

SENDI 2004

SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**Conexão dos produtores independentes: Um estudo do impacto e requisitos de proteção
– A experiência da Copel**

J. N. R. Romeiro Filho

J. R. P. Silva

A. S. Mishima

romeiro @copel.com

jose@copel.com

mishima@copel.com

Companhia Paranaense de Energia - COPEL

RESUMO

O modelo do setor elétrico garante livre acesso aos produtores independentes de energia, inclusive os classificados como geração distribuída, existindo tendência mundial para o incremento deste tipo de geração. Este artigo analisa os requisitos de proteção necessários para a conexão de produtores independentes de energia e discute o impacto na proteção do sistema elétrico da transmissão com a conexão destes produtores de energia. Apresenta casos reais, onde foi necessário utilizar alterações na proteção do sistema elétrico e prever proteção adicional. Resultados de simulações de estabilidade são apresentados.

PALAVRAS-CHAVE: Proteção de interconexão, Requisitos de proteção, Geração distribuída, Impacto de conexão de produtores independentes de energia, Estabilidade.

1. INTRODUÇÃO

A desregulamentação dos setores elétricos e a pressão da sociedade pela busca no aumento da eficácia dos sistemas elétricos em termos ambientais estabeleceram uma tendência mundial para o acesso de produtores de energia aos setores elétricos com a conseqüente promoção de incentivos para a adoção de geração descentralizada de energia.

A geração descentralizada ou distribuída é caracterizada por ser constituída por pequenas fontes de energia, tipicamente até 30MW, próxima das cargas, sem necessidade de um controle central, podendo ser constituída por sistemas convencionais, tais como pequenas centrais hidrelétricas e sistemas de cogeração de energia, bem como por outras tecnologias.

Entre as vantagens desta tem-se tempo de implantação inferior ao da geração centralizada, postergação de reforços na transmissão, aumento na confiabilidade dos consumidores próximos, aumento na estabilidade do sistema elétrico, redução de perdas na transmissão, redução de impactos ambientais e aumento na eficiência energética.

O modelo atual do setor elétrico brasileiro garante livre acesso de produtores de energia ao sistema elétrico, tendo surgido as figuras de autoprodutores, produtores independentes de energia e cogeneradores.

Ainda que proporcionando benefícios econômicos e ambientais, a geração distribuída gera necessidades de estudos técnicos, legais e econômicos.

2. ACESSANTES DE GERAÇÃO NA COPEL

Na Copel, segundo [1], a potência prevista de acessantes de geração, na modalidade de produtores independentes, com consulta inicial realizada, em fase de estudos ou implantação dos projetos e que possuem potência instalada prevista de até 30MW, atinge um total de 638 MW, sendo destes correspondentes à cogeração cerca de 203 MW e correspondentes à pequenas centrais um total de 435 MW. Os auto-produtores, na mesma situação, correspondem a um total de 36 MW, adicionais. O número total de projetos é de 60, com cerca de 14% destes em fase de implantação.

Diversos produtores independentes e autoprodutores estão em operação conectados ao sistema da Copel. Pode-se citar a UHE Fundão (119MW) e UHE Santa Clara (119MW), já em construção, entre os novos produtores independentes.

3. IMPACTO DA CONEXÃO DE PRODUTORES INDEPENDENTES NA PROTEÇÃO

A conexão de produtores independentes de energia provoca impactos no sistema elétrico, entre os quais aqueles relacionados a limites térmicos, fluxo de potência ativa e reativa, perfil e controle de tensão, requisitos de aterramento, níveis de falta e capacidade de equipamentos de manobra, qualidade da energia, confiabilidade, segurança de pessoal, estabilidade, restabelecimento de serviço, qualidade da energia, custo e também proteção. O impacto provocado na proteção depende de diversos fatores entre os quais tipo e tamanho dos geradores, ponto de conexão ao sistema e forma de operação.

Os geradores de grande porte, que não se enquadram como geração distribuída, são conectados ao sistema elétrico de forma integrada ao próprio sistema.

Mesmo para pequenos geradores existem problemas significativos e também relacionados à proteção entre os quais pode-se citar:

- coordenação inadequada;
- problemas com queima de fusíveis;
- religamento fora de sincronismo;
- necessidade de transferência de disparo;
- proteção contra ilhamento não intencional;
- sobretensões;
- faltas no lado da concessionária;
- proteção de subfrequência

A conexão de pequenas unidades geradoras ao sistema de transmissão normalmente pode não ser adequada pelo porte destas unidades e pelos requisitos e custos mais elevados do sistema de transmissão. Em geral os

pequenos geradores são conectados ao sistema de distribuição, conforme mostra-se na figura 1, mas as concessionárias de energia tem seus sistemas de distribuição projetados, otimizados e operados para uma topologia radial, não tendo suas subestações previsão de existência de fontes de energia do lado de baixa tensão, exigindo-se que a proteção seja adaptada.

