

Proteção Diferencial de Barramentos Baseada no Plano Alfa Generalizado

Rômulo G. Bainy, Alfredo Pianeta, Kleber M. Silva

Resumo—Este artigo apresenta uma análise da implementação da proteção diferencial de baixa impedância de barramentos utilizando-se uma estratégia de plano alfa generalizado. As principais vantagens dessa abordagem são a simplicidade e a possibilidade de definir uma vasta gama de regiões de restrição que melhor se adequem às particularidades da operação de barramentos. A fim de avaliar o seu desempenho, diferentes condições e tipos de falta foram simuladas no software *Alternative Transients Program* (ATP) para um sistema de potência de 230 kV, constituído de um barramento com configuração de barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves, na qual são conectadas linhas de transmissão (LTs) e transformadores. Os resultados obtidos revelam a confiabilidade na atuação da proteção de barramentos usando o plano alfa generalizado, mostrando sua viabilidade de implementação em relés numéricos em escala comercial.

Palavras-chaves—Barramentos, proteção diferencial de baixa impedância, plano alfa generalizado.

I. INTRODUÇÃO

Os barramentos são responsáveis pela interligação de vários elementos de um sistema elétrico de potência, de modo que faltas nesses componentes podem ocasionar um grande número de desligamentos automáticos não-intencionais. Nesse contexto, modernos sistemas de proteção tornam-se imprescindíveis, a fim de que faltas sejam extintas de forma rápida e seletiva, preservando-se assim a integridade dos componentes do sistema e mitigando-se a ocorrência de *blackouts* de grandes proporções [1].

As faltas em barramentos correspondem a não mais que 7% do total de faltas nos sistemas de potência, sendo que dessas, mais de 60% são monofásicas e apenas 15% trifásicas com participação da potencial terra. As causas decorrem principalmente de falhas de isolamento, além de um percentual considerável causado por falha humana [2], [3].

No que concerne à proteção de barramentos, duas técnicas têm sido largamente utilizadas, a saber: proteção diferencial de alta e de baixa impedância. A primeira costumava ser a alternativa mais empregada quando do uso de relés estáticos analógicos, por apresentar vantagens como a imunidade à saturação de transformadores de corrente (TCs), mas, em contrapartida, apresentava uma série de desvantagens como a dificuldade de aplicação em barramentos com topologia

variável [4]. Com o advento dos relés numéricos microprocessados, a proteção diferencial de baixa impedância passou a ser a mais empregada, em virtude da sua flexibilidade de implementação via arquitetura distribuída, além de outras características como a facilidade de sua adequação após a expansão do barramento e a possibilidade de criação de zonas adaptativas que possibilitam a adequada proteção de barras com topologia variável [5].

Na literatura, vários foram os melhoramentos apresentados para a função diferencial de barramentos tradicional (Código ANSI 87B) [5]–[8]. Em [6] é apresentado um novo método de adaptação de zonas de proteção baseado na teoria de grafos. Em [5] propõem-se uma estratégia de proteção confiável que combina lógicas adaptação de zonas com algoritmos baseados tanto em fasores como diretamente nas amostras de corrente. A viabilidade do uso da função 87B em conjunto com TCs de medição é apresentada em [7] mediante o uso de uma lógica de detecção de saturação que bloqueia o comando de *trip* durante os períodos saturados. Por outro lado, em [8] é apresentada a combinação da função diferencial com um algoritmo de compensação da corrente secundária de TCs saturados.

Alternativamente, alguns trabalhos têm empregado o princípio das ondas viajantes para a proteção de barramentos [9], [10], garantindo resposta rápida e determinação da direcionalidade das faltas pela análise das polaridades das ondas incidentes. Outra alternativa bastante explorada é o uso da transformada *wavelet* [11]–[13], devido a melhora na velocidade de atuação da proteção através da análise dos sinais transitórios originados da ocorrência de faltas.

