

Impacto de Geradores Conectados via Inversores na Coordenação da Proteção em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Murillo Augusto de Melo Cordeiro
Universidade Federal do Pará – UFPA
Belém, Brasil
murilloaugustocordeiro@gmail.com

João Paulo Abreu Vieira
Universidade Federal do Pará – UFPA
Belém, Brasil
jpavieira@ufpa.br

Resumo — Apesar de suas vantagens indiscutíveis, a geração distribuída (GD) pode afetar negativamente alguns aspectos da operação do sistema. Este artigo mostra o impacto das GDs baseadas em inversores na coordenação religador-fusível de esquemas de proteção em redes de distribuição. A descoordenação entre fusíveis e religadores pode afetar diretamente a qualidade do serviço e os indicadores DEC e FEC. A contribuição à corrente de curto-circuito de GDs conectados via inversores é também investigada por meio de simulações de transitórios eletromagnéticos. Os resultados mostraram que a elevada penetração da GD conectada via inversores aumenta a corrente de curto do fusível e o faz operar mais rapidamente do que o religador em uma condição de falta, levando à perda de coordenação religador-fusível.

Palavras-chaves — Geradores Conectado via Inversores, Geradores Fotovoltaicos, Proteção de Sistema de Distribuição, Coordenação da Proteção.

I. INTRODUÇÃO

De setembro de 2015 a agosto de 2016, o número de acessos da geração distribuída (GD) mais que triplicou no Brasil, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A instalação de unidades de GD tem crescido substancialmente no Brasil a partir da criação da Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012. A norma estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Nessa mesma resolução foi definido o sistema de compensação de energia elétrica, mediante o qual a energia injetada na rede poderá compensar o consumo de energia nos meses subsequentes. A resolução nº 482 foi revista em novembro de 2015 e, na época, estimou-se que em 2024 mais de 1,2 milhões de consumidores passarão a produzir sua própria energia, equivalente a 4,5 GW de potência instalada.

Ao contrário do que ocorre com os geradores rotativos, como por exemplo, em [1], [2] e [3], há poucas referências bibliográficas que abordam, de forma abrangente, as contribuições das correntes de curto-circuito de geradores conectados na rede elétrica por meio de inversores (como por exemplo, as fontes FV). Além disso, devido às suas inerentes limitações de sobrecorrente, geralmente a parcela da corrente de falta dos geradores baseados em inversores é

negligenciada, quando comparadas aos geradores síncronos ou de indução [4].

Contudo, a alta penetração dos geradores FVs às redes de distribuição, particularmente na média e baixa tensão, introduz novas questões de caráter técnico na operação dessas redes. Os efeitos são, principalmente, no controle de tensão, nos níveis de curto-circuito, no ajuste da proteção, etc.

Os sistemas de distribuição em sua grande maioria apresentam característica radial com a energia fluindo da subestação para as cargas, o que possibilita o uso de um esquema de proteção simples. Com a inserção massiva de geradores FVs e a consequente redistribuição dos fluxos, a velocidade de atuação da proteção de alimentadores e das próprias unidades FVs é alterada de forma drástica. Em casos de conexão massiva de tais geradores, cujo grau de penetração FV é elevado de forma significativa, torna-se imprescindível a revisão dos esquemas de proteção.

Visando manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) [5]. Com o aumento da penetração de sistemas FVs, uma falta que antes era enquadrada como temporária, pode passar a ser equivocadamente vista pelo sistema de proteção como permanente, afetando estes indicadores.

A fim de conter a descontinuidade do fornecimento nos sistemas de distribuição e também evitar danos aos componentes do sistema a coordenação de dispositivos de proteção contra sobrecorrente é aplicada nas redes de distribuição. Em um sistema de proteção bem coordenado, a atuação indevida dos dispositivos de proteção é evitada, fazendo com que seja mantida a seletividade na rede. Essa coordenação é feita mantendo intervalos de tempo de atuação entre os dispositivos de proteção aplicados no sistema, fusíveis e religadores na distribuição.

