

Metodologia para reparametrização adaptativa do sistema de proteção considerando a inserção de geração distribuída

Tailan R. Garcia, Fábio B. Leão
Henrique M. Barradas

UNESP – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”
Campus de Ilha Solteira – SP

DEE - Departamento de Engenharia Elétrica

tailan_@hotmail.com - fabio.bertequirini@unesp.br - engelehenriquemolina@gmail.com

Abstract: This work aims to present an adaptive protection method for Electric Distribution Systems (EDS) considering the insertion of distributed generation (DG). The method consists of elaborating an adaptive protection algorithm capable of reconfiguring the protection relays so that they operate close to the original condition (without DG) and maintain the selectivity and coordination of the system using the directional protection function (67 / 67N). To validate the proposed method, a 7-bar test system was used and several scenarios of DG insertion were considered to be simulated. The results show that the proposed method was able to make the protection adjustments in an adaptive way regardless of the power and place of insertion of the DG in the electrical system.

Resumo: Este trabalho tem como objetivo apresentar um método de proteção adaptativa em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) considerando a inserção de Geração Distribuída (GD). O método consiste em elaborar um algoritmo de proteção adaptativa capaz de reconfigurar os relés de proteção de maneira que operem próximo a condição original (sem GD) e mantendo a coordenação e seletividade do sistema utilizando a função de proteção direcional (67/67N). Para validar o método proposto é empregado um sistema teste de 7 barras e vários cenários de inserção de GD são simulados. Os resultados mostram que o método proposto é capaz de realizar os ajustes da proteção de forma adaptativa independente da potência e local de inserção da GD no sistema elétrico.

Keywords: Distributed Generation (DG); adaptive protection; coordination; selectivity; electric systems; energy distribution; scattered generators;

Palavras-chaves: Sistema de distribuição; Geração distribuída (GD); proteção adaptativa; DigSILENT.

1. INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia elétrica tradicional é projetado considerando um fluxo de potência unidirecional, da subestação para as cargas, operando predominantemente na topologia radial. Baseando nestas características, a filosofia de proteção empregada na rede de distribuição, empregando equipamentos de proteção de linha como relés, seccionadores, religadores automáticos e fusíveis, objetiva eliminar faltas temporárias e permanentes do sistema. Para que a proteção atue de forma seletiva (desenergizar somente a parte da rede com defeito) os dispositivos de proteção devem estar coordenados, o que significa que o dispositivo mais próximo do defeito deve atuar em tempo menor (MAMEDE, J. 2011).

Com o surgimento de sistemas de geração de energia que utilizam recursos renováveis como painéis fotovoltaicos e geradores eólicos há uma tendência de geração de energia por parte dos consumidores, também conhecida como Geração Distribuída (GD). A GD consiste na inserção de geradores no sistema de distribuição de energia elétrica tanto em média tensão quanto em baixa tensão. Estes geradores, conectados ao sistema de distribuição de energia, podem causar fluxos de potência bidirecionais (da rede para o consumidor e do consumidor para a rede) gerando alguns impactos tanto

positivos quanto negativos (Motabarian, F. 2009). Na ocorrência de fluxo reverso, a proteção pode atuar indevidamente, para faltas a jusante, desta maneira a seletividade é perdida.

Sob determinadas condições de projeto e operação, a GD pode melhorar o suporte de tensão, a qualidade de energia, redução de perdas, melhoria na confiabilidade do sistema dentre outros (Scoot, H. 2000; Motabarian, F. 2009). Por outro lado, especialmente do ponto de vista da proteção, a filosofia tradicionalmente empregada em sistema de distribuição de energia elétrica é bem adequada para sistemas com fluxo radial, porém a inserção de GD pode tornar o fluxo da rede bidirecional, o que afeta diretamente o sistema de proteção, em casos de falta pode ocorrer fluxo reverso de corrente em alguns pontos do sistema. A inserção de GD afeta o sistema em três áreas distintas, sendo elas o fenômeno de ilhamento não intencional, redução do alcance de dispositivos baseados em sobrecorrente como o relé de sobrecorrente e, conseqüentemente, perda de coordenação e seletividade (Dugan, R.C. 2002).

A inserção de GD no sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) pode causar uma diminuição da corrente de linha monitorada pelo relé de sobrecorrente aumentando o

tempo de atuação do relé sob condições de falta ou também há a possibilidade da GD aumentar o nível de corrente na linha em alguns pontos, desta maneira o relé atuará mais rapidamente (Girgis, A. 2001).