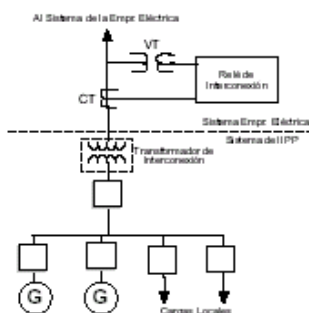


Figura 1 – Conexão típica de pequeno PIE ao sistema

4. PRÁTICAS DE PROTEÇÃO E REQUISITOS TÉCNICOS

4.1. Práticas

Estudos dos impactos causados na proteção por produtor independente podem ser vistos em diversas referências, sendo muitas vezes ressaltadas necessidades de adaptações na proteção.

Um dos aspectos relevantes com relação à proteção diz respeito ao tipo de conexão dos transformadores de interconexão, como pode ser visto em [2].

Esquemas de proteção para pequenos geradores são apresentados em [3],[4],[5] e [6]. Uma discussão com relação à mitos de proteção para interconexão de geração distribuída é apresentada em [7]. A referência [8] apresenta uma discussão detalhada sobre proteção contra ilhamento não intencional.

4.2. Requisitos técnicos

Esforços a nível mundial foram desenvolvidos tanto por concessionárias de energia quanto por outras organizações tentando padronizar os requisitos técnicos mínimos necessários para a conexão de produtores independentes, englobados como geração distribuída, aos sistemas elétricos existentes .

De particular interesse, os esforços desenvolvidos pelo IEEE, resultaram em uma norma contendo requisitos mínimos para a interconexão de geradores de até 10MW, publicados em 2003 [9].

Também as empresas de energia brasileiras possuem seus próprios requisitos mínimos para conexão de produtores independentes de energia de pequeno porte aos seus sistemas.

A tabela 1 mostra as funções previstas para interligação de pequenos produtores de energia:

Tabela 1: Funções de proteção de interconexão

Proteção	Objetivo	Funções
Proteção de sobrecorrente de fase	faltas entre fases no sistema	51/51V/ 67
Proteção de sobrecorrente de terra	faltas à terra no sistema	51N/67N
Proteção de sub/sobretensão de neutro	faltas à terra no sistema (transformador com conexão em delta)	59G/59N/27N
Proteção de sub e sobrefrequência	condições anormais de frequência e ilhamento	81U/81O
Proteção de sub/sobretensão	condições anormais de tensão e ilhamento	59/27
Proteção direcional de potência	deteção de fluxo de potência anormal e limitação de exportação de potência ativa	32R
Verificação de sincronismo e tensão	supervisão de condições de tensão e sincronismo	25 59B/59L/27B/27L
Proteção contra ilhamento	deteção de condição de ilhamento	81U-81O *

* outros algoritmos como salto de vetor de tensão, taxa de variação de frequência, taxa de variação de potência

A figura 2 mostra um diagrama unifilar genérico da conexão de um produtor independente de pequeno porte com algumas das proteções mencionadas.

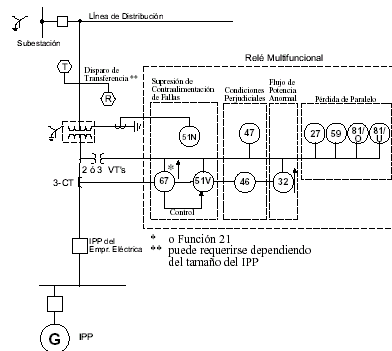


Figura 2 – Diagrama unifilar genérico de interligação

As tabelas 2 e 3 a seguir apresentam os ajustes sugeridos em [9] para as proteções de sub e sobretensão e sub e sobrefrequência.

Tabela 2: Ajustes sugeridos de sub e sobretensão

Resposta da proteção de interconexão para tensões anormais	
Faixa de tensão (% de V_n)	Tempo de atuação (s)
$V < 50$	0,16
$50 < V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V > 120$	0,16

Tabela 3: Ajustes sugeridos de sub e sobrefrequência

Resposta da proteção de interconexão para frequências anormais	
Faixa de frequência (Hz)	Tempo de atuação (s)
$f < 57$	0,16
$57 < f < 59,3$	*
$f > 60,5$	0,16

* a ser definida pela concessionária

5. ANÁLISE DOS REQUISITOS DE PROTEÇÃO NO CASO DA COPEL

Uma subestação genérica da COPEL é mostrada na figura 3 a seguir:

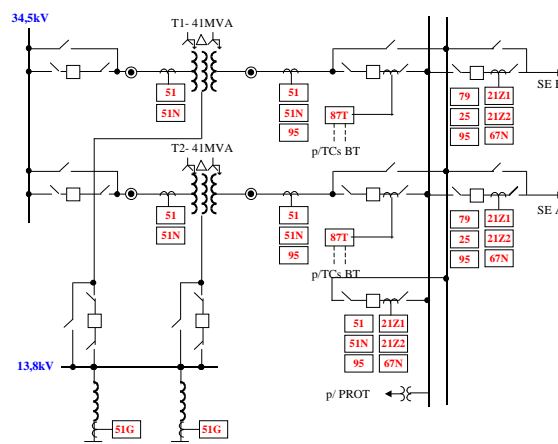


Figura 3 – Diagrama unifilar genérico de SE típica

Uma das particularidades do sistema de 13,8kV da Copel é a alimentação em delta dos transformadores de carga com utilização de transformador de aterramento, limitando as sobretensões a 40% nas fases sãs. Para a detecção de faltas à terra na área de 13,8kV existe um relé de sobrecorrente de terra (51G) no neutro do transformador de aterramento.

De forma geral, os atuais requisitos da Copel para a conexão de produtores independentes de energia estabelecem que esta conexão não pode acarretar prejuízo à qualidade da energia fornecida aos outros agentes conectados, com a subestação e tensão de conexão definidas pela Copel, após estudos de integração. Assim, a operação em paralelo destes produtores é analisada caso a caso, atendendo a aspectos de qualidade, confiabilidade e proteção, devido à diversidade das instalações existentes.

É solicitada proteção adicional para faltas no sistema de transmissão com alimentação de retorno em função da conexão do produtor independente.

5.1. Conexão ao sistema de transmissão

A conexão ao sistema de transmissão em derivação não é admitida no sistema da Copel. A conexão do produtor independente ao sistema de transmissão pode ser efetuada por seccionamento da linha de transmissão ou por ramal expresso até a subestação de transmissão. No caso de conexão ao sistema de transmissão é exigido que a proteção dos circuitos seja constituída por funções de distância(21) e de sobrecorrente direcionais de neutro(67N). Em alguns casos são solicitados esquemas de teleproteção e/ou transferencia de disparo direto.

Uma breve análise da conexão em derivação mostra que:

- pode ocorrer subalcance ou sobrealcance das unidades de distância (21) dos terminais de linha, dependendo do porte do produtor independente e se este estiver ou não em operação, bem como pode ocorrer grande subalcance das unidades de distância do terminal de linha do produtor independente, dependendo do porte deste, em função do grande “infeed” por parte do sistema
- pode ocorrer dessensibilização das unidades direcionais de sobrecorrente de neutro (67N) dos terminais de linha da concessionária, bem como do produtor independente;
- esquemas de teleproteção podem ser requeridos, como na referência [10] não se resolvendo o problema de prover proteção de retaguarda para as linhas adjacentes;
- existe necessidade de revisão do religamento automático das linhas de transmissão;
- os problemas agravam-se e tornam-se mais complexos, caso mais de um produtor independente seja conectado em derivação.

5.2. Conexão ao sistema de distribuição de 34,5kV

A conexão ao sistema de distribuição de 34,5kV é realizada através de ramal expresso até a barra de 34,5kV da subestação de transmissão, de forma a evitar bloqueio dos religadores de distribuição. Adicionalmente, é recomendada uma proteção de interconexão nas instalações do produtor independente, ainda que não explicitada diretamente nos requisitos de conexão.

5.3. Conexão ao sistema de distribuição de 13,8kV

A conexão ao sistema de 13,8KV não tem sido recomendada pois ao se conectar produtor independente com transformador elevador delta-estrela, o aterramento do neutro deste transformador afetará a distribuição de corrente pela malha de seqüência zero, podendo afetar a sensibilidade dos relés de neutro(51G).

Na referencia [11] foi proposto para resolver o problema de sensibilidade a utilização de um valor de impedância de aterramento do transformador do produtor independente que não afete a sensibilidade do relé e permitindo a operação do produtor independente somente com o transformador de aterramento da barra de 13,8kV da subestação da Copel em operação, devendo os equipamentos ligados à linha de interligação suportar a sobretensão proveniente de um curto-circuito fase-terra com o produtor independente isolado do sistema da Copel, pela abertura do circuito deste produtor.

5.4. Proteção adicional e adaptações na proteção

Para a conexão de produtores independentes ao sistema de distribuição da Copel é solicitada uma proteção adicional para faltas no sistema de transmissão com alimentação de retorno em função da conexão deste produtor. A figura 4 mostra esta proteção que é constituída de relé numérico.