Dentro deste contexto, esse artigo investiga o impacto da penetração de geradores FVs sobre a coordenação religador x fusível no esquema de proteção *fuse-saving* de redes de distribuição. O estudo foi realizado por meio do uso do software *DigSilent Power Factory*, envolvendo um sistema

teste de distribuição do IEEE de 34 barras. O estudo proposto também investiga os efeitos de diferentes localizações dos geradores e da contribuição das correntes de falta dos mesmos no esquema de proteção sob estudo, considerando várias condições de falhas com diferentes resistências de faltas e níveis de penetração. Além do mais, técnicas mitigadoras são recomendadas no sentido de aliviar o impacto da geração FV na coordenação religador x fusível.

II. CONCEITOS BÁSICOS SOBRE A COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A. Coordenação e Seletividade

O principal objetivo dos estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição é minimizar o número de interrupções permanentes possibilitando dentre outras vantagens um aumento no faturamento, facilidade de manobras, maior segurança, melhoria na vida útil dos equipamentos protegidos, melhoria da imagem da concessionária junto aos consumidores e menores custos de manutenção. Estes estudos consistem em selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos de proteção a um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida o mais rápido possível sem que outras partes do mesmo sejam afetadas.

Proteção seletiva é aquela projetada e ajustada de tal forma que para qualquer tipo de falta atue apenas o dispositivo de proteção mais próximo ao local da falta (dispositivo protetor), isolando o trecho defeituoso [6].

Já a proteção coordenada é aquela projetada e ajustada de tal forma a eliminar as faltas transitórias através do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda e as faltas permanentes através da operação do dispositivo mais próximo ao ponto de falta [6].

Além da classificação envolvendo as fases dos circuitos, os curtos-circuitos são divididos em permanentes ou temporários. Os curtos-circuitos permanentes são aqueles que necessitam da intervenção de uma equipe de manutenção da rede para ser extinto. A situação de defeito não é reversível após a atuação de um dispositivo de proteção, permanecendo o defeito após a atuação. Os temporários são aqueles com situações reversíveis, ou seja, o defeito é eliminado após a atuação de equipamentos de proteção.

As estatísticas indicam que mais de 90% [7] das faltas que ocorrem em sistemas de distribuição são transitórias e decorrem da queda de galhos de árvores, descargas atmosféricas, ventos fortes, etc. Dessa forma, os estudos de coordenação e seletividade visam considerar procedimentos específicos para minimizar os efeitos destas faltas nos sistemas elétricos.

Nos estudos de coordenação e seletividade da proteção em sistemas aéreos de distribuição deve-se considerar que a proteção de equipamentos é somente um dos objetivos, não sendo a única finalidade. Considera-se que a proteção de equipamentos, em princípio, já ocorreu no âmbito dos esquemas de proteção da subestação e, portanto, a proteção de distribuição pode dar ênfase ao aspecto da continuidade do suprimento, evitando que uma falta afete muitos

consumidores, além de procurar reduzir os tempos de localização desta falta e de reposição do sistema em serviço.

B. Coordenação Religador – Fusível

Os fusíveis são dispositivos que interrompem o circuito em situações de sobrecorrentes e curtos-circuitos de maneira súbita. A grande vantagem destes dispositivos é que eles apresentam a característica conjunta de proteção e interrupção sem a necessidade de equipamentos auxiliares. Sendo assim, o baixo custo em relação ao conjunto relés/religadores de proteção e disjuntores torna-se, também, outra vantagem. A desvantagem principal é a necessidade de reposição manual do dispositivo após sua atuação [8].

As chaves fusíveis são vastamente utilizadas em sistemas de distribuição, principalmente na proteção de ramais secundários de alimentadores, ramais de entrada de consumidores e transformadores de distribuição.

Religadores automáticos são equipamentos de proteção contra sobrecorrente, capazes de interromper a corrente elétrica de um circuito de forma repetitiva, através de várias operações de abertura e fechamento pré-determinadas [8].

Considerando primeiramente a desvantagem dos fusíveis, ou seja, a necessidade de troca manual do dispositivo após a sua atuação, as concessionárias de energia elétrica depararam-se com suas limitações e consequentemente com o aumento na duração das interrupções do sistema.

Avaliando que o maior número de faltas no sistema de distribuição é temporário, o uso combinado de elos fusíveis e religadores se faz necessário. O uso de religadores é considerado pelas concessionárias como uma eficaz solução para o fornecimento confiável e seguro da energia elétrica.