Devido aos impactos causados pela GD na corrente de falta, os relés presentes no SDEE poderão atuar com tempos inapropriados, podendo até atuar em unidade temporizada ao invés da unidade instantânea ou vice-versa, prejudicando a coordenação e a seletividade do sistema de proteção. Devido a isso alguns trabalhos tem proposto a parametrização da proteção de sobrecorrente em SDEE de forma adaptativa. No artigo de Bottura, F. B. et al (2016) foi demonstrado e discutido algoritmos de coordenação para relés direcionais e, por fim proposto um algoritmo genérico híbrido (AGH) com o objetivo de indicar uma configuração ótima para coordenação de relés direcionais em sistemas de transmissão. No trabalho de Coffele, F. et al (2003) é apresentada uma metodologia de parametrização de relés de sobrecorrente considerando gerenciamento de redes ativas (GRA), os impactos da GD e operação de redes ilhadas. A solução proposta não utiliza configurações pré-calculadas mas estabelece uma proteção ótima aplicada diretamente aos relés sempre que houver uma mudança significativa na rede, em termos de conexão de GD ou mudanças implementadas pelo GRA. O artigo de Shen, S. et al (2015), apresenta uma metodologia de proteção adaptativa utilizando uma estimativa otimizada os equivalentes de Thevenin, este método utiliza de medidas locais tornando-o mais econômico e eficiente. O trabalho de Papaspiliotopoulos, A. et al (2017) aborda a operação de hardware em looping e metodologia de proteção adaptativa. O método consiste em um processo em laço onde o dispositivo de hardware é testado através de interação bidirecional com um simulador.

Este trabalho propõe um método de adaptação da proteção de sobrecorrente de maneira que os relés atuem em tempos próximos a configuração original (sem GD), desta forma eliminando o atraso de atuação gerado devido a inserção de GD e portanto reduzindo os impactos da GD no sistema de distribuição. Para possibilitar a validação do método proposto, foi utilizado um sistema radial de 7 barras como teste, implementado no software DigSILENT, e o software MatLab foi utilizado para implementar o algoritmo de proteção e gerar os resultados. Os resultados apresentados são adequados e comprovaram a eficiência do método proposto.

2. IMPACTOS NO SISTEMA DE PROTEÇÃO

A GD traz muitos benefícios em relação à economia de energia por parte dos consumidores e redução de impactos ambientais devido ao uso de sistemas de geração a partir de energias renováveis. Há também melhorias nos níveis de tensão do sistema, alívio de corrente de carga em alguns pontos e, portanto, redução de perdas, melhoria na confiabilidade do sistema dentre outros (Barker, P. P. & Mello, R. W. 2000). Por outro lado, existem impactos negativos importantes a serem considerados, principalmente, a diminuição do alcance da proteção, perda de coordenação e seletividade e ilhamento não-intencional. (Motabarian, F. 2009).

A alteração da corrente de falta é dependente do local da instalação da GD e também da potência do gerador, um parâmetro importante a ser definido é o nível de inserção apresentado em (1), quanto maior o nível de inserção da GD maior o impacto no sistema de proteção. (Baran, M. 2004).

$$S_{\%} = \frac{S_{GD}}{S_{sistema}} \cdot 100\% \quad (1)$$

Sendo: S%: Nível de inserção em percentual; S_{GD}: Potência aparente da Geração distribuída [VA]; S_{SISTEMA}: Potência aparente do sistema [VA].

2.1. Diminuição do alcance da proteção

Considere um sistema elétrico radial de 7 barras, alimentado pela subestação e por um gerador distribuído cuja proteção é realizada por apenas um relé de sobrecorrente, como o apresentado na Fig. 1.

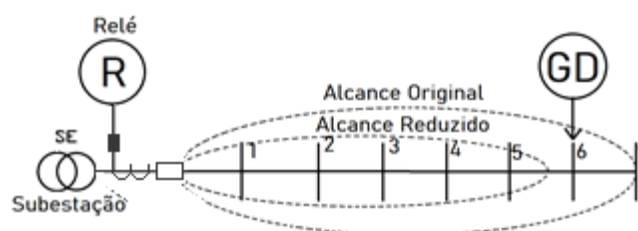


Fig. 1 - Sistema de distribuição.

O alcance do relé é a distância máxima no sistema elétrico em que o relé é sensibilizado devido a corrente de curto-circuito monitorada por ele. Então, o alcance máximo refere-se à distância da subestação até a barra 7, proporcionando a atuação do relé R adequadamente para faltas em qualquer ponto do sistema. Considerando a inserção da GD o alcance máximo passa a ser entre as barras 5 e 6, como ilustrado na Fig. 1, devido à diminuição da corrente de falta monitorada pelo relé R. Isto ocorre porque a inserção de um gerador no sistema contribui com a corrente tanto em regime quanto em condição de curto-circuito e consequentemente a corrente monitorada pelo relé de proteção situado na subestação torna-se menor em ambas as condições citadas. Em outras palavras a impedância equivalente da rede vista da barra da subestação é maior quando há a inserção da GD o que confirma a redução da corrente injetada pela subestação (Baran, M. 2004).

Devido à redução do alcance da proteção faltas que ocorrem em pontos como as barras 6 e 7 no sistema da Fig. 1 não serão mais identificadas pelo relé (Girgis, A. 2009).