No presente trabalho, apresenta-se uma análise da implementação da função 87B utilizando-se a estratégia de Plano Alfa Generalizado (PAG) proposta em [14], a qual foi originalmente empregada na proteção diferencial de LTs de múltiplos terminais. As principais vantagens identificadas nesse tipo de abordagem são a simplicidade e a possibilidade de definir uma vasta gama de regiões de restrição que melhor se adequem às particularidades da operação de barramentos. A fim de avaliar o desempenho do algoritmo de proteção implementado, modelou-se no software ATP um sistema de potência de 230 kV, constituído de um barramento com configuração de barra dupla com disjuntor simples a 5 chaves, no qual são conectadas LTs e transformadores. Foram simuladas diversas situações de faltas internas e externas considerando o efeito da saturação de TCs, além de faltas externas que evoluem para internas. Os resultados obtidos revelam a confiabilidade na atuação da função 87B usando o PAG, mostrando sua viabilidade de implementação em relés numéricos em escala comercial.

Essa pesquisa teve suporte financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes).

Rômulo G. Bainy e Alfredo Pianeta Escudero são alunos de doutorado e mestrado, respectivamente, no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB). (e-mail: {bainy, ampianet}@aluno.unb.br)

Kleber M. Silva é professor adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB). (e-mail: klebermelo@unb.br).

II. FUNDAMENTOS DA FUNÇÃO 87B

A proteção numérica de baixa impedância aplicada a barramentos está baseada na comparação da corrente de operação (I_{op}) com a corrente de restrição (I_{res}), para distinguir entre faltas internas e externas à zona de proteção. Tradicionalmente I_{op} é obtida somando vetorialmente os fasores de corrente de todos os TCs dos circuitos (LTs, transformadores, etc) conectados ao barramento.

$$I_{op} = \left| \sum_{k=1}^n \bar{I}_k \right|, \quad (1)$$

na qual n é o número total de elementos conectados ao barramento; $\bar{I}_k$ é o fasor de corrente do k -ésimo circuito. Por outro lado, I_{res} é a soma dos valores absolutos dos fasores de corrente de cada TC na zona de proteção.

$$I_{res} = \sum_{k=1}^n |\bar{I}_k|. \quad (2)$$

A função diferencial de baixa impedância é tipicamente implementado sob um esquema de fase segregada, de modo que cada elemento de fase tem a possibilidade de ser totalmente protegido sem precisar trocar informações entre dispositivos de proteção das outras fases. Assim, cada fase terá o cálculo de I_{op} e I_{res} de forma independente.

Os barramentos de uma subestação são divididos em zonas de proteção com o objetivo de reduzir o impacto de faltas no número de desligamentos. A zona de proteção de um barramento está delimitada pela localização e polaridade dos TCs como é ilustrado na Fig. 1, de modo que cada barramento de forma individual gera uma zona de proteção. Assim, para subestações de configurações complexas, o esquema de proteção deve ter uma identificação e seleção de zonas adaptativa que mude de forma dinâmica com as variações de topologia da configuração da subestação [5], [15]. A lógica de seleção da zona depende diretamente dos estados dos contatos auxiliares das chaves seccionadoras e disjuntores para adicionar ou retirar elementos do cálculo diferencial [16]. Considerando o sistema de potência de duas barras simplificado mostrado na Fig. 1, nota-se que cada elemento encontra-se conectado a uma das barras. Além disso, observa-se uma sobreposição de zonas no vão dos disjuntor de interligação de barras. Dessa maneira, cada um dos elementos pertence a uma zona de proteção.

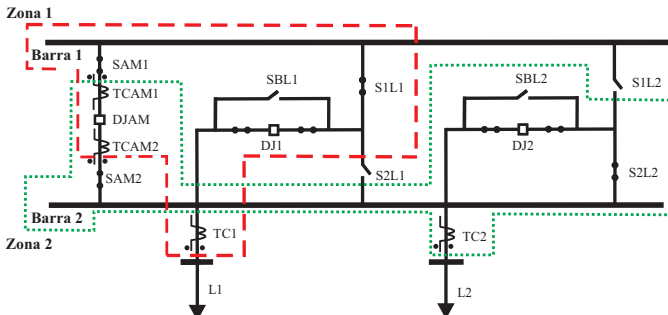


Figura 1: Diagrama unifilar, identificação de zona de proteção, configuração barramento duplo.