Para os sistemas de proteção que envolvem a combinação religador-fusível, considerando o religador conectado do lado da fonte e o fusível do lado da carga, o elo deve suportar sem danificação todas as operações rápidas do religador. Quando da ocorrência de faltas permanentes, o religador deve atuar em um tempo tal que seja suficiente para que o elo possa se fundir completamente evitando possíveis problemas de descoordenação. Nesse caso a(s) abertura(s) na curva rápida tentam sanar o defeito e caso isso não ocorra o elo deve se fundir antes da primeira operação da curva lenta evitando que o religador fique bloqueado [9].

Na coordenação religador-fusível (religador a montante do fusível), as curvas rápidas do religador devem atuar antes da fusão do elo e as curvas lentas do religador funcionam como proteção de retaguarda, conforme pode ser visto na Fig. 1.



Fig. 1. Coordenação religador – fusível

Curva	Descrição
1	Curva de operação rápida do religador
2	Curva de operação lenta do religador
3	Curva de tempo mínimo de fusão do elo
4	Curva de tempo total de interrupção do elo
5	Curva de operação rápida do religador vezes K

O **ponto mínimo** de coordenação é obtido pela interseção do tempo máximo de fusão do elo com a curva temporizada do religador. Este procedimento tem por finalidade garantir que para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo fusível, o tempo total de fusão seja menor que o tempo de abertura do religador na curva lenta.

O **ponto máximo** de coordenação é obtido pela interseção do tempo mínimo de fusão do elo com a curva rápida do religador, multiplicada por um fator K apropriado. Este procedimento tem por finalidade garantir que para todos os valores de corrente de curto, no trecho protegido pelo elo, o tempo mínimo de fusão seja maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida.

A constante K multiplicada na curva rápida do religador é essencial para prevenir contra possíveis alterações das características térmicas relacionadas aos aquecimentos e resfriamentos dos elos fusíveis devido aos constantes religamentos que ocorrem num ciclo de operações do religador [9].

Para se obter a coordenação religador-fusível deve ser observada as seguintes condições, considerando-se os valores das correntes de falta no trecho protegido pelo elo-fusível:

- O tempo mínimo de fusão do elo deve ser maior que o tempo de abertura do religador na curva rápida multiplicado pelo fator K;
- O tempo total de fusão do elo deve ser menor que o tempo mínimo de abertura do religador na curva temporizada.

III. IMPACTO DA GD NA COORDENAÇÃO DA PROTEÇÃO

A geração FV se insere como potencial agente capaz de elevar as correntes de curto-circuito no sistema elétrico no qual está instalada. Essa elevação pode não ser significativa diante da instalação de um único gerador FV. No entanto, a presença de vários geradores de pequeno porte ou poucos de médio e grande porte pode causar um aumento acentuado do nível de curto-circuito no sistema elétrico a ponto de violar os limites de coordenação dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Sendo assim, a instalação de unidades FV pode se tornar inviável sob o ponto de vista técnico e econômico, caso o nível de curto se eleve demasiadamente.

A proteção pode falhar por uma operação indesejada, como a abertura de um dispositivo quando não há presença de corrente de curto-circuito ou, pelo contrário: o dispositivo deveria abrir e não atua ou demora a atuar.

A perda da sensibilidade dos dispositivos de proteção ocorre basicamente por que a fonte FV altera o balanço de correntes do sistema, ou seja, ao contribuir com a corrente de falta a fonte de geração distribuída faz com que os dispositivos a montante não sejam sensibilizados pela falta, ou demorem um tempo maior para atuar. Dependendo da magnitude da contribuição desta fonte o fusível (F) atuará antes do religador (R), ocasionado desligamentos desnecessários de consumidores, Fig. 2.

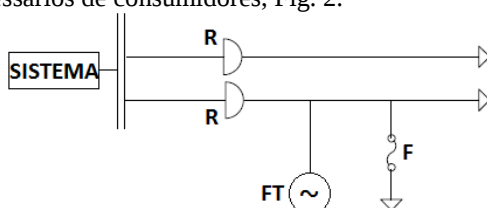


Fig. 2. Coordenação em circuito equivalente com a inserção de geração FV

Outra consequência possível na coordenação é quando a GD se encontra a montante do religador. Nesse caso, além da perda da coordenação, ela tem a capacidade de causar disparos desnecessários do religador quando há um pico de demanda, por exemplo.

