

**Avaliação do Impacto Causado na Proteção
pela Interligação de Produtores Independentes no
Sistema de Distribuição de Energia**

T. N. Tavares – UFSC, J. G. Rolim – UFSC

E-mail: temost@labspot.ufsc.br - jackie@labspot.ufsc.br

Palavras-chave – Coordenação da Proteção, Produtor Independente de Energia, Proteção de Sistemas Elétricos, Sistema de Distribuição.

Resumo - Este trabalho trata do impacto da interligação dos novos agentes produtores de energia nos sistemas de proteção das redes de distribuição. Vários panoramas podem ser observados, dependendo do tipo, localização e capacidade destes geradores, e no que tange estas características, o grau de impacto nos sistemas. A localização destes novos produtores. A análise dos problemas que surgem é realizada de forma investigativa, auxiliada pela literatura existente. Foram realizados estudos dos níveis de curto-circuito e redistribuição dos fluxos de potência, a partir de simulações computacionais em um sistema exemplo. O objetivo principal da ferramenta proposta é qualificar o impacto nos esquemas de proteção existentes, verificando se serão necessários novos ajustes ou mesmo a substituição dos dispositivos hoje utilizados. A metodologia empregada consiste da verificação da coordenação entre os esquemas de proteção utilizados, sendo abordados os tipos de proteção mais comuns às redes de distribuição. Alguns resultados e conclusões são mostrados de forma a motivar ainda mais a pesquisa, num ambiente pouco explorado, e com relevância fundamental para o fornecimento de energia com qualidade, confiabilidade e segurança.

1. INTRODUÇÃO

Com a desverticalização do setor elétrico no país, novos agentes surgiram decorrentes do processo natural de desregulamentação. Alguns destes novos agentes, são o Produtor Independente de Energia (PIE) e o Autoprodutor. De acordo com o Decreto 2003 de 10 de setembro de 1996, considera-se:

Produtor Independente de Energia Elétrica - a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

Autoprodutor de Energia Elétrica - a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Ambos novos agentes dependem de concessão de uso de bem público e podem ser interligados aos sistemas de distribuição ou transmissão de energia. Para que isso

ocorra, é necessário uma autorização da ANEEL, além de um estudo de viabilidade técnica realizado pela concessionária à qual o novo produtor pretende se conectar.

Surgem preocupações com a instalação de tais produtores, pois a presença dos mesmos, em especial dos PIE, tem um potencial de impacto significativo sobre a operação, proteção e controle dos referidos sistemas de distribuição/transmissão. A introdução destes geradores, constitui uma fonte de redistribuição de correntes de carga, fluxos e correntes de falta, assim como uma possível fonte de sobretensões. Dessa forma, um requisito fundamental para haver essa conexão, é a boa coordenação entre os esquemas de proteção do PIE e da concessionária. A proteção de interconexão bem projetada deve atender aos requisitos de segurança tanto do PIE, quanto da concessionária [1], [8].

Se por um lado, existem benefícios trazidos pela geração distribuída (outro termo utilizado para definir os PIE e autoprodutores) como aumento da capacidade do sistema para mais consumidores, e o possível suporte de tensão, que pode ser conseguido de acordo com as características do sistema, por outro lado a instalação dos mesmos pode vir a causar danos em equipamentos da concessionária e de seus clientes. Este cenário caracterizado por diversas nuances, motiva o estudo da presença desta nova geração de energia no sistemas de distribuição.

No item 2 serão discutidos os possíveis problemas que podem ser ocasionados pela instalação dos geradores independentes, no item 3 será abordando o impacto direto na proteção e finalmente nos itens 4 e 5 serão apresentados alguns resultados obtidos e conclusões pertinentes, respectivamente.

2. OS PROBLEMAS POSSÍVEIS

Os novos produtores podem se constituir de pequenas unidades geradoras dispersas, geralmente instaladas nos sistemas de distribuição, ou no caso de plantas de grande capacidade, nos sistemas de transmissão.

Como dito anteriormente, podem surgir diversos problemas com a interligação dos PIE para o sistema da concessionária. Problemas estes que se evidenciam principalmente na redistribuição dos fluxos de potência, alterações nos níveis de curto-circuito, sobretensões, e falhas no sistemas de proteção. A possibilidade de benefícios provenientes destas novas conexões não pode

ser desconsiderada, e neste trabalho também será abordada. Cada um destes assuntos é discriminado separadamente nos tópicos a seguir.

2.1 Redistribuição dos Fluxos de Potência

Antes da existência dos PIE a configuração dos sistemas elétricos fazia com que os fluxos de energia fossem transmitidos na direção fonte \Rightarrow carga. Com a presença destas novas máquinas, agora instaladas em pontos ao longo da extensão do sistema, geralmente mais próximas dos centros de carga, esta unidirecionalidade está comprometida.

Pode-se ter então, fluxos que percorram o sentido carga \Rightarrow fonte, redistribuindo as correntes (fluxos de potência), bem como as perdas. Podem haver agora, duas fontes de potência no alimentador ou ramal. Esta condição depende da localização da interconexão, da potência dos geradores independentes, e das cargas que estão conectadas aos alimentadores.