2.2. Perda de coordenação e seletividade

Quando um gerador distribuído é conectado ao sistema, os valores das correntes de falta nas linhas serão modificados, podendo aumentar, diminuir ou fluir em fluxo reverso, consequentemente há também mudanças no comportamento das correntes de falta de neutro. Portanto em casos de faltas, a atuação do relé pode ser mais rápida ou mais lenta ou ainda atuar indevidamente devido ao fluxo reverso. Como consequência, pode-se haver perda na coordenação do sistema de proteção (Girgis, A. & Brahma, S. 2001).

Considere o mesmo sistema, porém com três relés que estão coordenados antes da inserção da GD, como ilustrado na Fig. 2. Considere ainda que as zonas de atuação principal ou atuação instantânea dos relés possuem o alcance até o ponto de conexão do relé mais próximo a jusante. As zonas secundárias ou de atuação temporizada são referentes a todo o sistema a jusante de cada relé.

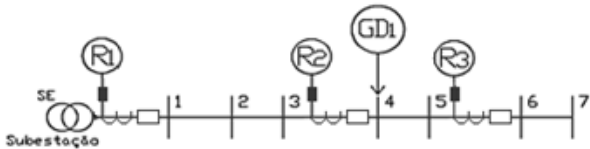


Fig. 2 – Sistema teste com 3 relés coordenados e com GD.

Para que o sistema de proteção seja seletivo, desconsiderando a presença de GD, uma falta na barra 7 o relé 3 deve atuar instantaneamente para eliminar a falta. Em caso de falha no R3, o R2 deve atuar em unidade temporizada, como uma proteção de backup. Por fim, o R1 atuará somente se houver falha em R2. Para uma falta na barra 5, o R3 não deverá ser sensibilizado devido à característica de fluxo unidirecional do sistema, sendo assim, somente o R2 deverá atuar em unidade instantânea, afim de eliminar a falta e R1 atuará como retaguarda neste caso. Todos relés de proteção devem atuar antes da curva de Joule do condutor para que não haja danos nos condutores, desta maneira as curvas de atuação dos relés devem estar situadas abaixo da curva de Joule. O coordenograma dos relés com as curvas de atuação inversas é ilustrado na Fig. 3.

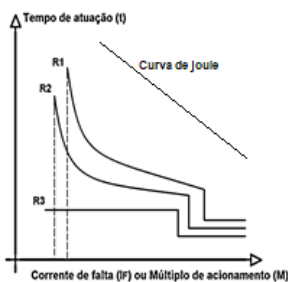


Fig. 3 - Curvas inversas coordenadas de R1, R2 e R3.

Considere que a GD1 foi conectada ao sistema na barra 4, desta maneira surge mudanças nas correntes de falta. Para uma falta na barra 7 ilustrada na Fig. 4 há um aumento na corrente de falta detectada por R3 desta maneira ele se torna mais rápido e, portanto, ele atua como o esperado. Ainda neste caso há uma diminuição das correntes monitoradas pelos relés R1 e R2, portanto as atuações destes relés serão mais lentas e ainda coordenadas e o sistema ainda permanece seletivo de maneira que R2 atue antes de R1 conforme Fig. 3.

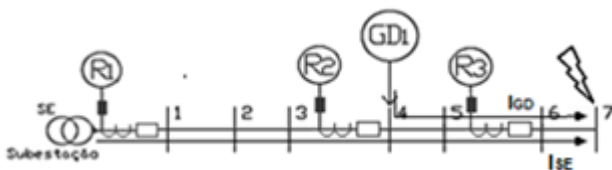


Fig. 4 - Falta na Barra 7

Considere uma falta na barra 3, como ilustrado na Fig. 5, R2 não deveria ser sensibilizado se não houvesse presença de GD no sistema e, portanto, não deveria atuar. Entretanto, na

presença da GD1 há um fluxo reverso de corrente que pode sensibilizar R2 resultando em uma atuação mais rápida ou mais lenta do que R1 dependendo da contribuição da GD. Caso a atuação seja mais rápida que R1 ainda é mantida a coordenação e seletividade da proteção. Por outro lado, R2 pode atuar em tempo maior que R1 (ou nem atuar) causando a perda de coordenação e seletividade da proteção. No caso de R2 atuar primeiro o sistema poderia ficar em condição de ilhamento não intencional colocando em risco as pessoas e o sistema de distribuição referente as barras 4, 5, 6 e 7. Uma maneira de evitar a sensibilização do relé R2 devido ao fluxo reverso, é a utilização de relés de proteção direcionais (67/67N), capaz de distinguir o sentido do fluxo de corrente e não atuar nesta situação.