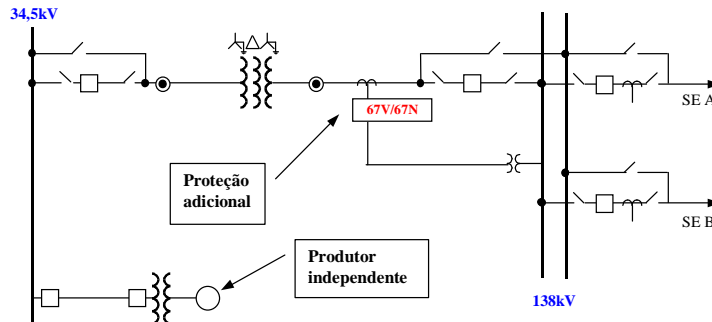


Figura 4 – Proteção adicional prevista

Esta proteção adicional seria instalada inicialmente na entrada do ramal exclusivo do produtor independente, porém, em função da fronteira entre as áreas de distribuição e transmissão ter sido definida como o disjuntor geral de baixa tensão (13,8kV ou 34,5kV), esta proteção não pertenceria à transmissão. Infelizmente para a instalação no circuito geral 34,5kV a função 67N seria insensível em alguns casos para curtos-circuitos no sistema de transmissão. Optou-se pela instalação mostrada.

A figura 7 mostra o diagrama lógico desta proteção adicional, bem como adaptações necessárias na proteção da subestação.

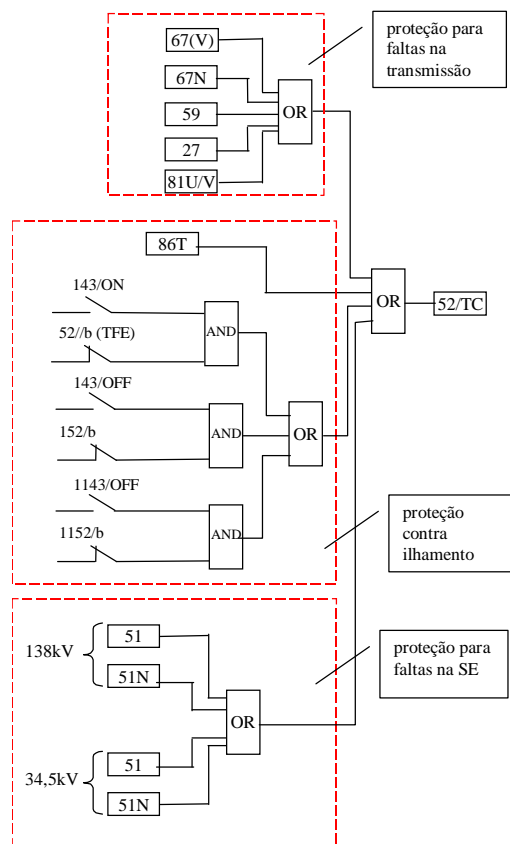


Figura 7 – Lógica da proteção adicional

Além disto, quando se trata de subestações radiais, é previsto esquema de transferência de disparo direto, desconectando o produtor independente quando de faltas no sistema de transmissão.

6. ESTUDOS DE CASOS

Alguns casos reais encontrados no sistema da COPEL, onde soluções particulares foram adotadas serão apresentados a seguir.

1º caso: Conexão ao sistema de transmissão: ALTO ALEGRE

A conexão da UTE ALTO ALEGRE ao sistema de transmissão está mostrada na figura 6.

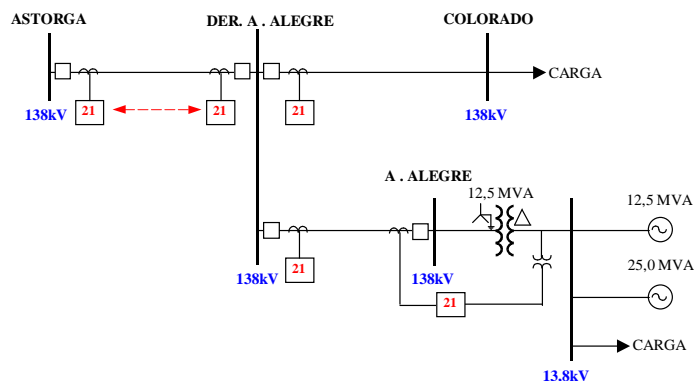


Figura 6 – Diagrama unifilar de conexão da UHE ALTO ALEGRE

Neste caso foi seccionada a linha de transmissão entre Astorga e Colorado, instaladas proteções numéricas nos circuitos mostrados na figura 6, contemplando as funções 21/67N/79/25/50BF e foi previsto esquema de comunicação entre a SE Derivação e SE Astorga.

Para se evitar a operação isolada da UHE ALTO ALEGRE e manter o religamento automático das linhas de transmissão, foi previsto esquema que provoca a abertura do disjuntor do circuito Alto Alegre, sempre que ocorrer abertura dos demais disjuntores da SE Derivação.