Duas zonas são criadas (Z1 e Z2), além de uma zona que engloba todos os elementos do sistema chamada *check zone* (Z12), que independe dos estados das chaves seccionadoras e funciona como supervisão da operação das outras duas zonas de proteção. Para cada TC é relacionado um *flag* de habilitação da corrente no cálculo diferencial, por isso, cada fase de cada zona pode ter um *flag* de habilitação com valor lógico 1 (um), incluindo o elemento no cálculo diferencial ou um valor lógico 0 (zero), retirando o elemento.

As expressões (1) e (2) podem ser redefinidas da seguinte forma:

$$I_{op}^{ZF} = \left| \sum_{k=1}^n f_k^Z \cdot \bar{I}_k^F \right|, \quad (3)$$

$$I_{res}^{ZF} = \sum_{k=1}^n f_k^Z \cdot |\bar{I}_k^F|, \quad (4)$$

em que n é o número total de vãos nas duas barras; I_{op}^{ZF} e I_{res}^{ZF} correspondem às correntes de operação e restrição da fase F , na zona Z , $\bar{I}_k^F$ é o fasor de corrente da fase F do k -ésimo circuito e f_k^Z é o *flag* de habilitação da zona.

A operação do relé acontece se as seguintes condições forem satisfeitas.

$$I_{op}^{ZF} > I_{min} \quad \text{e} \quad I_{op}^{ZF} > slope \cdot I_{res}^{ZF}. \quad (5)$$

O limiar I_{min} busca prevenir falsas atuações da proteção diferencial durante altas correntes de carga, erros de TC, transitórios gerados em religamentos ou correntes de fuga em elementos como transformadores auxiliares, pararraios e transformadores de tensão [1], [2]

Embora esses equipamentos estejam dentro da zona de proteção do barramento, as correntes fluindo através deles não são tidas em conta no cálculo de I_{op} e I_{res} [4]. Por outro lado, o *slope* é relacionado com a sensibilidade do relé, de modo que para valores pequenos de *slope* a sensibilidade do relé é maior.

III. PLANO ALFA GENERALIZADO

Considere um barramento com n terminais, sendo cada um deles equipado com um TC para medição da sua corrente, conforme a Fig. 2. Sabe-se que a representação através do plano alfa (PA) só é possível para um elemento com dois terminais, o que não é a situação encontrada num barramento de um sistema de potência.

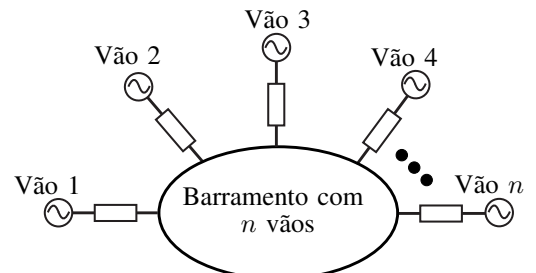


Figura 2: Barramento de múltiplos terminais.

A fim de implementar a proteção diferencial de barramentos via o PA, faz-se necessário o uso de uma estratégia de Plano Alfa Generalizado (PAG), a exemplo da proposta em [17] para o caso da proteção diferencial de LTs de múltiplos terminais. Nessa abordagem, os n terminais do equipamento protegido são mapeados em apenas dois chamados M e N . Estes constituem um equipamento equivalente de dois terminais. Para tanto, as correntes $\bar{I}_{dif}$ e I_{res} devem ser equivalentes nos dois equipamentos aos seus respectivos pares. Essas duas correntes são definidas através de (6) e (7), respectivamente.