Como já explicado, a inserção da geração FV altera a corrente de falta experimentada pelo fusível e religador. A Fig. 3 mostra o efeito de faltas para um caso em que a unidade FV está entre o religador e o fusível. A GD irá aumentar a corrente sentida pelo fusível do ponto A para o ponto B. Neste caso, o fusível fundirá simultaneamente ou mais rapidamente que o funcionamento do religador, e ocorrerá uma interrupção permanente indesejável, mesmo para falhas temporárias.

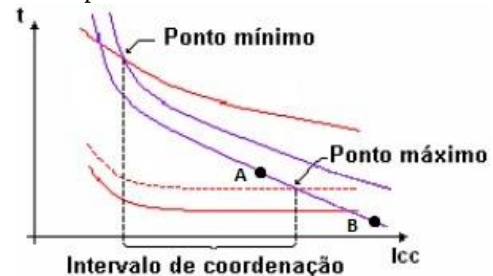


Fig. 3. Impacto da GD na operação do sistema de proteção

No caso da geração fotovoltaica, estas condições serão aleatórias dependendo das condições climáticas e de manutenção do sistema fotovoltaico, que poderá a cada momento alterar os valores das correntes de falta.

IV. SIMULAÇÕES

A instalação da GD pode alterar significativamente o nível de curto-circuito da rede de distribuição. Portanto, a suportabilidade dos equipamentos e do sistema de proteção contra sobrecorrentes deve ser analisada antes da instalação dos geradores. Nesse contexto, este tópico do artigo mostra um estudo do impacto no nível de curto-circuito que a instalação da central de geradores baseados em inversores pode causar aos sistemas de distribuição, a fim de prever eventuais efeitos nocivos e estabelecer metodologias para mitigar ou eliminá-los.

A. Particularidade das Correntes de Falhas dos Geradores Conectados via Inversores

Devido ao emprego da eletrônica de potência, os geradores distribuídos baseados em inversores não estão submetidos às consequências das características indutivas que envolvem o funcionamento das máquinas rotativas, eles possuem respostas mais rápidas diante das possíveis ocorrências de faltas e contam com a possibilidade de programação e controle que os tornam mais versáteis e com maior capacidade de adaptação e atendimento às necessidades e exigências de um sistema de energia elétrica. Provavelmente, por isto, ao longo dos anos, não foi dada a devida atenção ao estudo da contribuição de sua corrente de falta.

Entretanto, com a expansão dos geradores FVs, torna-se essencial que aspectos técnicos relativos às correntes de curto-circuito desses geradores, entre outros fatores técnicos, sejam mais investigados. Vale ressaltar que não há disponível até o momento, nenhum documento técnico que apresente

uma análise abrangente envolvendo diversos tipos de faltas com geradores conectados via inversores.

Além disso, também não foi abordada pela literatura técnica a inclusão de suas correntes em programas de cálculo de curto-circuito que forneçam resultados conservadores e coerentes com o comportamento dos inversores frente às faltas [4]. Pesquisadores, em geral, adotam como convenção a contribuição de 2,0 pu, considerada conservadora, e investigada em [4], [10-14].

As simulações no domínio do tempo apresentadas nessa seção foram realizadas por meio do modelo de transitórios eletromagnéticos do programa *DigSilent*. Usou-se a rede equivalente da Fig. 4, com dados típicos do IEEE, de 13,8kV. Curtos-circuitos monofásicos e trifásicos transitórios, de 0,1s a 0,2s, com 50% de penetração FV (935 kVA), foram aplicados na linha entre as barras 3 e 4, a fim de obter uma breve compreensão da contribuição FV.

As Fig. 5 e Fig. 6 apresentam as respostas das correntes injetadas pelos geradores FV, no domínio do tempo, frente a curtos-circuitos monofásicos. Enquanto as Fig. 7 e Fig. 8 mostram as correntes resultantes de faltas trifásicas. Ambas simulações consideraram os geradores FVs com potência ativa injetada pré-falta com 80% e 50% da capacidade nominal do inversor, respectivamente.