A relação entre a potência de saída e a carga no alimentador pode ditar o comportamento dos fluxos [2]. Se a potência de saída do PIE for menor que a carga à jusante da sua localização, as unidades do PIE reduzem o fluxo de potência entre o ponto de interconexão, e a subestação, sem impactos para as cargas à jusante do PIE.

Caso a potência do PIE seja maior que a carga instalada à jusante de sua localização, a situação muda. Pode-se criar fluxos reversos em direção à subestação da concessionária, como pode ser visto na Fig. 1 abaixo:

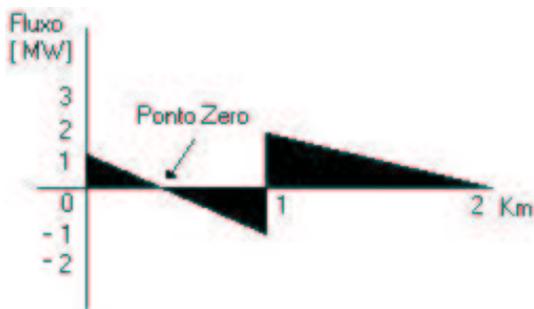


Fig.1 Produtor Independente produzindo 3 MW, sendo que 2 MW fluem à jusante do ponto de interconexão e 1MW flui em direção a subestação, criando o "chamado ponto zero"[2].

Em sendo a potência maior do que a carga em todo o alimentador que o PIE está conectado, é criado um "ponto zero" entre o produtor e a subestação. Este ponto é devido ao fluxo reverso do gerador independente. Este "ponto zero" não é fixo, pois como a carga no alimentador e a potência do PIE não estão correlacionados por todo o tempo, o ponto poderá se mover. Quanto aos fluxos nos outros ramos, esses permanecem inalterados.

De acordo com o cenário da interligação, o comportamento das perdas nos alimentadores pode alternar, sendo benéfico em determinado período (dias da semana, por exemplo), mas prejudicial em outro (fins-de-semana) [3]. Sendo muito dependente das características de cada região e sistema, fica difícil determinar com segurança um padrão geral.

2.2 Níveis de Curto-Circuito

Torna-se bastante salutar crer que os níveis de curto-circuito tendem a se modificar com a presença de novos geradores conectados no sistema de distribuição. Esses níveis tendem a aumentar com a entrada dos novos produtores, pois, nas regiões em que existia pouca geração, ou não existia, pode ser desenvolvida grande concentração de geração

Neste contexto, pode ser necessário haver investimentos nos esquemas de proteção, em caráter de melhoria ou substituição, para garantir-se a integridade e segurança do sistema. Faz-se imperioso então, que sejam verificados a partir de estudos e simulações, quão danosos podem ser os impactos de correntes de falta circulando em sentido reverso (em direção às subestações) provocando danos à consumidores e aos componentes do sistema elétrico.

Juntamente com os aspectos de elevação dos níveis de falta, deve-se observar a capacidade de interrupção dos equipamentos de operação do sistema, para esse novo ponto de operação. Os equipamentos como disjuntores e chaves, devem ser avaliados para se garantir sua perfeita operação quando forem exigidos. Em caso de substituição dos mesmos, a análise de curto serve como subsídio para especificação e compra dos novos equipamentos.

Observando a nível de transmissão, em [7] o autor discute o problema do aumento dos níveis de curto circuito pela conexão dos PIE à rede básica e dispositivos que podem ser empregados para reduzir estes valores, evitando a necessidade de troca dos dispositivos de manobra que não atendessem à nova capacidade de interrupção.

Um aspecto importante que deve ser considerado é o controle dos níveis de falta, que envolve a proteção do sistema e o próprio projeto da rede de distribuição, durante condições normais e anormais de operação.

A contribuição dos geradores para as correntes de falta é mais significativa em redes urbanas com circuitos de baixa impedância, do que nas redes rurais, onde os níveis de falta são geralmente menores, e esta contribuição normalmente não ocasiona problemas [4].

2.3 Níveis de Tensão

Como o aumento da potência gerada na rede, o suporte de reativos para o sistema de distribuição tende a melhorar. Com isso, o impacto dos novos produtores traduz-se pelo aumento dos níveis de tensão em algumas barras da rede. Interessa então verificar os valores máximos que podem ser atingidos de acordo com a localização e capacidade das máquinas a serem instaladas. O tipo de gerador, síncrono ou assíncrono, também influencia no aspecto perfil de tensões. Sabe-se que a máquina de indução com rotor em gaiola consome potência reativa da rede, em geral suprida por bancos de capacitores.

A possibilidade de sobretensões ou subtensões em determinados períodos de carga deve ser considerada. Neste caso, a concessionária pode por meio de contrato de fornecimento, acordar com o PIE, que o mesmo trabalhe com um nível de reativos controlado ou com controle automático de tensão.

O modo de operação dos geradores independentes também tem grande influência no comportamento da tensão [4]. Se estiverem acompanhando a carga (*peak looping*) ou em corte de pico (*peak shaving*) sem exportação para o sistema de distribuição, os efeitos na tensão praticamente inexistem, permanecendo a mesma nos limites satisfatórios.