$$\bar{I}_{dif} = \sum_{k=1}^n \bar{I}_k = I_{dif,re} + jI_{dif,im} \quad (6)$$

$$I_{res} = \sum_{k=1}^n |\bar{I}_k| + f_{ext} \cdot \left[\sum_{k=1}^n \left(|\bar{I}_k^{2^a h}| + |\bar{I}_k^{5^a h}| \right) \right] \quad (7)$$

Por outro lado, no elemento equivalente de dois terminais $\bar{I}_{dif}$ e I_{res} são calculadas como:

$$\bar{I}_{dif,eq} = \bar{I}_M + \bar{I}_N \quad (8)$$

$$I_{res,eq} = |\bar{I}_M| + |\bar{I}_N| \quad (9)$$

O objetivo é calcular as correntes $\bar{I}_M$ e $\bar{I}_N$ para serem utilizadas na representação através do PAG. Para tanto, igualam-se as correntes diferenciais e de restrição de ambos os sistemas:

$$\bar{I}_{dif,eq} = \bar{I}_{dif} \quad (10)$$

$$I_{res,eq} = I_{res} \quad (11)$$

Esse sistema de equações possui quatro variáveis, sendo elas as partes real e imaginária de $\bar{I}_M$ e $\bar{I}_N$. Contudo, existem apenas três equações, a saber: partes real e imaginária de $\bar{I}_{dif}$ e o valor absoluto de I_{res} . Nesse sentido, o sistema de equações tem grau de liberdade um, de modo que se faz necessário a atribuição do valor de uma das variáveis, determinando-se em seguida os valores das demais de acordo com as relações estabelecidas. Em [17] optou-se arbitrar o ângulo de $\bar{I}_N$ como sendo igual ao ângulo da corrente com a maior projeção sobre $\bar{I}_{dif}$. Para tanto, cada uma das n correntes tem sua projeção sobre $\bar{I}_{dif}$ calculada como:

$$R_k = \text{Re}\{\bar{I}_k \cdot \bar{I}_{dif}^*\} \quad (12)$$

na qual $k = 1 \dots n$. O maior valor de projeção indica a corrente cujo ângulo será utilizado em $\bar{I}_N$ do sistema equivalente. A equação (13) mostra a consideração do ângulo da corrente através da variável β , lembrando que $\bar{I}_p$ é a corrente de maior projeção sobre $\bar{I}_{dif}$:

$$\theta_N = \beta = \angle \bar{I}_p \quad (13)$$

Segundo [17], essa escolha garante uma maior sensibilidade para curtos-circuitos internos e uma maior segurança para curtos-circuitos externos com saturação de TCs.

Para simplificar, a resolução das equações usa-se a rotação da corrente diferencial em $-\beta$, conforme (14). As equações que representam $\bar{I}_M$ e $\bar{I}_N$ são apresentadas em (15) e (16).

$$\bar{I}_X = \bar{I}_{dif} \cdot 1\angle(-\beta) \quad (14)$$

$$\bar{I}_M = \left\{ \frac{\text{Im}(\bar{I}_X)^2 - [I_{res} - \text{Re}(\bar{I}_X)]^2}{2[I_{res} - \text{Re}(\bar{I}_X)]} + j \cdot \text{Im}(\bar{I}_X) \right\} \cdot 1\angle\beta \quad (15)$$

$$\bar{I}_N = (I_{res} - |\bar{I}_M|) \cdot 1\angle\beta \quad (16)$$

A. Plano Alfa

É importante ressaltar que a representação das correntes equivalentes $\bar{I}_M$ e $\bar{I}_N$ no PAG utiliza a grandeza Γ que é calculada para cada fase por:

$$\Gamma = \Gamma_{re} + j\Gamma_{im} = \frac{\bar{I}_M}{\bar{I}_N} \quad (17)$$

Quando o PA é aplicado a LTs, utiliza-se regiões de restrição, ou seja, figuras geométricas em duas dimensões que, a partir de comportamentos inerentes aos diversos regimes de falta das LTs, são definidas matematicamente e delimitadas no PA [1]. Nesse artigo optou-se por restringir a operação por meio da tradicional região circular, restando toda a região externa ao círculo para a operação da proteção. O motivo para essa escolha é a simplicidade e agilidade nos ajustes da região. A função de proteção envia o comando de *trip* para uma das fases quando uma delas fica mais que $\frac{1}{4}$ de ciclo externa à região circular de restrição, ou seja, quatro amostras consecutivas na região de operação.