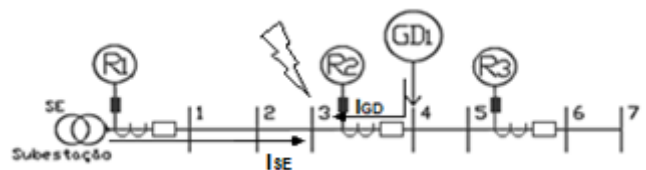


Fig. 5 - Falta na Barra 3

Considere ainda uma falta na Barra 3, porém com GD inserida na Barra 6, conforme Fig. 6. Nesta condição há fluxo reverso de corrente injetada pela GD que pode sensibilizar R2 e R3. Considerando a filosofia de proteção adotada, R2 deveria atuar antes de R3, porém, considerando o coordenograma da Fig. 3, R3 é mais sensível que R2 e pode atuar primeiro, perdendo a coordenação do sistema. Uma maneira de eliminar a atuação indevida de R2 e R3 é a utilização de relés de proteção direcionais (67/67N).

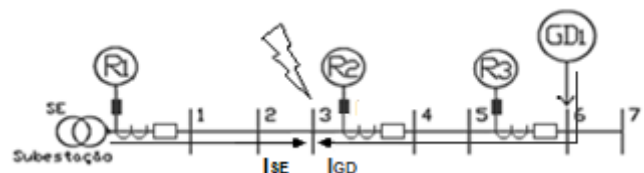


Fig. 6 - Falta na Barra 3 com GD na barra 6.

3. ANÁLISE DO IMPACTO DA INSERÇÃO DA GD

São analisados alguns casos de faltas monofásicas no sistema teste da Fig. 2, pois, estatisticamente, consistem na maior parte dos casos de falta que ocorrem no sistema de distribuição (Mamede, J. F., 2011), portanto todos os dados apresentados nesta sessão serão relativos a proteção de neutro. Na Fig. 7 são ilustrados os valores de correntes eficazes de neutro no relé R2 em relação ao nível de inserção e a barra de conexão da GD para uma falta fase-terra na barra 7 com resistência de falta de 5 ohms. Os dados do alimentador em estudo estão no Apêndice A.

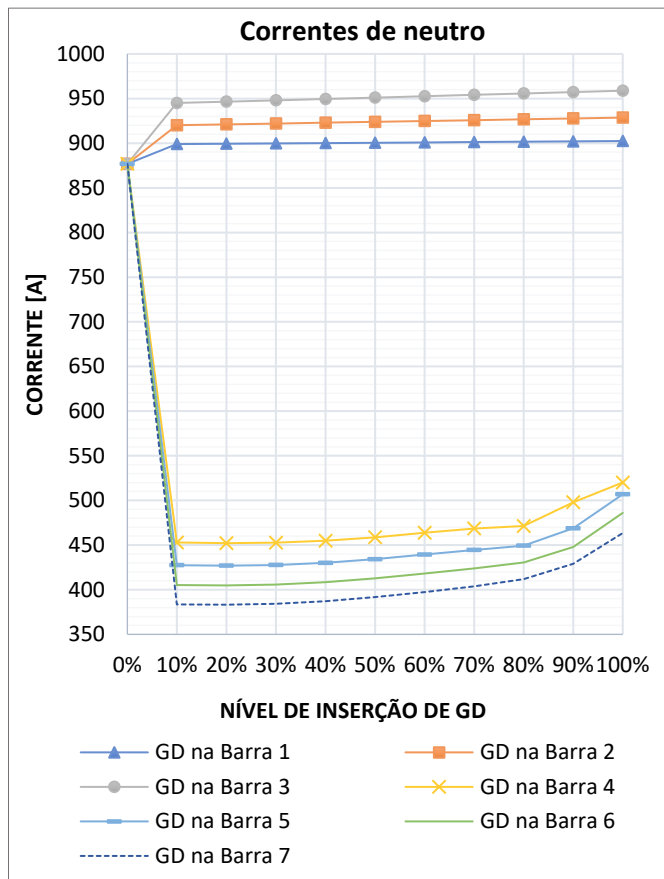


Fig. 7 - Correntes de neutro monitoradas por R2 considerando diferentes barras e níveis de inserção de GD para falha na barra 7

Nota-se que, para R2, há casos em que a corrente de falta diminui ou aumenta. Caso o ponto de falta está a jusante e a GD estiver a montante do relé há um aumento na corrente de falta. Para o mesmo ponto de falta, caso a GD estiver a jusante da proteção a corrente monitorada pelo relé é reduzida. Na **Tabela 1** são apresentadas as correntes monitoradas pelos relés e os tempos de atuação de R1 (IF1 e TR1), R2 (IF2 e TR2) e R3 (IF3 e TR3), respectivamente, para falha na barra 7 com 50% de inserção de GD conectada na barra 3.

Tabela 1 – Correntes e tempos de atuação dos relés para falha na barra 7 sem GD e com GD na Barra 3 e 50% de inserção

	IF1 (A)	IF2 (A)	IF3 (A)	TR1 (s)	TR2 (s)	TR3 (s)
S/ GD	1008	915	901	1,0789	0,5197	Inst.
C/ GD	464	951	961	1,2934	Inst.	Inst.