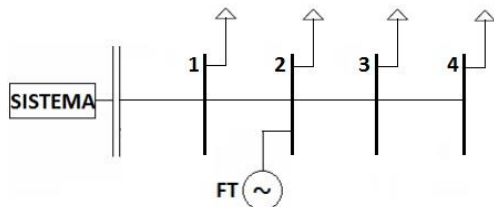


Fig. 4. Sistema para a compreensão da corrente de falta do gerador FV

1) Curto-circuito monofásico:

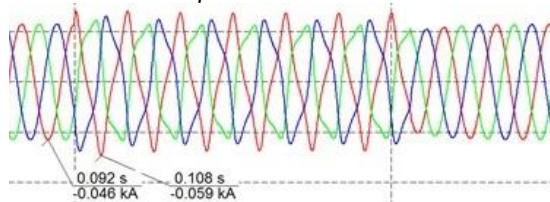


Fig. 5. Corrente de falta monofásica do gerador FV operando com 80% da sua capacidade nominal

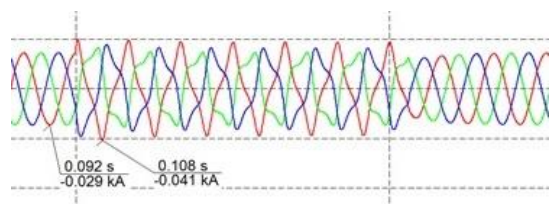


Fig. 6. Corrente de falta monofásica do gerador FV operando com 50% da sua capacidade nominal

2) Curto-circuito trifásico:

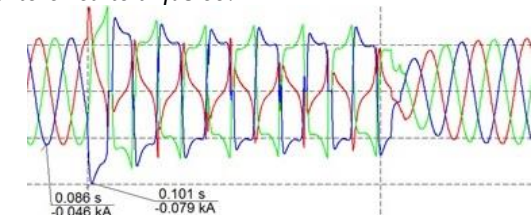


Fig. 7. Corrente de falta trifásica do gerador FV operando com 80% da sua capacidade nominal

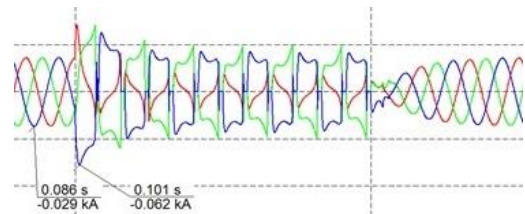


Fig. 8. Corrente de falta trifásica do gerador FV operando com 50% da sua capacidade nominal

Para curtos-circuitos monofásicos na linha 3-4 observa-se que, em ambos os casos, a injeção de corrente pós-falta pelo gerador FV não supera 1,41 vezes a corrente pré-falta do mesmo gerador. Por outro lado, para faltas trifásicas as contribuições são maiores, como esperado. Para o caso em que o gerador opera com 80% de sua capacidade nominal tem-se um valor de corrente pós-falta de 1,72 vezes maior que a corrente em regime permanente. Por outro lado, para a mesma falta trifásica com o gerador operando a 50% de sua capacidade a corrente atinge o valor 2,14 vezes o valor da corrente pré-falta.

Assim, através destas simulações, de forma geral, entende-se que o valor de 2,0 pu proposto para representar a contribuição de corrente de um gerador FV ratifica o software e o modelo escolhido.

B. Estudo da Coordenação da Proteção com a inserção de geradores FVs no sistema IEEE 34 barras.

O alimentador teste corresponde ao modelo IEEE 34 barras que faz parte do sistema de distribuição do estado do Arizona, nos Estados Unidos da América, apresentado na Fig. 9. Este modelo tem sido sugerido pelo comitê responsável do IEEE para que pesquisadores o tomem como uma das referências nos seus estudos em sistemas de distribuição.

O sistema possui as seguintes características:

- Tensão nominal do alimentador é de 24,9 kV;
- É um sistema grande e muito carregado;
- Comprimento do ponto mais distante do tronco principal até a subestação (nó 840) chega a 57,63 km;
- Alimenta cargas desequilibradas concentradas e distribuídas. A carga total instalada é de 2054 kVA;
- Possui capacitores shunt instalados.
- Corrente nominal de 47,6256 A.