Caso haja exportação de energia, um comportamento adverso pode se apresentar. Neste modo, os geradores podem apresentar significativa impedância para pontos onde a potência pode ser absorvida, implicando em afundamentos de tensão na direção dos terminais do gerador, partindo das barras da subestação. Isso pode ser explicado pelo fato da tensão nas barras ser considerada fixa. Este aspecto tenderá a ser um fator limitante na determinação do tamanho máximo dos geradores que podem ser conectados para um específico nível de tensão.

O grau de afundamento estará relacionado ao tipo de gerador que será conectado, se síncrono ou assíncrono, e seus sistemas de controle.

2.4 Desequilíbrios no Sistema

Quando uma planta de cogeração, que pode ser considerada um novo agente de geração de energia, está operando em paralelo com o sistema de distribuição, algum desequilíbrio ou desbalanceamento nas tensões e correntes pode ser sentido. O desequilíbrio próprio do sistema – antes do novo gerador – pode tornar-se pior com a nova conexão, embora as máquinas tenham estrutura próxima a uma rede polifásica simétrica [5].

As duas principais causas dos desequilíbrios no sistema, devido à operação paralela dos novos geradores, são o nível de potência gerada e os tipos de enrolamentos usados nos transformadores de conexão.

No primeiro caso tem-se que, como parte da energia fornecida às cargas advém da planta de cogeração, os fluxos mudam consideravelmente, implicando em mudanças nos perfis de tensão e corrente. As magnitudes e diferenças das cargas ao longo do alimentador, levam a diferentes níveis de desequilíbrio sob várias situações de geração.

Na segunda situação, a conexão do gerador particular se dá, em geral, por meio de um transformador isolador. A conexão direta também ocorre, mas não interessa nesta análise. Então o tipo de conexão dos enrolamentos afeta diretamente o nível de desequilíbrio, pois interfere nas correntes de seqüência zero que podem ou não circular.

Se a conexão do lado do gerador independente for tipo delta (Δ), há uma isolação natural das correntes de seqüência zero, quase que eliminando as conseqüências no desequilíbrio. Caso contrário, se a conexão for estrela (Y), os fatores de corrente de seqüência zero se elevam, incidindo diretamente nos níveis de desequilíbrio do sistema, elevando-os. Outras conexões podem ser consideradas, mas algumas com os mesmos efeitos, inclusive se houverem conexões Y aterrada.

2.5 Falhas na Proteção

Como dito anteriormente, na presença dos PIE, os esquemas de proteção existentes nos alimentadores juntamente com os dos novos agentes geradores, devem estar coordenados de maneira que a mudança de sentido dos fluxos de corrente (potência) que podem ocorrer, em regime permanente ou numa falta, não venham a danificar o sistema elétrico.

Em sendo na sua maioria, os sistemas de distribuição radiais, os dispositivos mais utilizados na proteção são relés de sobrecorrente de tempo inverso/definindo, e relés de sobrecorrente de neutro. Portanto, devido a esta característica de funcionamento não-direcional, poderão ocorrer falhas nos esquemas de proteção, e os mesmos não atuar corretamente. Logo, se fará necessário aplicar melhorias e ajustes, de forma a garantir o bom desempenho da proteção.

Este assunto por ser o foco principal deste trabalho, será mais profundamente discutido no próximo tópico.

3. O IMPACTO NA PROTEÇÃO

Nos sistemas de distribuição comumente encontrados em nosso país, a característica predominante é a radial. Os alimentadores e dispositivos de proteção empregados foram concebidos para atuar em defeitos na direção SE \Rightarrow carga. Com a redistribuição indesejada das correntes de falta e carga, e possibilidade de sobretensões no sistema, os esquemas de proteção devem ser revistos, no intuito de verificar sua correta atuação.

Da mesma forma que a concessionária tem o interesse de manter seu sistema em pleno funcionamento, em condições normais e anormais também, os proprietários da produção independente de energia, buscam proteger seus equipamentos não somente de curtos-circuitos, mas de operações anormais advindas do sistema de distribuição. Alguns exemplos dessas condições impostas são: sobreexcitação, sobretensões, correntes desbalanceadas, variações de frequência e “ondas de torque” devido ao religamento automático de disjuntores. Estas ocorrências são também prejudiciais ao funcionamento do PIE.

Em [9] os autores relatam problemas que a ELETRONORTE experimentou após a conexão de produtores independentes em seus sistemas, principalmente nos sistemas isolados, devido a características de operação, proteção e controle de PIEs incompatíveis com o desempenho do sistema como um todo. As dificuldades relatadas incluem manutenção nos níveis de tensão e comportamento inadequado das proteções de subfrequência com esquemas de alívio de carga.

Todos esses problemas devem ser resolvidos, ou pelo menos minorados, antes do pleno funcionamento em paralelo do PIE. Isso mostra que deve haver uma preocupação por parte de ambos os lados (concessionária e PIE) no sentido de verificar a adequação do ponto de interligação e coordenação dos esquemas de proteção.