Neste caso, nota-se que os relés R2 e R3 são sensibilizados em unidade instantânea ao mesmo tempo para o caso com GD, de modo que a seletividade não é garantida. Também é possível verificar que houve um atraso de 0,22 segundos na atuação de R1.

Na **Tabela 2** é apresentado o caso em que a GD está conectada na barra 6 com 60% de inserção, considerando ainda o mesmo ponto de falta.

Tabela 2 – Tempo de atuação da proteção em segundos: GD na Barra 6 com 60% de inserção.

	IF1 (A)	IF2 (A)	IF3 (A)	TR1 (s)	TR2 (s)	TR3 (s)
S/ GD	1008	915	901	1,0789	0,5197	Inst.
C/ GD	396	418	450	1,3638	0,6479	-

Neste caso houve falha na atuação de R3, pois a corrente de falta está abaixo da corrente de atuação. Houve também um retardo na atuação de R1 e R2. Além disso ambos, R1 e R2 continuam seletivos, porém o tempo do intervalo de coordenação entre os relés é maior do que o adotado de 0,6 segundos.

4. MÉTODO DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA PROPOSTO

O objetivo principal da proteção adaptativa proposto neste trabalho é garantir a operação adequada do sistema de proteção considerando como referência o projeto base antes da inserção da GD. Desta forma são realizados ajustes nas proteções para que o tempo de atuação seja o mais próximo possível dos tempos de atuação considerando o sistema sem a inserção de GD de maneira que o sistema continue seletivo e coordenado.

4.1. Proteção Direcional (67/67N)

Uma solução interessante empregada para evitar a atuação da proteção devido as correntes reversas ocasionadas pela inserção da GD é o uso das funções de sobrecorrente direcionais (67/67N). Esta função de proteção verifica a defasagem angular entre a corrente e a tensão no ponto de alocação de maneira a identificar se a corrente é reversa ou não. A ideia é evitar que a proteção atue de forma inadequada para correntes reversas em dois ou mais dispositivos em série na rede e, portanto, evitar a perda de coordenação e seletividade conforme o caso apresentado na Fig. 3.

Para a proteção adaptativa, considerando o sistema de distribuição teste da Fig. 2, a proteção de fluxo direto (da subestação para as cargas) será utilizada, deste modo a coordenação e seletividade deverão ser mantidas considerando a mesma lógica de proteção antes da inserção da GD. A ideia é manter o mesmo comportamento do sistema de proteção considerando o fluxo de potência bidirecional em topologias radiais.

4.2. Algoritmo de proteção adaptativa

O algoritmo de proteção adaptativa tem como dados de entrada o nível de inserção e localização da GD no sistema. Com esses dados o algoritmo calcula as correntes de curto-circuito nos pontos de alcance da proteção no sistema elétrico e com as novas correntes reparametriza os ajustes dos relés. Na Fig. 8 está apresentado o fluxograma geral do algoritmo proposto.

As correntes de falta são calculadas através das equações aproximadas das curvas apresentadas na Fig. 7. Na **Tabela 3** são apresentadas as equações aproximadas para o cálculo da corrente de curto-circuito monitorada pelo relé R2 para o caso de uma falha na barra 7 do sistema da Fig. 2. Na **Tabela 3** a variável “y” representa o valor da corrente eficaz de falta em amperes, e a variável “x” o nível de inserção em porcentagem. Na Fig. 9 é apresentada uma comparação entre os dados de

simulação e as curvas obtidas a partir das equações aproximadas.