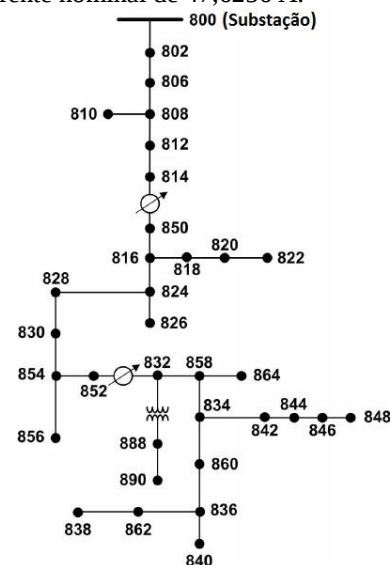


Fig. 9. Sistema de distribuição teste do IEEE 34 barras

As simulações realizadas consideram a unidade FV instalada em duas posições diferentes, sendo uma unidade geradora inserida de cada vez. A interconexão do gerador FV com a rede possui relação unitária, fator de potência igual a um, com 50% de penetração e operando com 50% de sua capacidade nominal no momento da ocorrência da falta.

As simulações foram divididas em três etapas:

- Primeira: Alimentador sem inserção FV;
- Segunda: Alimentador com geração FV na barra 842;
- Terceira: Alimentador com geração FV na barra 836.

Os religadores instalados se encontram nas barras 850, 832 e 860, os quais fazem coordenação com todos os fusíveis de suas respectivas barras a jusante. O sistema ainda conta com um relé de sobrecorrente na subestação 800.

Foram aplicadas faltas monofásicas e trifásicas, ambas com resistências de faltas $0,1 \Omega$, nas barras 844 e 840. Por questões de simplificação e compreensão são realizados os estudos das coordenações (religador-fusível) nas barras 832-844 e 860-840, mostrados nas Fig 10 a Fig. 15.

1) Alimentador sem inserção FV:

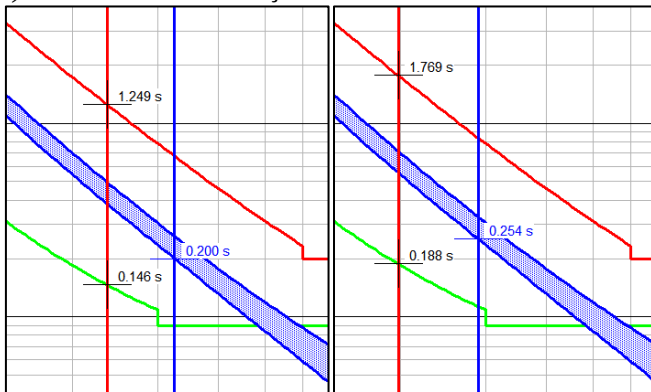


Fig. 10. Coordenação entre as barras 832-844 (religador-fusível) após curto-circuito trifásico (esquerda) e monofásico (direita) na barra 844



Fig. 11. Coordenação entre as barras 860-840 (religador-fusível) após curto-circuito trifásico (esquerda) e monofásico (direita) na barra 840

As Fig. 10 e Fig. 11 mostram a proposta de coordenação religador-fusível bem empregada para o sistema em estudo. Em todos os casos a curva rápida do religador (verde) atua antes do tempo mínimo de fusão do elo fusível (azul e amarelo), deixando boas margens, mesmo após faltas severas, com baixa resistência de falta e próximas às barras protegidas pelo elo fusível, onde a corrente experimentada pelo elo é superior a do religador.

2) Alimentador com geração FV na barra 842:

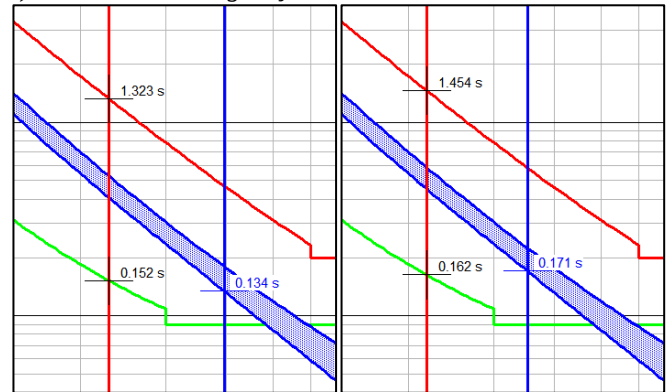


Fig. 12. Coordenação entre as barras 832-844 (religador-fusível) após curto-circuito trifásico (esquerda) e monofásico (direita) na barra 844