Torna-se evidente que uma ferramenta muito útil nesta tarefa de concatenar esforços para atender as exigências de ambos os lados, seria um sistema para verificação da coordenação entre os dispositivos de proteção presentes nas instalações da concessionária e do PIE.

3.1 A Questão da Coordenação

A coordenação de dispositivos de proteção tem como objetivo a determinação de ajustes graduados para alcançar e manter a seletividade entre tais dispositivos envolvidos, no intuito de assegurar a operação segura e confiável do sistema elétrico [6].

Esta operação segura e confiável, significa a eliminação das faltas no menor tempo possível evitando maiores danos, juntamente com a isolação da menor parte do sistema, o mais próximo possível da origem da falta.

A grande chave do assunto diz respeito a direcionalidade que inexistente no caso de relés convencionais de sobrecorrente, chaves fusível e religadores. Estes dispositivos de proteção apenas verificam falhas para o sentido ajustado antes da existência dos PIE. Agora com a nova distribuição das correntes de falta, os mesmos possuem grande tendência a falharem em sua função, sendo passíveis de novos ajustes, e possivelmente até substituição por unidades que considerem a direção e sentido da falta. Outro aspecto importante é que a eliminação da falta pode não mais ocorrer com a abertura do circuito apenas em um ponto, já que há mais de uma fonte no alimentador.

Faz-se necessário estudar a coordenação entre os esquemas de proteção presentes no sistema da concessionária, com seus relés, fusíveis e religadores, e os esquemas do novo produtor, que geralmente envolvem relés de sobrecorrente, sub e sobretensão, sincronismo, frequência, e outros dispositivos que estejam presentes. Os efeitos dos produtores independentes na coordenação, é sentido de acordo com o tamanho, tipo e localização destes produtores no sistema de distribuição.

Uma forma de avaliação da coordenação é através dos gráficos ou curvas dos dispositivos envolvidos no trechos protegidos. Os conceitos de equipamento protegido e equipamento protetor de igual forma são utilizados, bem como proteção primária e de retaguarda, estes últimos com respeito a confiabilidade da proteção.

O tempo ou intervalo de coordenação é a margem temporal assegurada para que um dispositivo dito protetor atue na eliminação de uma falta antes do dispositivo protegido, na direção de coordenação. Na presença de PIE, estes intervalos de tempo podem não ser mantidos devido à nova característica do sistema. Pode então ocorrer, para cada caso, que algumas margens sejam conseguidas, e em outros casos a coordenação seja indisponível. Vejamos a metodologia proposta e alguns casos que foram considerados.

3.2 A Metodologia Empregada

Na proposição deste trabalho foram concebidas estratégias para verificação da coordenação dos

dispositivos presentes no sistema da concessionária e dos possíveis esquemas empregados na instalação do PIE.

A metodologia de análise consiste do levantamento das curvas de dois dispositivos em um coordenograma – gráfico em escala log-log onde as curvas são traçadas – verificando se o tempo de coordenação entre ambos se mantém em todo o intervalo considerado. Se este tempo mínimo permanecer num ajuste pré-estabelecido para todos os pontos das curvas consideradas, os dispositivos são ditos coordenados. Em caso contrário, estão descoordenados e necessitam de novos ajustes, sejam para passar para outra curva ou outro tap (relés), ou outro valor de fusível ou ainda outro modo de operação no caso de religadores.

A ferramenta empregada para verificação da coordenação é um programa computacional que está sendo desenvolvido na linguagem Visual Basic, onde são aproveitados os recursos gráficos disponíveis para traçar as curvas dos dispositivos, mostrando visualmente a coordenação.

Os dados dos dispositivos são levantados a partir dos catálogos dos fabricantes, juntamente com informações conseguidas junto às concessionárias. Todos estes dados são armazenados em arquivos de dados que são carregados no momento da execução do software. Outras ferramentas que fornecem dados fundamentais para a análise da coordenação, como a ferramenta de cálculo de curto-circuito, poderão ser incorporadas ao programa principal, para funcionarem sob a forma de módulos. Este trabalho está sendo desenvolvido em ambiente windows, no Laboratório de Sistemas de Potência (LABSPOT) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

3.3 Casos Considerados

Tradicionalmente os sistemas de proteção da distribuição foram projetados para assumir o sistema com sendo radial. Predominaram então, os dispositivos que atuavam para correntes em apenas um sentido. Neste caso havia apenas uma direção de coordenação, e as margens de tempo eram estabelecidas e cumpridas. Com o advento da interconexão dos PIE, os fluxos e correntes de falta podem existir em localizações à montante e a jusante destes dispositivos, modificando suas características de atuação.

Alguns casos foram considerados no escopo deste trabalho, à título de pesquisa dos efeitos provenientes da interconexão de novas fontes de curto. Aqui vamos abordar o estudo da coordenação fusível-fusível, religador-fusível, e relé-relé. Começamos pelo fusível-fusível.