B. Detecção de Distúrbios

A detecção de distúrbio (DD) foi implementada como em [18], [19], onde são usadas janelas deslizantes de amostras dos sinais de correntes para determinar variações rápidas, depois da ocorrência de um transitório no sistema de potência. Os sinais de I_{res} são usados para a detecção de transitórios, uma vez que os valores de restrição estão presentes tanto em faltas externas quanto nas internas. Se imediatamente depois da ocorrência de um distúrbio a condição (18) é satisfeita durante 1/4 de ciclo e a corrente $\bar{I}_{dif}$ manter-se com valores praticamente nulos, uma falta externa é detectada e o *flag* f_{ext} passa a ter nível lógico 1 (um).

$$|\bar{I}_{dif}(kt)| < 0,5 \cdot I_{res}(kt) \quad (18)$$

O modo de falta externa restringe a operação da função de proteção diferencial. Para tanto, a partir do instante que o *flag* aponta a existência de uma falta externa, a corrente de restrição de 2^a e 5^a harmônicas é adicionada a corrente de restrição total, tornando a detecção de faltas menos sensível [20]. Esse modo tem como principal objetivo evitar a detecção de falta interna quando uma falta externa causa a saturação de algum dos TCs.

IV. SIMULAÇÃO E RESULTADOS

O sistema de potência utilizado para avaliar a proteção diferencial através do PAG é uma subestação, cuja topologia é de barra dupla com disjuntor simples e cinco chaves. A tensão nominal é de 230 kV e a frequência é de 60 Hz.

Nessa configuração, as duas barras podem operar energizadas ou uma delas pode ser usada como barra de transferência. O diagrama unifilar desse sistema é apresentado na Fig. 3, nele é possível notar seis circuitos, sendo quatro LTs e dois transformadores. Usando esse sistema foram avaliados sete casos que serão abordados com detalhes no decorrer do texto. Neste trabalho apenas a região de proteção da barra 1 foi avaliada, sendo análogos todos os resultados para a região de proteção compreendida pela barra 2.