Dois problemas adicionais ocorreram. O primeiro deles com relação à adaptação de todo o esquema de religamento automático da área afetada para evitar um possível religamento automático fora de sincronismo. O segundo deles, diz respeito à não existência de TP's na UTE ALTO ALEGRE no lado 138kV. Dado que a proteção de distância tomava referência de TP's no lado de 13,8KV e que a impedância do transformador de entrada da UTE ALTO ALEGRE era bem maior do que a impedância entre a derivação e esta, deixou-se de ter proteção instantânea para este trecho de linha.

2º caso: Conexão ao sistema de transmissão: SADIA Toledo

A conexão de cogeração da Sadia na linha entre Pinheiros e Toledo mostrada na figura 7 não foi executada e não foi recomendada por diversas razões de proteção.

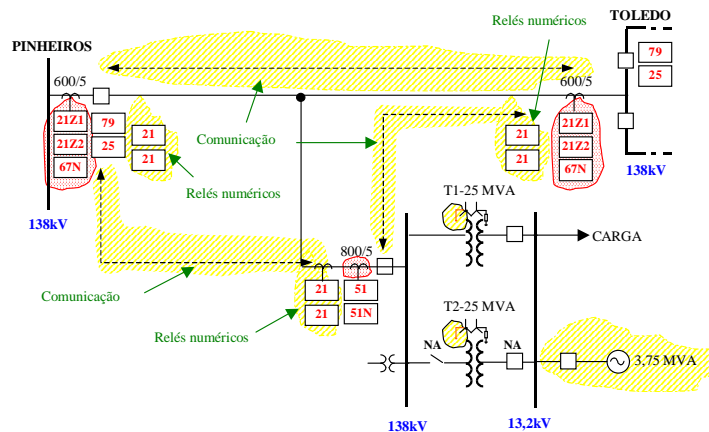


Figura 7 – Diagrama de conexão em derivação na transmissão para a SADIA TOLEDO

Nesta conexão, observaram-se diversos problemas, conforme descritos no item 5.1. Além estes, destacamos:

- as unidades de distância (21) do terminal de Toledo apresentariam sobrealcance da barra 138kV da Sadia Toledo, ocasionando descoordenação da proteção
- a unidade instantânea de sobrecorrente direcional de neutro (função 67N) do terminal da Sadia Toledo não teria um ajuste satisfatório pois o trecho de linha é extremamente curto, bem como a unidade temporizada de sobrecorrente direcional de neutro (função 67N) do terminal da Sadia Toledo não proporcionaria proteção de retaguarda para as proteções das linhas adjacentes do sistema de transmissão;
- com a revisão do esquema de religamento automático, ocorreria diminuição na confiabilidade e disponibilidade da linha de transmissão Pinheiros – Toledo, o que implicaria em uma menor confiabilidade para a própria Sadia;
- tendo em vista a potência da cogeração ser muito pequena, poderiam existir condições em que ela fosse suficiente para manter uma falta na própria linha Pinheiros – Toledo, mas fosse insuficiente para sensibilizar os relés, mantendo a falta indefinidamente, com sérios riscos para equipamentos e/ou seres vivos na área de influência deste gerador, agravando-se o problema porque as constantes de tempo da máquina a ser instalada são muito pequenas;
- como o arranjo de barras da SE Toledo é em anel, existiria a necessidade de transmissão de “transfer-trip” desta SE Toledo para a SE Pinheiros e também para a SE da Sadia Toledo;
- mesmo com a utilização de esquemas de comunicação com três terminais, existiriam restrições porque os problemas de sensibilidade da proteção para prover proteção de retaguarda para as linhas adjacentes permanecem existindo e, além disto, o esquema de comunicação utilizando três terminais possuiria uma confiabilidade menor do que o esquema que utiliza dois terminais;
- mesmo com utilização de esquema de transfer-trip dos terminais Pinheiros e Toledo para o terminal Sadia Toledo, esta proteção seria dependente daqueles terminais e, quando de falha das proteções ou quando de contingências no sistema, não se poderia prover proteção de retaguarda adequada;

3º caso: Conexão ao sistema de distribuição: SADIA Toledo e SADIA Dois Vizinhos

A conexão de cogeração de 3,75MVA da Sadia Toledo através de ramal exclusivo na barra 34,5kV da SE Toledo está mostrada na figura 8.