3.3.1 Coordenação Fusível-Fusível

Os fusíveis possuem duas curvas características que são usadas na eliminação de faltas: Tempo de Mínima Fusão (TMF), e o Tempo Total de Eliminação da Falta (TTE). Essas duas características fornecem o tempo mínimo de atuação de um dos fusíveis (protetor) em relação ao outro (protegido), para a eliminação completa da falta considerada.

Seja o diagrama mostrado na Fig.2 a seguir, onde supõe-se uma falta no ramo de um alimentador de distribuição. O fusível 2 deverá ter um TTE menor que o respectivo TMF do fusível 1, para evitar danos ao mesmo, prevenindo uma descoordenação entre ambos.

Este comportamento é garantido com valores já conhecidos, antes da presença dos novos produtores. Agora com novas fontes de curto envolvidas, expandindo para um circuito com mais ramais e alimentadores, os ajustes tradicionais podem não garantir a eficácia da proteção, pois faltas à montante e à jusante podem surgir, e os tempos de coordenação deverão mudar, ou seja, os fusíveis podem atuar para faltas antes e depois de sua localização.

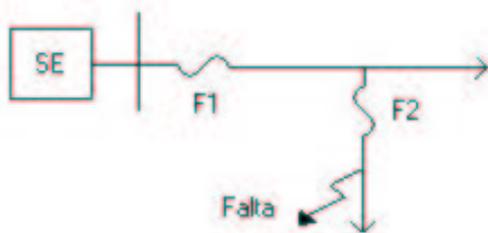


Fig.2 Curto-Circuito em um ramo de distribuição

Os intervalos de coordenação terão de ser revistos, logicamente, dependendo das características antes citadas dos novos geradores. Uma proposição aceitável seria determinar margens de coordenação diferentes para faltas à montante e à jusante, para um par de fusíveis a serem coordenados [8]. Na figura 3 abaixo pode-se ver dois intervalos para um sistema com possibilidade de faltas à montante e à jusante dos fusíveis.

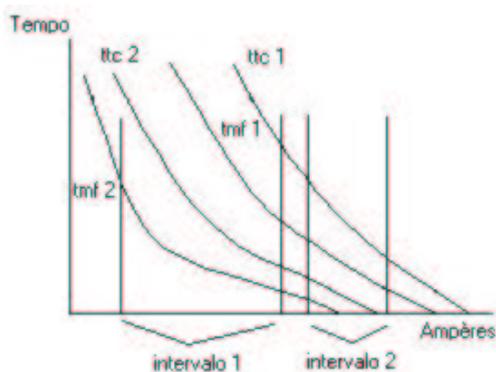


Fig. 3 – Intervalos de Coordenação com PIE Conectado ao Sistema com Diferentes Faltas à Montante e à Jusante

3.3.2 Coordenação Religador – Fusível

O religador é um dispositivo de proteção utilizado para eliminar faltas temporárias que ocorrem no sistema, antes da atuação de um fusível que com ele esteja coordenado. Ou seja, o fusível deverá atuar somente para faltas permanentes, e o religador com uma operação rápida apenas desconecta o circuito temporariamente. Esta funcionalidade permite ao religador manter o

fornecimento de energia com confiabilidade, segurança e economicidade, além de seletividade e rapidez para os sistemas de proteção.

Além desta função de permitir a eliminação de uma falta temporária no menor tempo de desligamento possível do sistema, o religador também pode fornecer uma proteção de retaguarda para faltas permanentes que não sejam eliminadas pelo fusível.

Os religadores geralmente atuam em dois modos de operação: rápido e lento (temporizado). Estas duas características são fundamentais para assegurar a coordenação entre os dois dispositivos, principalmente na presença de um PIE conectado ao alimentador. Caso exista um novo produtor interconectado entre o religador e um fusível, para faltas no ramo lateral é muito plausível que o fusível “veja” correntes de falta maiores que o religador, fazendo que surja uma margem entre a correntes vistas pelos dois dispositivos. Na figura 4 pode ser vista uma configuração como essa:

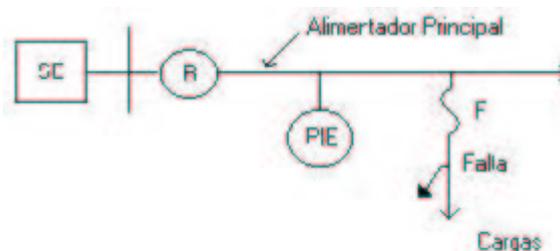


Fig.4 Seção de um Sistema de Distribuição com um PIE Conectado Entre o Religador e uma Chave-Fusível

A largura desta margem será determinada pela capacidade, tipo e localização do gerador, onde quanto maior e mais próximo estiver da saída do alimentador, maior será essa margem de correntes [8].

Caso esta margem ultrapasse um valor determinado pela corrente de falta, o fusível poderá operar antes do religador abrir o circuito, e a coordenação será perdida. Logo, a coordenação poderá estar mais comprometida se o PIE injetar mais corrente de falta ou estar mais próximo do alimentador ao qual está conectado.

Outra consideração a ser tomada é quanto à proteção de sincronismo, ou seja, o sincronismo entre o novo gerador e o sistema da concessionária, pois quando ocorrer a reenergização do sistema por parte do religador, o sistema não estará desenergizado como nas situações anteriores, mas, com a presença do gerador independente, e isto será particularmente danoso para o PIE, se não realizado com controle de sincronismo.