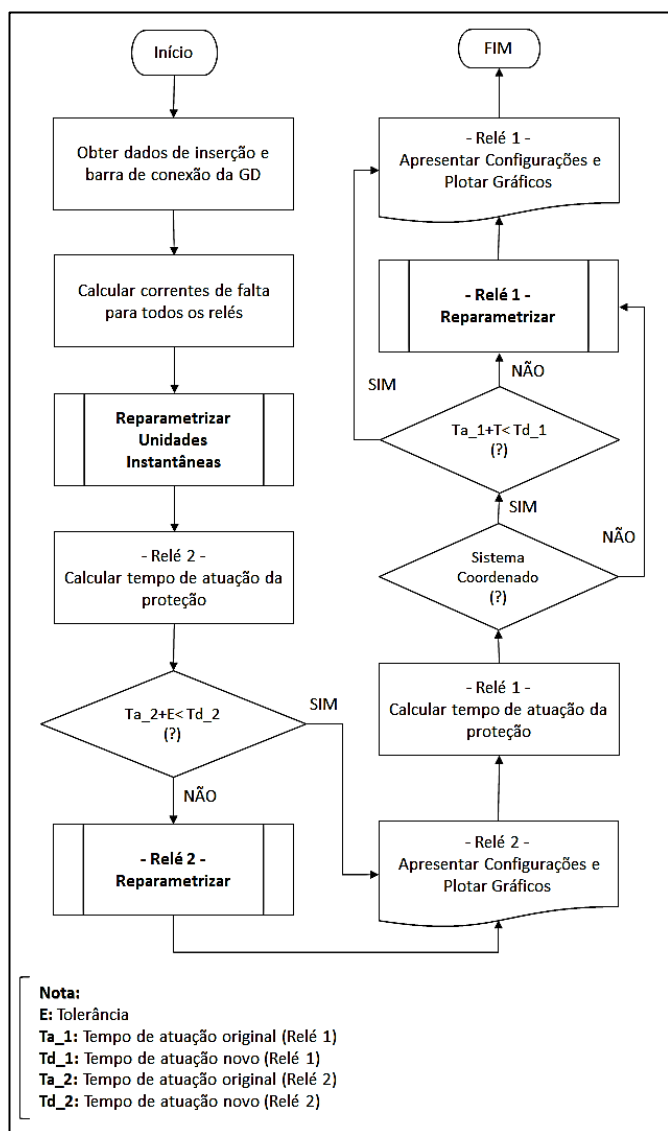


Fig. 8 – Fluxograma geral do algoritmo de proteção adaptativa.

Tabela 3 – Correntes de falta do relé R2 em função do nível de inserção para faltas monofásicas na barra 7.

Barra GD	Inserção ≤ 10%	Inserção > 10%
1	$y = 222,14x + 876,88$	$y = 3,7429x + 898,69$
2	$y = 433,08x + 876,88$	$y = 9,4651x + 919,21$
3	$y = 681,58x + 876,88$	$y = 15,316x + 943,48$
4	$y = -4240,4x + 876,88$	$y = 133,87x^2 - 82,72x + 463,25$
5	$y = -4494,1x + 876,88$	$y = 152,15x^2 - 96,808x + 440,21$
6	$y = -4716,5x + 876,88$	$y = 150x^2 - 92,054x + 417,23$
7	$y = -4933,1x + 876,88$	$y = 144,57x^2 - 84,218x + 394,24$

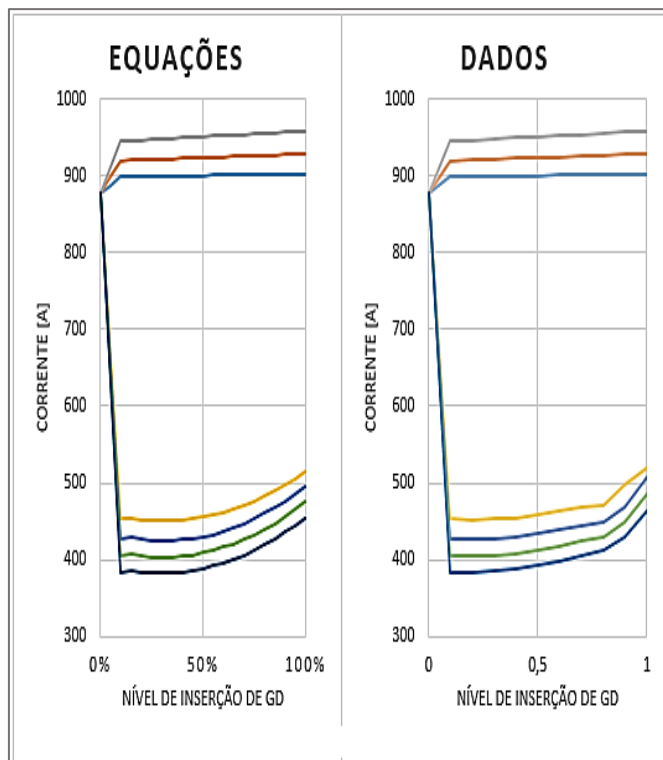


Fig. 9 – Curvas para comparação entre dados de simulação e equações aproximadas para faltas monofásicas na barra 7

É possível perceber um erro de no máximo 2% entre as equações e os dados com níveis de inserção de GD acima de 60%.

Este procedimento deve ser realizado para todos os relés do sistema considerando os pontos de alcance da proteção que são referentes a faltas nas barras 7, 5 e 3. Desta maneira tem-se um conjunto de equações que descrevem as correntes de falta em cada relé para condições de faltas na presença de GD.

As faltas na barra 7 são importantes para a coordenação das unidades temporizadas dos relés R1 e R2, enquanto que as demais são utilizadas para definir o ajuste de unidade instantânea dos relés. Com este conjunto de equações, é possível determinar as correntes de falta para cada relé e definir de forma adaptativa novos ajustes das unidades instantâneas e temporizadas.

A reparametrização da unidade instantânea consiste em calcular a nova corrente de falta para todos os relés e configurá-las de forma que sejam seletivas.

