAN.1993.270548.
- Xiong, L., Liu, X., Zhao, C., and Zhuo, F. (2020). A Fast and Robust Real-Time Detection Algorithm of Decaying DC Transient and Harmonic Components in Three-Phase Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 35(4), 3332–3336. doi:10.1109/TPEL.2019.2940891.
- Yadav, A. and Dash, Y. (2014). An overview of transmission line protection by artificial neural network: fault detection, fault classification, fault location, and fault direction discrimination. *Advances in Artificial Neural Systems*, 2014.
- Zhao, W., Song, Y., and Min, Y. (2000). Wavelet analysis based scheme for fault detection and classification in underground power cable systems. *Electric Power Systems Research*, 53(1), 23–30.