Essa peculiaridade está também intimamente ligada a questão de ilhamentos, onde o PIE continuará a fornecer energia a uma parte do sistema em caso da proteção retirar todas as possibilidades de conexão com o mesmo. Isto poderá representar problemas à operação do sistema, sendo portanto fundamental uma supervisão e proteção adequadas por ambas as partes (PIE e concessionária), visando evitar tais configurações.

3.3.3 Coordenação Relé – Relé

A presença de relés de sobrecorrente, principalmente, é mais que garantida nos sistemas de distribuição de energia. A filosofia de proteção (coordenação) para relés em sistemas radiais é garantir um intervalo de coordenação tal que, para maior corrente de falta em uma barra ou trecho, o relé mais próximo da falta atuará como proteção primária num tempo menor e o próximo relé na direção de coordenação atuará com proteção de retaguarda num tempo maior, ressaltando a característica inversa de tempo x corrente, que mantém a coordenação também para a menor corrente de curto.

Da mesma forma que nos outros casos, as características de capacidade e tipo dos novos geradores, além da localização no sistema, interferem na coordenação. Neste caso específico, os relés próximos ao PIE podem “ver” a mesma corrente de curto, à montante e à jusante, implicando em perda da coordenação.

De outro modo, poderá ocorrer que o relé mais próximo da falta “verá” maior corrente que o outro adjacente, se ele for capaz de sentir correntes à montante (na direção carga para subestação), onde uma margem de coordenação ainda pode permanecer válida, pois o relé primário poderá atuar mais rapidamente. A situação pode mudar dependendo da configuração do sistema, logo, o diagrama abaixo é representativo:

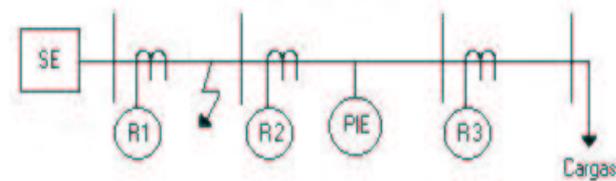


Fig.5 Sistema de Distribuição Radial Protegido por Relés de Sobrecorrente na Presença de PIE Submetido a Falta no Alimentador

A análise de coordenação para relés de sobrecorrente num sistema com PIE é muito relativa, e cada caso deve ser estudado, trazendo as suas peculiaridades, podendo a coordenação ser perdida ou mantida. Se houverem malhas ou o sistema se caracterizar em anel, toda a coordenação muda, e a análise torna-se mais difícil, sendo esta situação não abordada por este trabalho. Neste caso específico, tanto R1 como R2 deveriam abrir o circuito, pois o PIE poderia ainda alimentar o defeito caso algum destes relés não atuasse.

4. RESULTADOS OBTIDOS

Foram realizadas várias simulações em um sistema-teste de cinco barras radial, onde foi considerada a geração independente sendo composta de geradores síncronos conectados em pontos diferenciados do sistema de distribuição. Neste trabalho serão mostrados apenas os resultados nos níveis de curto-circuito. Para chegar-se a estes resultados foi utilizada uma ferramenta computacional para análise de curto-circuito. Os resultados estão exibidos a seguir.

4.1 Análise de Curto-Circuito

Os resultados dos níveis de curto no sistema foram condensados em tabelas, agrupados em classes cada uma representando um tipo de curto calculado: curto fase-terra, curto bifásico e curto simétrico (trifásico). As simulações foram realizadas para um PIE com capacidade de 30 MVA – 13,8 kV, interconectado em vários pontos do sistema, onde pode-se observar os níveis de curto em cada barra do sistema-teste. Um caso base foi definido com padrão para as análises.

4.1.1 Caso Base – Sistema sem PIE

A figura 6 mostra o sistema-teste idealizado:



Fig.6 Sistema-Teste Radial Utilizado nas Simulações Computacionais

O sistema teste proposto é um trecho de um alimentador principal de 13.8kV, com 16 km de comprimento, alimentando uma carga total de 40MVA. Os resultados das simulações exibidos na tabela I, nos mostram que num sistema radial com apenas uma fonte de energia, os níveis de curto vão se reduzindo ao se afastar da subestação de distribuição.

Tal comportamento, já esperado, indica que nas regiões mais distantes o nível de curto é baixo, e quase inexistente se considerarmos alimentadores de grande comprimento. Como as faltas simuladas foram curto francos, exigindo maior severidade, os níveis de faltas simétricas foram os mais elevados, apesar da assimetria dos curtos mono e bifásicos.