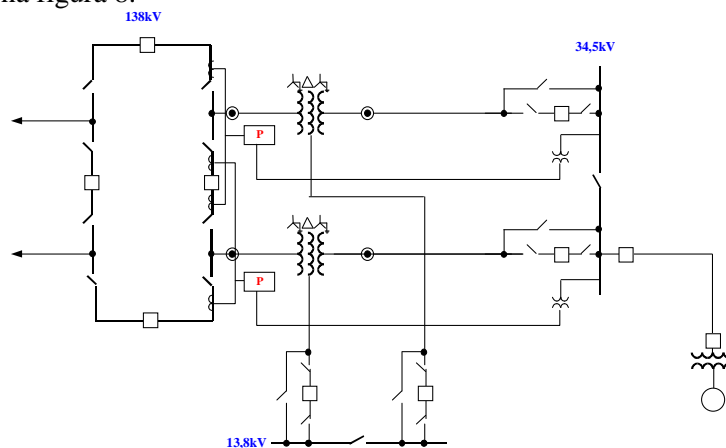


Figura 8 – Diagrama de conexão na distribuição para a SADIA TOLEDO

Neste caso a conexão será efetuada na barra 34,5kV da SE Toledo, que possui dois transformadores de carga e um arranjo de barra em anel no lado 138kV. A conexão é bastante semelhante à conexão que será de cogeração da Sadia Dois Vizinhos na SE Dois Vizinhos.

Foi solicitado ao produtor independente uma proteção de interconexão nas instalações deste, contemplando funções 67/67N, bem como funções 32/59/27/81, que podem ser utilizadas para proteção contra ilhamento.

Foi prevista utilização de proteção adicional conforme mostrado nas figuras 4 e 5, porém, neste caso alguns problemas adicionais passam a ocorrer. O primeiro diz respeito à referência de tensão para as funções de

proteção que são tomadas na barra 34,5kV. O segundo diz respeito ao esquema lógico que tem que ser adaptado para subestação com dois transformadores.

Observe-se que com dois transformadores, diversas condições operativas podem ocorrer. Por exemplo, um dos transformadores alimentar as cargas de 34,5kV e outro as cargas de 13,8kV. Outra possibilidade é a dos transformadores estarem em alimentando as cargas de 13,8KV em paralelo e apenas um deles alimentando as cargas de 34,5kV em paralelo com o produtor independente. A figura 9 mostra esta última situação.

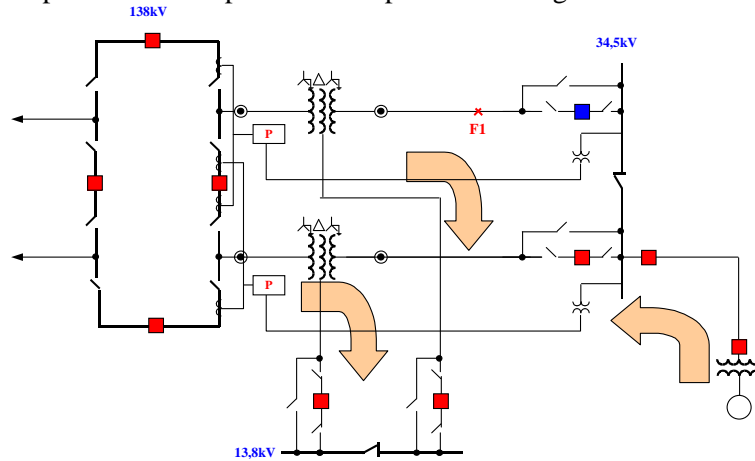


Figura 9 – Condição operativa possível na SE TOLEDO

Neste caso, a proteção contra ilhamento prevista, adaptando o esquema lógico da subestação, torna-se extremamente complexo e um esquema mais simplificado provocará desligamentos indevidos do produtor independente. Além disto, a proteção adicional prevista efetua verificação de direcionalidade baseada em impedância de seqüência negativa e, numa situação como a da figura 9, pode apresentar atuações indevidas.

4º caso: Conexão ao sistema de distribuição: PITANGA

A conexão da PCH Pedrinho I de 15MW ao sistema de distribuição na SE Pitanga está mostrada na figura 10 e ilustra diversas alterações que foram necessárias na proteção.

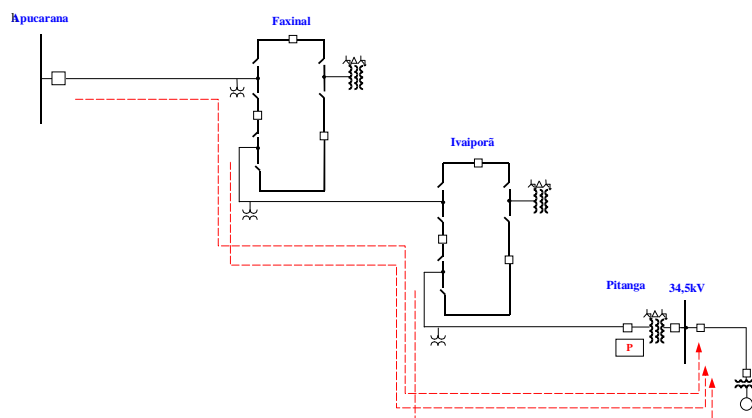


Figura 10 – Conexão de PCH na SE Pitanga

Neste caso, foi previsto esquema de transferência de disparo direto abrindo a conexão com a PCH Pedrinho I, quando de curtos-circuitos em quaisquer das linhas de transmissão mostradas. Proteção adicional foi prevista para a SE Pitanga, bem como adaptações nesta subestação tal como mostradas anteriormente. Todo o esquema de religamento automático das linhas foi revisto. Igualmente, o fechamento manual dos disjuntores das SE's Faxinal e Ivaiporã ficou sujeito a restrições para evitar possível fechamento de disjuntores mas, infelizmente, a inexistência de TP's na linha entre a SE Ivaiporã e Faxinal, obrigou a se utilizar uma lógica provisória para evitar fechamento manual fora de sincronismo sem se contemplar todos os casos possíveis.