Fig. 13. Coordenação entre as barras 860-840 (religador-fusível) após curto-circuito trifásico (esquerda) e monofásico (direita) na barra 840

Na Fig. 12 já é possível verificar o impacto na coordenação da proteção causado pelos geradores baseados em inversores. No curto-circuito trifásico, além do aumento da corrente no fusível, há uma queda na corrente experimentada pelo religador, causando a descoordenação no trecho para esse tipo de falta. Para faltas monofásicas, nesse tipo de cenário, o sistema ainda continua coordenado, porém com uma margem muito estreita e perigosa.

Na coordenação entre as barras 860-840, Fig. 13, também se observa uma leve descoordenação para faltas trifásicas, comprovando que os sistemas FV causam desbalanços nos fluxos de correntes maléficos a coordenação, mesmo instalados a montante do religador.

3) Alimentador com geração FV na barra 836:

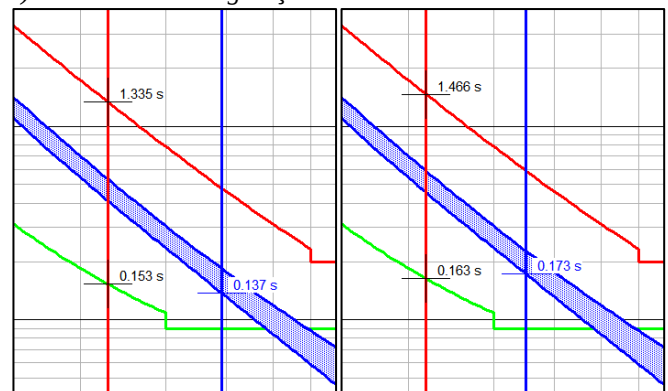


Fig. 14. Coordenação entre as barras 832-844 (religador-fusível) após curto-circuito trifásico (esquerda) e monofásico (direita) na barra 844

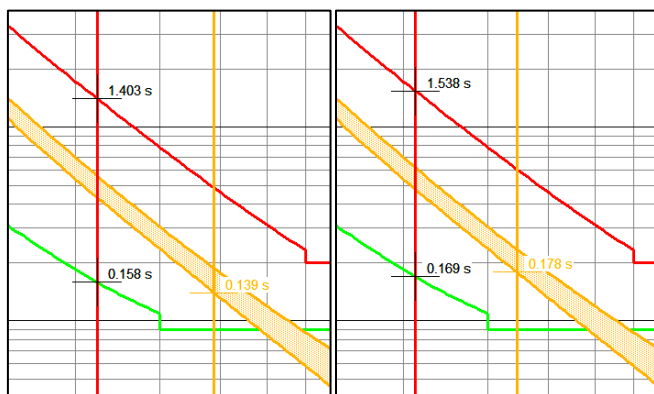


Fig. 15. Coordenação entre as barras 860-840 (religador-fusível) após curto-circuito trifásico (esquerda) e monofásico (direita) na barra 840

As Fig. 14 e Fig. 15 ratificam as simulações apresentadas. Em ambos os exemplos, há perda de coordenação para faltas trifásicas e redução na margem de coordenação para falhas monofásicas. Novamente, verifica-se uma queda da corrente no religador e aumento da corrente nas barras protegidas com fusíveis. A atenção especial fica pelo fato de que os geradores FV, mesmo não instalados próximos as faltas, impactam igualmente a coordenação, como é o caso do gerador na barra 836 e o curto na 844, ilustrado na Fig. 14.

V. SOLUÇÕES MITIGADORAS

Em se tratando de proteção de sistemas de energia, há poucos estudos relativos a geradores conectados via inversores. Porém a preocupação com o impacto da GD na coordenação, em geral, é um tema corrente e de interesse.