TABELA I
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA SISTEMA SEM PRESENÇA DE PIE

| Barras | Níveis de Curto-Circuito | | | | | |
|--------|--------------------------|------|----------------|------|----------|------|
| | Curto 1φ-terra | | Curto 2φ-terra | | Curto 3φ | |
| | A | p.u. | A | p.u. | A | p.u. |
| 1 | 4009.30 | 0.96 | 4240.62 | 1.02 | 4896.65 | 1.17 |
| 2 | 1284.14 | 0.31 | 1637.03 | 0.39 | 1890.27 | 0.45 |
| 3 | 832.81 | 0.20 | 1053.98 | 0.25 | 1216.95 | 0.29 |
| 4 | 661.67 | 0.16 | 789.08 | 0.19 | 911.15 | 0.22 |
| 5 | 514.49 | 0.12 | 617.54 | 0.15 | 713.08 | 0.17 |

4.2.2 Caso I – Sistema com PIE em “fim-de-linha”

Neste caso o PIE foi locado na última barra do sistema, que consideramos ser o “fim-de-linha” do alimentador, ou seja as duas fontes de geração ficaram totalmente opostas, cada uma numa ponta do sistema. Os níveis de curto após a conexão são apresentados na Tabela II:

TABELA II
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA SISTEMA COM PIE NO FIM DO ALIMENTADOR

| Barras | Níveis de Curto-Circuito | | | | | |
|--------|--------------------------|------|----------------|-------|---------|-------|
| | Curto 1φ-terra | | Curto 2φ-terra | | Curto3φ | |
| | A | p.u. | A | p.u. | A | p.u. |
| 1 | 4593.6 | 1.01 | 4941.4 | 1.18 | 5705.86 | 1.36 |
| 2 | 2141.4 | 0.51 | 2618.0 | 0.63 | 3022.95 | 0.73 |
| 3 | 2170.3 | 0.52 | 2522.2 | 0.60 | 2912.38 | 0.70 |
| 4 | 2933.3 | 0.70 | 3546.5 | 0.85 | 4095.12 | 0.98 |
| 5 | 135621. | 32.4 | 93429.2 | 22.33 | 107883 | 25.79 |

Os resultados indicaram que o nível de curto na região em que está instalado o PIE, cresce fortemente atingindo um valor bem acima do próprio nível da subestação considerada. Nesta região então faz-se necessário rever os esquemas de proteção, bem como a capacidade de operação dos dispositivos de manobra e disjunção, pois a integridade do sistema ficará comprometida em caso de falta nesta localização.

Uma outra característica marcante é que para faltas monofásicas, o nível de curto é bem superior ao das faltas trifásicas, isto devido ao nível de assimetria e desbalanceamento das correntes provocando este comportamento inusitado.

4.1.3 Caso II – Sistema com PIE logo após a SE

Para este caso considerou-se a presença do PIE na barra mais próxima da subestação, “vendo” portanto, as mesmas cargas antes somente alimentadas pela concessionária. Como o nível de geração aqui é considerável em comparação com a subestação, um “ponto-zero” pode ser gerado no alimentador. A tabela III a seguir exhibe os resultados encontrados:

TABELA III
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA SISTEMA COM PIE CONECTADO LOGO APÓS A SUBESTAÇÃO

| Barras | Níveis de Curto-Circuito | | | | | |
|--------|--------------------------|-------|----------------|-------|---------|-------|
| | Curto 1φ-terra | | Curto 2φ-terra | | Curto3φ | |
| | A | p.u. | A | p.u. | A | p.u. |
| 1 | 5913.9 | 1.41 | 6774.1 | 1.62 | 7822.1 | 1.87 |
| 2 | 136754 | 32.69 | 94335 | 22.55 | 108928 | 26.04 |
| 3 | 2333.8 | 0.56 | 2879.7 | 0.69 | 3325.2 | 0.80 |
| 4 | 1353.0 | 0.32 | 1502.1 | 0.36 | 1734.4 | 0.42 |
| 5 | 853.3 | 0.20 | 982.1 | 0.24 | 1134.0 | 0.27 |

Os valores de curto indicam elevação dos níveis de curto na região do PIE bem acima dos valores da própria subestação, e pode-se observar também que os níveis na barra da subestação da mesma forma aumentaram, levando a possíveis danos à subestação em caso de falta próxima a mesma. A contribuição das correntes de falta do gerador independente é de fato preocupante, devido à

imposição de mais um ponto de instabilidade logo no início do sistema, considerando este caso.

4.1.4 Caso III – Sistema com PIE conectado diretamente ao alimentador

Para este caso considerou-se a presença do PIE na barra conectado diretamente ao alimentador que sai da subestação, sem transformador de conexão. Apesar desta conexão não ser usual na prática, serve para estudar um provável impacto com geradores de menor porte como os autoprodutores que esporadicamente podem produzir excedentes de energia para venda. Nesta situação criou-se uma barra fictícia para alocar este novo gerador, para fins de simulação. A tabela IV a seguir exhibe os resultados encontrados:

TABELA IV
NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO POR BARRA PARA SISTEMA COM GERADOR CONECTADO DIRETAMENTE AO ALIMENTADOR

| Barras | Níveis de Curto-Circuito | | | | | |
|--------|--------------------------|-------|----------------|-------|---------|-------|
| | Curto 1φ-terra | | Curto 2φ-terra | | Curto3φ | |
| | A | p.u. | A | p.u. | A | p.u. |
| 1 | 4909.01 | 1.17 | 5351.69 | 1.28 | 6179.61 | 1.28 |
| 2 | 3003.95 | 0.72 | 3610.74 | 0.86 | 4169.33 | 0.99 |
| 3 | 7065.32 | 1.70 | 6986.34 | 1.67 | 8067.13 | 1.93 |
| 4 | 6176.12 | 1.48 | 5934.31 | 1.42 | 6852.35 | 1.64 |
| 5 | 1679.01 | 0.40 | 1918.24 | 0.46 | 2214.99 | 0.53 |
| 6 | 135942 | 32.49 | 93685 | 22.39 | 108178 | 25.86 |

A “barra” 6 representa o ponto de conexão do PIE e sua localização foi entre as barras 3 e 4, entre os dois principais pontos de carga. Neste caso há uma enorme elevação das correntes de falta entre os pontos considerados, sendo prejudicial esta condição para os consumidores localizados nesta posição.

5. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou resultados iniciais de um estudo que está sendo realizado para avaliar o impacto da conexão dos Produtores Independentes de Energia aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esta avaliação consta da análise da coordenação dos dispositivos de proteção utilizados pela concessionária e pelo PIE, além da análise dos níveis de curto-circuito e redistribuição dos fluxos de potência.

Foram empregadas ferramentas computacionais para simulação de vários casos, variando-se a localização e potência dos geradores do PIE conectado. Os resultados obtidos nos permitem traçar algumas considerações finais sobre os tópicos avaliados.

Quanto aos níveis de curto-circuito, observa-se uma forte elevação no local e nas regiões próximas ao ponto onde o PIE está instalado. Isto eleva ao todo o nível de curto do sistema, pois nestas regiões não havia nenhuma geração. Portanto, há a necessidade de verificação dos dispositivos de proteção existentes, além dos equipamentos de

manobra e disjunção. Neste contexto, poderá ser necessário haver investimentos nos esquemas de proteção, e nos equipamentos do sistema, em caráter de melhoria ou substituição, para garantir-se a integridade e segurança do sistema.

Em relação a redistribuição dos fluxos de potência, é importante notar que antes da existência dos PIE os fluxos transitavam no sentido subestação distribuidora => carga, e agora com a presença nas novas fontes geradoras os mesmos podem fluir em sentido contrário, com a possibilidade de surgirem problemas provenientes desta situação. Esta alteração dos fluxos, incidem em variação nas perdas, que dependerão do tipo, capacidade e localização dos novos geradores. Outra preocupação é o aumento dos desequilíbrios do sistema, nas tensões e correntes. Os níveis de tensão também se alteram, resultando em sobretensões ou subtensões em determinados pontos do sistema, e ainda um cenário altamente danoso ao sistema que é o “ilhamento”, onde o PIE continua alimentando parte dos consumidores que não foram retirados pela proteção. Para evitar tais problemas devem ser instalados dispositivos de proteção adequados.

Fica evidente que as características do esquemas de proteção podem mudar com a presença dos PIE, e a avaliação da coordenação é o melhor método para determinar quais mudanças devem ser adotadas para garantir a correta operação da proteção.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C.J. Mozina, “Protección de Interconexiones de Generadores de IPP Usando Tecnología Digital”, Reunion de Verano de Potencia, Acapulco, Mexico, July, 1999.
- [2] H.L. Willis, “Analytical Methods and Rules of Thumb for Modeling DG–Distribution Interaction,” Power Engineering Society Summer Meeting 2000. IEEE Vol.3, pp 1643-1644, 2000.
- [3] J.L.P. Silva, J.A.F. Pascoal, J.A.P. Lopes, “Análise do Impacto Técnico da Produção Independente Descentralizada Baseada em Cogeração em Redes de Distribuição de Serviço Público”, 4º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exploração de Redes de Energia. Rio de Janeiro, Brasil, 1999.
- [4] G. Hodgkinson, “System Implications of Embedded Generation and its Protection and Control”, IEE Colloquium, 1998.
- [5] T.-H. Chen, W.-C. Yang, “Effects of Cogeneration Plant on the System Imbalance of a Distribution Feeder Connected With It”, Electrical Power and Energy Systems 23, pp 381-388, 2001.
- [6] P.M. Anderson, “Power System Protection”, IEEE Press, Ed. Mc Graw Hill, New Jersey, 1999.
- [7] Amon Filho, J. , “Conexão de Produtores Independentes à Rede Básica Segundo o Novo Modelo do Setor Elétrico: Tecnologias para a Limitação dos Níveis de Curto-Circuito e a Experiência de Aplicação no Sistema de Transmissão Brasileiro”, VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica-SEPOPE, Brasília, Maio de 2002.
- [8] Girgis, A.; Brahma, S., “Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System” – 2001 Conference on Large Engineering Systems – LESCOPE, 2001, pp 115-119.
- [9] Brito, N. H. M. N.; Aviz, C. A. M.; Máximo, R. M. T.; Castro, C. S. ; Teixeira, M. B., “Experiência da Eletronorte na Operação de Sistemas Elétricos com a Presença de Produtores Independentes de Energia” - VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, Brasília, Maio de 200