Após reconfigurado as unidades instantâneas deve-se calcular o tempo de atuação na presença de GD e compará-lo com o tempo de atuação sem GD, se o tempo de atuação na presença de GD for maior que o tempo sem GD, considerando uma tolerância de *E* segundos, deve-se reconfigurar a proteção.

A curva de atuação dos relés possui característica de tempo inverso, como apresentado em. (2) conforme a norma IEC 60255-151 (2009).

$$T_p = T_D \frac{A}{\left(\frac{I_F}{I_a}\right)^B - 1} \quad (2)$$

Sendo: T_p : Tempo de atuação da proteção; T_D : Configuração de Time Dial; A e B: Parâmetros da curva inversa; I_F : Corrente de Falta; I_a : Corrente de atuação ou pick-up do relé.

O processo de reparametrização consiste em 3 laços principais que tem o objeto de verificar e alterar caso necessário as configurações de tipo de curva, de time-dial, e de corrente de ajuste, respectivamente.

Para cada alteração em um dos laços, é calculado o tempo de atuação da proteção através de (2). Se o tempo de atuação calculado for menor que o tempo de atuação da proteção sem GD, a configuração é armazenada assim como o tempo de atuação.

Desta maneira o algoritmo irá armazenar todos os ajustes de configurações da proteção que possuem o tempo de atuação na presença de GD menores ou iguais ao tempo de atuação da configuração original (sem GD). Para obter uma solução que seja mais próxima possível do tempo de atuação sem GD, deve-se selecionar dentre as configurações armazenadas aquela que apresentar o maior tempo de atuação.

Este processo de reparametrização do relé de proteção é feito primeiramente para o relé R2 e posteriormente para o relé R1. Deve-se notar que antes de alterar a configuração do relé R1, o algoritmo de proteção verifica o tempo de coordenação da proteção.

5. RESULTADOS

Na Tabela 4 são apresentados os tempos de atuação da proteção sem GD, com GD e ajustados pelo algoritmo proposto considerando a inserção de 60% de GD na barra 4. Nota-se que o atraso no tempo de atuação quando há GD no sistema é maior que 0,05 segundos para ambos os relés, neste caso o relé 3 ainda é sensibilizado na unidade instantânea.

Tabela 4 – Tempos de atuação das proteções para falta na Barra 7 com 60% de GD na barra 4 considerando a reparametrização do algoritmo

	IF1 (A)	IF2 (A)	IF3 (A)	TR1 (s)	TR2 (s)	TR3 (s)
S/ GD	1008	915	901	1,0789	0,5197	Inst.
C/ GD	441	463	989	1,3153	0,6292	Inst.
Repar.	441	463	989	1,0783	0,5126	Inst.

De acordo com a Tabela 4 houve retardo na atuação dos relés 1 e 2. O retardo de tempo do relé 1 é de 0,2364 segundos enquanto que no relé 2 este atraso é de 0,1095 segundos. Por fim, o algoritmo de proteção reconfigurou o sistema de proteção de modo que o tempo de atuação na presença de GD seja próximo ao tempo de atuação antes da presença de GD.

Na Fig. 10 e Fig. 11 são apresentadas as curvas inversas dos relés R1 e R2, respectivamente. As curvas tracejadas correspondem ao projeto base da proteção antes da presença de GD, enquanto que as curvas contínuas representam as curvas de atuação reparametrizadas pelo algoritmo considerando a inserção da GD.

Por fim, na Fig. 12 está apresentado o novo coordenograma do sistema de proteção considerando a presença de GD. Nota-se que o tipo curva do relé R1 foi alterado de inversa padrão para inversa de tempo curto, sendo que o sistema está coordenado para faltas na barra 7 e portanto seletivo.