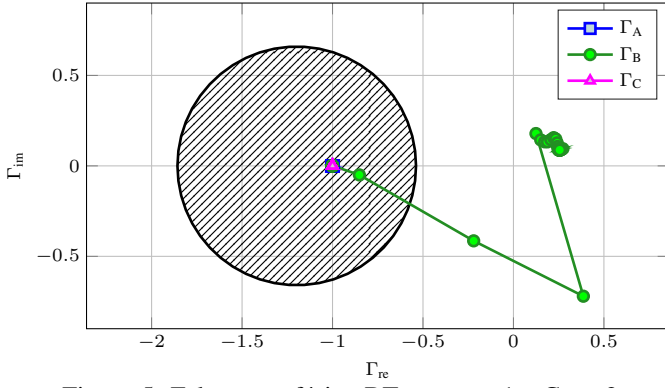


Figura 5: Falta monofásica BT na zona 1 - Caso 2

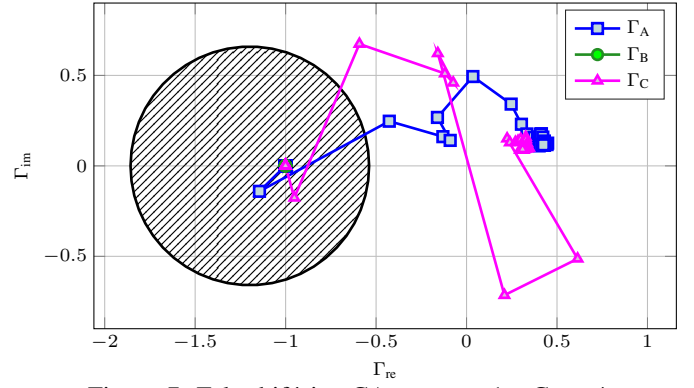


Figura 7: Falta bifásica CA na zona 1 - Caso 4

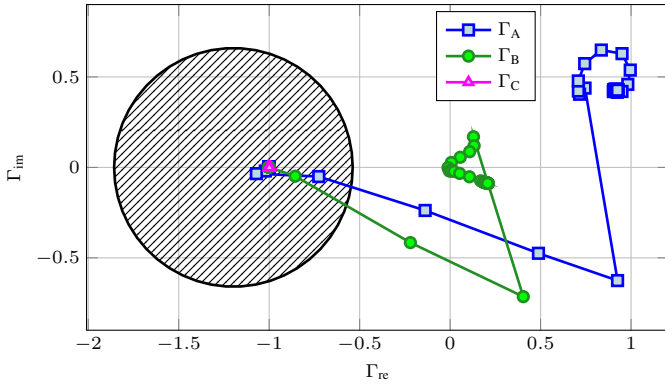


Figura 6: Falta Bifásica-terra ABT na zona 1 - caso 3

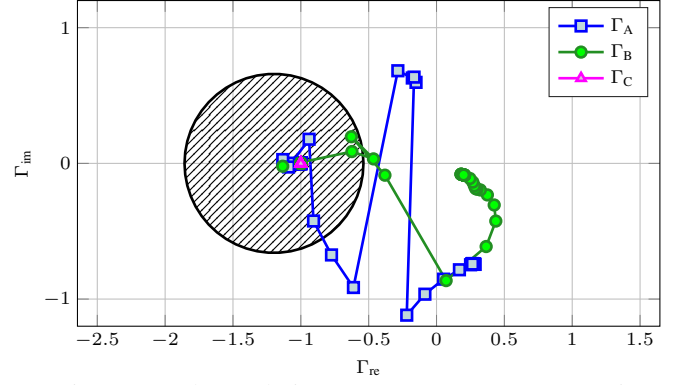


Figura 8: Falta evolutiva AT/AB na zona 1 - caso 5

D. Caso 4

O caso 4 é muito similar ao anterior, salvo o fato de que a falta bifásica não possui o referencial terra envolvido e as fases defeituosas forem A e C. O resultado observado no PAG pode ser visto na Fig. 7. O destaque é na trajetória percorrida por ambas as fases devido ao maior número de amostras até alcançar o regime permanente de falta, ou seja, um intervalo de tempo maior que o Caso 1. O comando *trip* para as fases defeituosas foi gerado 6,04 ms após a inserção de falta bifásica CA.

E. Caso 5

O quinto caso estudado consiste em uma situação de curto-circuito evolutivo, na qual uma falta monofásica AT externa à zona 1 ocorre no lado de 230 kV do transformador T1 em $t=100$ ms, sendo que 50 ms mais tarde a falta evolui para bifásica AB interna à zona 1.

A primeira falta acaba acionando o modo de falta externa na fase A da zona 1, o que culmina na redução da sensibilidade para detecção de faltas internas. O resultado desse caso pode ser visto na Fig. 8.

O algoritmo em estudo foi capaz de identificar as duas fases em falta, contudo como o modo de falta externa foi ativado na fase A o tempo de acionamento do *trip* foi maior que o usual, alcançando 11,45 ms, já o tempo referente a fase B foi de 9,37 ms.

F. Caso 6

Este caso assim como anterior, aborda um curto-circuito evolutivo, nele uma falta bifásica-terra BCT externa à zona 1 no extremo mais próximo ao barramento da LT1 é inserida em $t=100$ ms. Após, uma falta monofásica AT interna à zona 1 é imposta em $t=150$ ms. Nesse caso, o modo de falta externa foi ativada apenas nas fases B e C e não deve ser acionado na fase A, pois nela não foi detectada falta externa. O PAG das três fases referente a zona 1 para esse caso é apresentado na Fig. 9. O *trip* na fase A foi acionado 6,25 ms após a falta comprovando a nulidade do *flag* de falta externa para essa fase.