Um outro problema com relação à proteção foi com respeito ao relé utilizado para a proteção adicional que apresentou atuações indevidas em função de desequilíbrio de corrente, pois este relé fornece condição de direcionalidade nesta condição (impedância de seqüência negativa) mas possui uma grandeza de atuação baseada em grandeza de seqüência positiva. A solução adotada foi utilizar uma função 67V.

7. SIMULAÇÕES

7.1. Dados e Critérios Básicos

A rede elétrica estudada, cujo diagrama unifilar representativo está na figura 11 a seguir, consiste do transformador 138/34,5/13,8 kV, 41/41/41 MVA e dos alimentadores em 13,8 e em 34,5 kV.

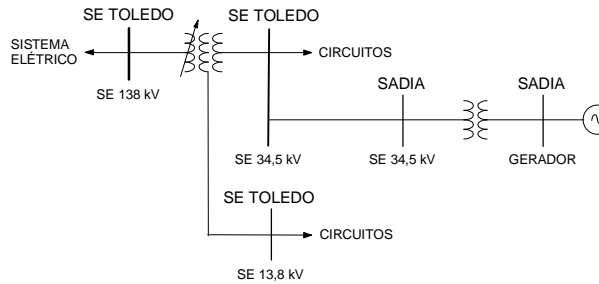


Figura 11 – Configuração da rede elétrica estudada.

O gerador em estudo está conectado à barra de 34,5 kV desse transformador através de um circuito exclusivo com cerca de 3,74 km e um transformador 34,5/13,8 kV 5/6,25 MVA. O gerador síncrono é um turbo alternador, à vapor, com potência nominal de 3750 kVA e tensão nominal de 13,8 kV. A sua representação foi feita segundo o modelo IV do IEEE.

O sistema de excitação a ser instalado tem o seu diagrama de blocos apresentado na figura 12 a seguir.

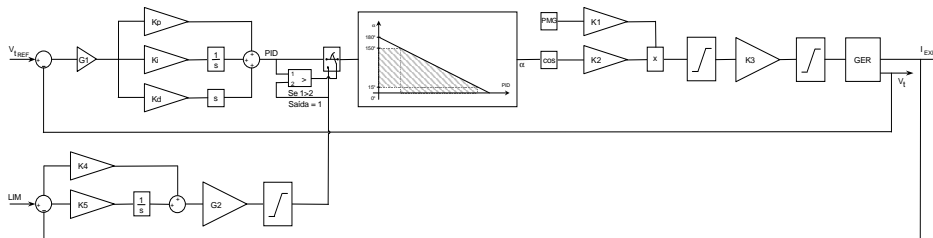


Figura 12 – Sistema de Excitação

Os parâmetros adotados neste modelo foram fornecidos pelo fabricante, e constituem de pré ajustes, que serão otimizados durante a instalação física do equipamento na planta. O sistema de controle de velocidade não foi representado. Foi considerada a variação da carga com a variação da tensão, através da modelagem polinomial, onde a parte ativa foi modelada com 40% de carga tipo impedância constante e 60% de carga tipo potência constante. A parte reativa foi modelada com 100% de carga tipo impedância constante. Não foi adotada a modelagem da variação da carga com a variação da frequência.

O tempo de eliminação de falta dos religadores dos circuitos de 34,5 kV adotado foi : primeira atuação em 0,40 segundos e tempo morto 1,20 segundos. Segunda atuação em 0,40 segundos e tempo morto de 5,00 segundos. Terceira atuação em 0,40 segundos e tempo morto de 5,00 segundos.

7.2. Análise do desempenho

Em regime permanente, verificou-se que o desempenho do gerador é satisfatório, tendo sido necessário ajustar o tape do transformador elevador da usina em uma posição adequada para não comprometer as limitação de geração e absorção de potência reativa.

O desempenho para faltas na barra de 34,5 kV, ou em algum dos alimentadores em 34,5 kV da subestação Toledo, com atuação do religador automático em 0,40 segundos e sem religamento automático, mostrou-se aceitável. A figura 13 a seguir mostra o comportamento da tensão terminal do gerador em regime permanente durante 1,00 segundos, aplicação de um defeito no instante 1,0 segundos, eliminação do defeito em 1,40 segundos e a continuação do desempenho até 30,00 segundos.