Vários estudos e experimentos são realizados com o intuito de atenuar esses impactos, alguns deles são [15]:

- Limitar a capacidade máxima da GD.
- Modificar o sistema de proteção.
- Utilizar proteção adaptativa remota.
- Usar limitadores de corrente de falha (*Breaker Resistor*)

Embora eficazes para mitigar os impactos da GD sobre o sistema de proteção, estas soluções possuem algumas desvantagens. Por exemplo, limitar a capacidade da GD não é uma solução desejável, uma vez que isso também limita o seu nível de penetração. Modificar o sistema de proteção é caro, além de ser um procedimento lento e complicado. Da mesma forma, a proteção adaptativa requer infraestruturas de comunicação e unidades de processamento rápido. E a utilização de *Breaker Resistor* também é indesejável devido ao custo adicional para proprietários da GD.

Esforços estão sendo feitos para limitar a corrente de saída da GD de acordo com a sua tensão terminal. Em contraste com os anteriores, este método é barato e não requer burocracias. Ademais, a resposta rápida dos inversores torna tal solução extremamente atraente.

VI. CONCLUSÕES

Esse artigo mostrou um estudo do impacto da elevada penetração de geradores fotovoltaicos na coordenação fusível-religador em redes de distribuição.

Os estudos analíticos e de simulação mostraram que os geradores FV podem causar a descoordenação entre o religadores e fusíveis, mesmo quando os geradores não

operam em plena carga. Para as falhas analisadas, o gerador aumentou a corrente de curto através do fusível, o que causaria sua fusão antes da atuação do religador.

Para estudos futuros recomenda-se a aplicação de uma técnica mitigadora que limite a corrente de saída da GD através da informação da sua tensão no terminal. É um método simples, barato e de enorme importância para concessionárias, proprietários de GDs e usuários diretos e indiretos.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Kundur, P. *Power System Stability and Control*, 1a. ed., New York: McGraw-Hill Inc, 1994.
- [2] Fitzgerald, A. E.; Kingsley Jr, C.; Umans, S. D. *Electric Machinery*, New York: McGraw-Hill, 1992.
- [3] Freitas, W.; Vieira, J. C. M.; Silva, L. C. P.; Morelato, A.; Matos, C. A.; Azevedo, V. L. "Impacto de geração distribuída no afundamento de tensão em redes de distribuição de energia elétrica devido a faltas desbalanceadas," in: VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica (SBQEE), Belém, 2005a.
- [4] Petean, Daniel "Metodologia para Avaliação da Influência de Geradores Distribuídos nos Níveis de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição de Energia". São Carlos, 2014.
- [5] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. "Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)". <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>
- [6] CEMIG. "Proteção Contra Sobrecorrentes em Redes de Distribuição Aéreas. Diretoria de Distribuição". Estudo de Distribuição ED – 3.3. Novembro de 1994.
- [7] Kindermann, Geraldo. "Curto-Circuito" – Florianópolis: 5ª Edição do autor, 2010.
- [8] Bittencourt, Annelise Anderson. "Proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída" [Dissertação] / Annelise Anderson Bittencourt ; orientador, Jacqueline Gisèle Rolim. - Florianópolis, SC : 2011.
- [9] Pereira, Dejanir Ricardo. "Um Sistema de software para execução de estudos de coordenação e seletividade em sistemas de distribuição" - Itajubá (MG), 2007
- [10] Borghetti, A; Caldon, R.; Guerrieri, S.; Rosseto, F. "Dispersed Generators Interfaced with Distribution Systems: Dynamic Response to Faults and Perturbations", in 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, 2003.
- [11] Baran, M. E.; El-Markaby, I. "Fault Analysis on Distribution Feeders with Distributed Generators," IEEE Trans. Power System, vol. 20, n. 4, pp. 1757-1764, 2005.
- [12] Massoud, A. M.; Ahmed, S.; Finney, S. J.; Williams, B. W. "Inverter-Based Versus Synchronous-Based Distributed Generation: Fault Current Limitation and Protection Issues", IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp.58-63, 2010.
- [13] Turcotte, D.; Katiraei, F. "Fault Contribution of Grid-Connected Inverters", IEEE Electrical Power Conference, Canada, Oct., 2010.
- [14] Arioli, F. C. T.; Salles, N. J.; Ferreira, D. J. "Estudos de Impactos da Contribuição de Geradores Fotovoltaicos na Proteção de Sobrecorrente dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica". XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica.
- [15] Wilsun Xu, Fellow, IEEE. "A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System" - IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 3, NO. 3, SEPTEMBER 2012.