G. Caso 7

O sétimo e último caso consiste em um curto-circuito evolutivo, nele uma falta trifásica externa à zona 1 no extremo mais próximo ao barramento da LT1 é inserida em $t=100$ ms. Após isso, uma falta bifásica BC interna à zona 1 é imposta em $t=150$ ms.

Nesse caso, o modo de falta externa é ativado nas três fases. Isso implica num comportamento mais restritivo por parte da função 87B. A representação dos valores de Γ para essa falta é apresentado na Fig. 10.

O *trip* nas fases B e C foi acionado 12,50 ms e 16,66 ms após a falta, respectivamente, comprovando a menor sensibilidade da função durante a ativação do modo de falta externa.

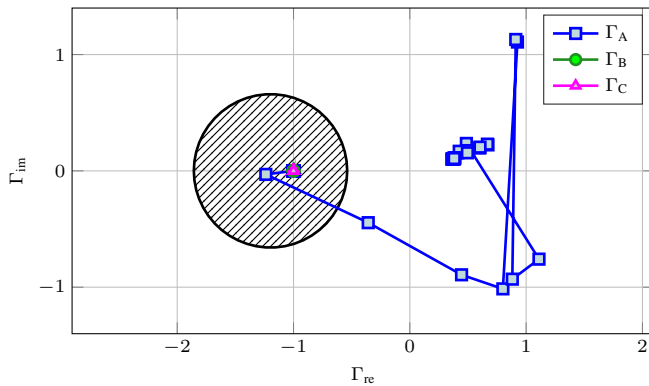


Figura 9: Falta evolutiva BCT/AT na zona 1 - caso 6

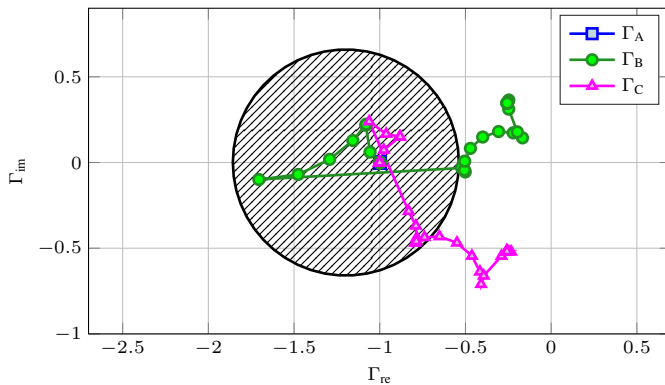


Figura 10: Falta evolutiva ABC/BC na zona 1 - caso 7

V. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma avaliação da aplicação do PAG em um barramento de múltiplos terminais. A formulação matemática envolvida foi apresentada em detalhes, tendo a mesma sido avaliada para um sistema de potência com um barramento com seis circuitos, cuja topologia é de barra-dupla com disjuntor simples a cinco chaves. A função de proteção 87B foi avaliada através de sete casos que continham diferentes faltas impostas ao sistema.

Os três últimos casos apresentaram situações de curtos evolutivos, nos quais o modo de falta externa foi ativado para as fases envolvidas nos curtos-circuitos externos, tornando os elementos 87B referentes à essas fases mais lentos. Mesmo assim, os tempos de *trip* calculados foram em sua maioria inferiores a $\frac{1}{2}$ ciclo e podem ser comparados na Tabela I.