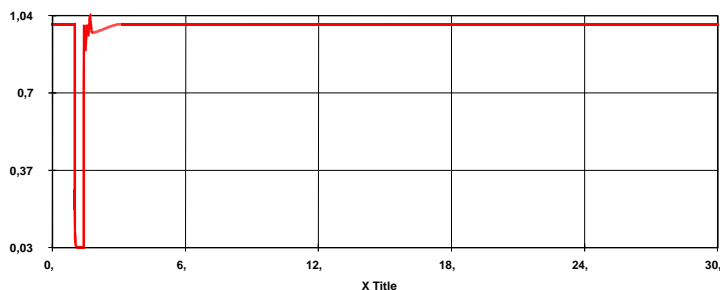


Figura 13 – Tensão terminal do gerador

Analisou-se também o desempenho do gerador para faltas na barra de 34,5 kV, ou em algum dos alimentadores em 34,5 kV da subestação Toledo, considerando a atuação do religador automático em 0,40 segundos e atuação do religamento automático, com o defeito persistente, segundo os tempos descritos no item “Dados e Critérios Básicos” anterior.

Nesse caso, o desempenho do gerador mostrou-se inaceitável. Observou-se uma fuga de sincronismo do gerador quando acontece o primeiro religamento com defeito ainda persistente. Isso mostra que a filosofia e os tempos de operação do sistema de religamento automático dos alimentadores da subestação analisada têm que ser redefinidos.

8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este artigo fez uma análise do impacto da conexão de produtores de energia no sistema da COPEL, com relação à aspectos de proteção e operação. Apresentou as dificuldades em se adotar uma padronização da proteção, bem como apresentou casos reais de produtores independentes que exigiram adaptações no sistema de transmissão e a utilização de proteção adicional. Resultados de simulações de estabilidade foram mostrados, levantando algumas questões.

O ajuste do sistema de excitação do gerador deve ser feito considerando o desempenho dinâmico do gerador no sistema elétrico da Companhia, considerando a ocorrência de defeitos em vários pontos e a atuação das proteções segundo os ajustes existentes ou propostos.

Na especificação dos sistemas de controle dos geradores, devem ser verificadas as condições onde esse gerador vai operar no sistema, para a definição de dispositivos complementares que possam ser necessários no sistema de excitação ou no sistema de controle de velocidade, a exemplo de limitadores e sinais estabilizantes.

Caso o gerador venha a operar isolado, ou “ilhado”, situação que pode ser considerada no futuro, o sistema de controle de velocidade deve ter o ajuste apropriado para essa forma de operação.

É necessário avaliar o desempenho dinâmico do gerador, considerando-o inserido na rede física onde ele vai operar, ao menos para validar as definições adotadas.

Os produtores independentes precisam ter uma consciência da necessidade de efetuar estudos para a especificação e para a operação das suas plantas considerando o sistema elétrico da Companhia, para não impor restrições aos demais consumidores existentes e futuros, não comprometer a qualidade da energia da concessionária, não impor custos adicionais para a concessionária e riscos para os seus próprios equipamentos.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] COPEL: Relatório SCD/VGLC-0001/2003 ‘Atendimentos técnicos em Andamento’, 2003

- [2] HARTMANN, W.: 'Winding arrangements for distributed generation', *On-Peak Performance*, 1993, november, pp 16-21.
- [3] MOZINA, C.J.: 'Protección de interconexiones de generadores de IPP usando tecnologia digital', REUNION DE VERANO DE POTENCIA, Acapulco, Mexico, 1999, July.
- [4] HORNAK, D. L. e outros.: 'Distributed generation Interconnections: Protection, monitoring and control opportunities', <http://www.basler.com>.
- [5] FINNEY, D; KASZTENY, B.; ADAMIAK, M.: 'Generator protection needs in a DG environment', <http://www.geindustrial.com/pm>.
- [6] KAZEMI, A.: 'Interconnection protection using the SEL-351 relay', <http://www.selinc.com>, 2002.
- [7] DALKE, G.: 'Myths of protecting the distributed resource to electric power system interconnection', <http://www.basler.com>.
- [8] ETSU K/EL/00235 REPORT: 'Assesment of islanded operation of distribution networks and measures for protection', <http://www.ecdti.co.uk>, 2001.
- [9] IEEE P1547/D08: 'Draft Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems', <http://www.ieee.com>, 2001.
- [10] KUMM, J.J.: 'Three terminal protection using the SEL-321 relay - Application Guide AG97-07', <http://www.selinc.com>, 1997.
- [11] KOTRYK, A.F: 'Análise do efeito do neutro de transformadores de produtores independentes ligados ao sistema de 13,8kV', ESTUDO PST-001/03, 2003.