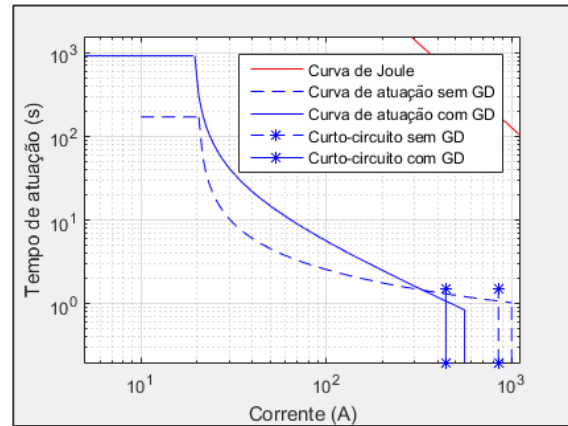


Fig. 10 – Curvas inversas do Relé 1

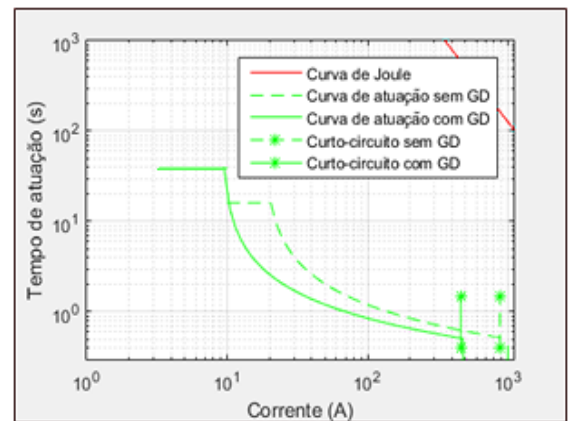


Fig. 11 – Curvas inversas do Relé 2

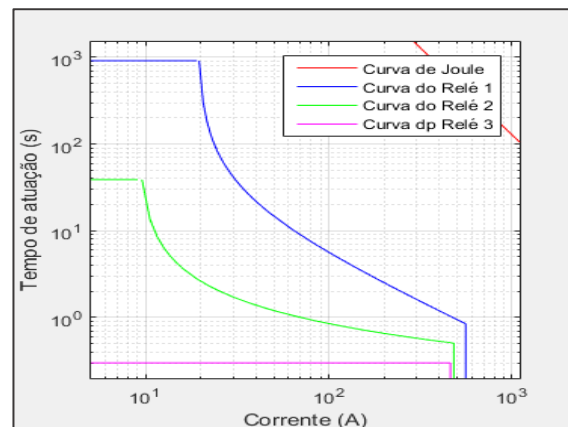


Fig. 12 – Coordenograma do sistema de proteção com as curvas reparametrizadas.

6. CONCLUSÃO

Neste artigo é proposto um método de reparametrização adaptativa da proteção de neutro, tendo como objetivo

principal manter os padrões de funcionamento próximos ao estabelecido sem GD, quando há presença de GD. Desta maneira é possível operar o sistema de distribuição com níveis elevados de geração distribuída sem comprometer o sistema de proteção.

O método de implementação de proteção adaptativa apresentado neste artigo funciona de maneira eficiente em sistemas radiais, mantendo o tempo de atuação da proteção o mesmo na presença e na ausência de GD e também é funcional para qualquer nível de inserção de GD inserido em qualquer ponto do sistema. A aplicação deste método possibilita resolver o problema de subbalcance e da coordenação e seletividade da proteção.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo financiamento desta pesquisa através dos processos nº 2016/23471-7 e 2015/21972-6.

REFERÊNCIAS

- Baran, M.; El-Markabi, I. (2004) *Adaptive over current protection for distribution feeders with distributed generators. Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, 715-719.*
- Barker, P. P.; Mello, R. W. D. (2000) *Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 – Radial distribution systems. Power Engineering Society Summer Meeting. WA: IEEE, 1645-1656, Seattle.*
- Bottura, F. B.; Bernardes, W. M. S.; Oleskovicz, M.; Asada, E. N. (2016) *Setting directional overcurrent protection parameters using hybrid GA optimizer. São Paulo-BR.*
- Coffele, F.; Booth, C; Dysko, A. (2013) *An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks. UK, 2013.*
- Dugan, R. C.; Mcdermot, T. E. (2002) *Operating conflicts for distributed generation interconnected with utility distribution systems.*
- Girgis, A.; Brahma, S. (2009); *Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. USA.*
- IEC: International Electrotechnical Commission (2009); *Measuring relays and protection equipment - part 151: functional requirements for over/under current protection.*
- Mamede Filho, J.; Mamede D.R. (2011) *Proteção de sistemas elétricos de potência. LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora SA, Rio de Janeiro.*
- Motabarian, F.; Aliakbar Glokar, M.; Hajiaghasi, S (2009). *Surveying the Effect of Distributed Generation (DG) on Over Current Protection in Radial Distribution systems.*
- Papaspiliotopoulos, A. V.; Korres, G. N.; Kleftakis V. A.; Hatziahyriou N. K. (2017) *Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation. Greece.*
- Scott, H. L. W. W. G. (2000) *Distributed Power Generation Planning and Evaluation, New York.*

- Shen, S.; Lin, D.; Wang, H.; Hu, P.; Jiang, K.; Lin, D.; He, B. (2015) *An adaptive protection scheme for distribution systems with DGs based on optimized Thevenin equivalent parameters estimation. China.*

APÊNDICE A

Abaixo estão apresentados os parâmetros do sistema teste da Fig. 2 utilizados para simulação no software Powerfactory DigSilent.

Tabela 5 - Parâmetros do sistema teste utilizados para simulação

Potência máxima de curto-circuito	100 MVA
Tensão nominal	11 kV
Resistência CA seq. Pos/neg.	0,08 ohm/km
Reatância CA seq. Pos/neg.	0,0754 ohm/km
Resistência CA seq. Zero	0,32 ohm/km
Reatância CA seq. Zero	0,3016 ohm/km
Fator de potência da carga	0,9 ind
Cargas distribuídas	0,30 - 0,35 - 0,4 kVA
Tipo de gerador distribuído	Geração fotovoltaica