Tabela I: Resumo dos Resultados

Caso	Falta	Evolutiva	<i>trip</i> [ms]		
			A	B	C
1	ABC	✗	8,12	6,04	6,04
2	BT	✗	-	6,04	-
3	ABT	✗	8,12	6,04	-
4	CAT	✗	6,04	-	6,04
5	ABT	✓	11,45	9,37	-
6	AT	✓	6,25	-	-
7	BC	✓	-	12,50	16,66

As diversas faltas impostas ao sistema foram corretamente identificadas no PAG e resultaram no correto comando de *trip*, a região de restrição delimitada pela região circular se mostrou suficiente para identificação de curto-circuitos internos a zona protegida. Dessa forma conclui-se que o uso do PAG se mostrou uma forma seletiva, confiável e rápida para implementar a função 87B.

REFERÊNCIAS

- [1] H. J. A. Ferrer and E. O. I. Schweitzer, *Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electrical Power Systems*. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010.
- [2] P. Anderson, *Power System Protection*. John Wiley & Sons, 1999.
- [3] ONS. (2010) Submódulo 2.6: Requisitos mínimos dos sistemas de proteção e de telecomunicações.
- [4] D. C. K. Behrendt and S. E. Zocholl, "Considerations for using-high or low-impedance relays for bus differential protection," Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, Washington USA, Tech. Rep., 2010.
- [5] A. Guzmán, B.-L. Qin, and C. Labuschagne, "Reliable busbar protection with advanced zone selection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 625–629, Apr. 2005.
- [6] A. G. B. Lin and E. O. Schweitzer, "A new method for protection zone selection in microprocessor-based bus relays," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, pp. 876–887, 2000.
- [7] Y. C. Kang, U.-J. Lim, S.-H. Kang, and P. A. Crossley, "A busbar differential protection relay suitable for use with measurement type current transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 1291–1298, Apr. 2008.
- [8] Y. C. Kang, J. S. Yun, B. E. Lee, S. H. Kang, S. I. Jang, and Y. G. Kim, "Busbar differential protection in conjunction with a current transformer compensating algorithm," *IET Generation, Transmissions & Distribution*, vol. 2, no. 1, pp. 100–109, 2008.
- [9] G. Zou and H. Gao, "A traveling-wave-based amplitude integral busbar protection technique," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 2, pp. 602–609, Apr. 2012.
- [10] S. Song and G. Zou, "A novel busbar protection method based on polarity comparison of superimposed current," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 4, pp. 1914–1922, Ago. 2015.
- [11] M. M. Eissa, "A novel wavelet approach to busbar protection during current transformer saturation and ratio-mismatch," *Electric Power Systems Research*, vol. 72, pp. 41–48, 2004.
- [12] S. A. Gafoor and P. V. R. Rao, "A transient current based busbar protection scheme using wavelet transforms," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, pp. 1049–1053, 2011.
- [13] M. M. Eissa, "New differential busbar characteristic based on high frequencies extracted from faulted signal during current transformer saturation," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, pp. 619–628, 2014.
- [14] H. Miller, J. Burger, N. Fischer, and B. Kasztenny, "Modern line current differential protection solutions," Texas, USA: Texas A&M Conference for Protective Relay Engineers, 2010.
- [15] E. S. L. Steenkamp, K. Behrendt, "Tutorial: Complex busbar protection application," Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, Washington USA, Tech. Rep., 2007.
- [16] G. Ziegler, *Numerical Differential Protection*, 2nd ed. Berlin and Munich: Siemens Aktiengesellschaft, 2012.
- [17] B. Z. Kasztenny and N. Fischer, "Equivalent Alpha Plane Fault Determination for a Multi-Terminal Power Apparatus," p. 20, 2014.
- [18] F. V. Lopes, D. Fernandes, and W. L. a. Neves, "A Traveling-Wave Detection Method Based on Park's Transformation for Fault Locators," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1626–1634, 2013.
- [19] F. Lopes, W. Neves, and D. Fernandes, "A tdq-based fault detector for digital power system relaying," in *PES General Meeting | Conference Exposition, 2014 IEEE*, Jul. 2014, pp. 1–5.
- [20] M. J. Thompson, "Percentage restrained differential, percentage of what?" *64th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 278–289, 2011.