



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Aspectos Relevantes na Proteção de Retaguarda de Transformadores

Dilson Andrade de Sousa		Elves Fernandes da Silva
COSERN		COSERN
dilson.andrade@cosern.com.br		elves.silva@cosern.com.br

PALAVRAS-CHAVE

By-pass de disjuntores
Danos de transformadores
Falha de disjuntor
Proteção de retaguarda
Seqüência de negativa

RESUMO

Este trabalho teve o objetivo de avaliar o desempenho das proteções de retaguarda de todos os transformadores 69/13.8 kV instalados no sistema COSERN. Considerando o significativo valor econômico dos transformadores utilizados nas subestações, este trabalho buscou identificar os pontos frágeis que existiam no sistema de proteção, ou seja, procurou identificar os riscos quando da falha da proteção principal, bem como analisou a questão do by-pass de disjuntores de proteção de transformadores em relação à sensibilidade das proteções das linhas e apontou recomendações no sentido de adequar a proteção deste patrimônio da empresa.

Foi observado existência de alguns casos em que o processo de by-pass de disjuntores de proteção de transformadores não tinha a garantia da sensibilidade das proteções das linhas, ou seja, os transformadores eram postos em risco toda vez que este recurso era utilizado. Por outro lado, simples implementações no sistema de proteção, como a utilização da função 50/62-BF e ativação de unidades de proteção não convencionais, como as unidades de sobrecorrente de seqüência negativa, puderam ser utilizadas para melhorar a proteção de retaguarda. Outras medidas também foram tomadas com a aplicação de outros elementos de proteção, como veremos neste trabalho, para sempre garantir a presença da proteção de retaguarda.

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho mostrará as implementações que foram necessárias para que a proteção de retaguarda dos transformadores da COSERN passassem a obedecer aos critérios definidos na Norma IEEE C57.109 - Transformer Through-Fault Damage Curve Liquid-Immersed Transformers, de forma que a proteção dos transformadores fosse mantida mesmo considerando a falha de um disjuntor, ainda que seja considerada a probabilidade de falha de um disjuntor muito baixa.

O trabalho irá mostrar que os custos são pequenos, onde simples implementação de funções de proteção já existentes foram utilizadas, como por exemplo, a aplicação de unidades de sobrecorrente

de seqüência negativa, esquema de falhas de disjuntores e, também, a ativação das unidades de sobrecorrente existentes nos modernos relés diferenciais multifunção.

2. A NORMA IEEE C57.109

A Norma IEEE C57.109 - Transformer Through-Fault Damage Curve Liquid-Immersed Transformers, define curvas de danos mecânicos e térmicos para transformadores imersos em óleo. A figura abaixo mostra as curvas para a categoria III (5.001 a 30.000 kVA para transformadores trifásicos e 1.668 a 10.000 kVA para transformadores monofásicos). Esta categoria engloba a maioria dos transformadores utilizados nas subestações da COSERN.

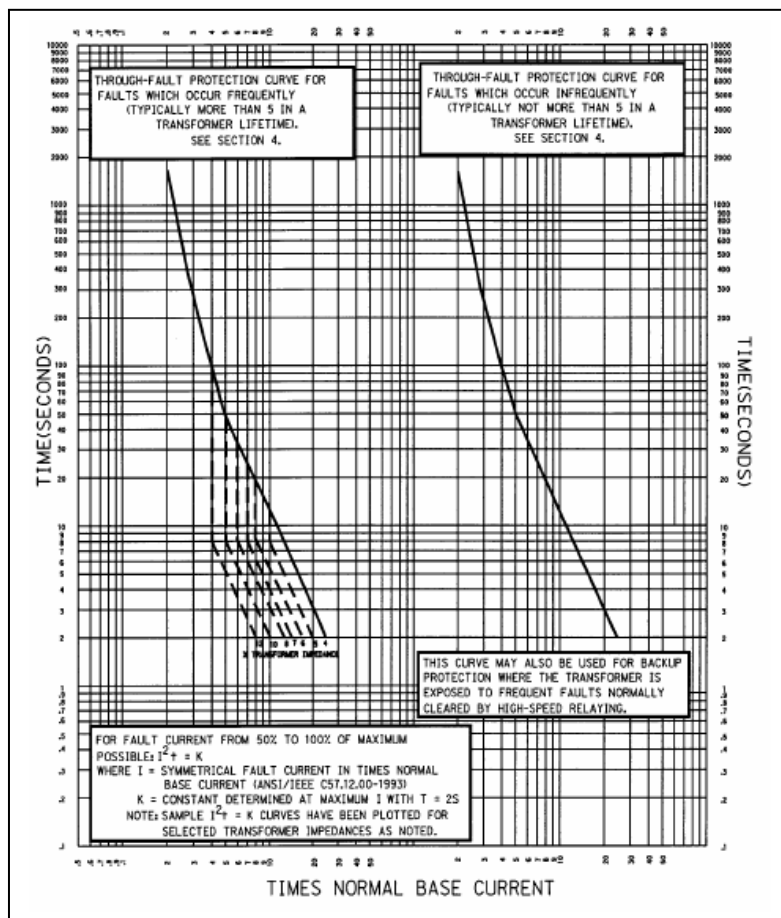


FIGURA 1 - CURVAS DE DANOS MECÂNICOS E TÉRMICOS PARA TRANSFORMADORES IMERSOS EM ÓLEO – CATEGORIA III.

Pode se verificar que se a corrente penetra os limites da curva de danos térmicos de um transformador a isolamento deste transformador pode ser danificada. Por outro lado, se a corrente penetra os limites da curva de danos mecânicos, danos cumulativos podem ocorrer ao transformador. É importante observar que a validação dessas curvas de limite de danos propostos por essa norma não pode ser demonstrada através de testes, uma vez que os efeitos são progressivos sobre o tempo de vida de um transformador. Na verdade, estas curvas foram baseadas, principalmente, pelo conhecimento da engenharia com a observação de dados históricos de campo.

Pode ser observado que para a Categoria III existem dois tipos de curvas: proteção para faltas passantes que ocorrem freqüentemente (tipicamente mais que cinco faltas durante a vida útil do

transformador) e proteção para faltas passantes que não ocorrem frequentemente (tipicamente não mais que cinco faltas durante a vida útil do transformador). Considerando que as redes de distribuição da COSERN são aéreas a análise desenvolvida neste trabalho considera a utilização das curvas de proteção para faltas passantes que ocorrem frequentemente (tipicamente mais que cinco faltas durante a vida útil do transformador).

3. ANÁLISE DE CASO

O diagrama abaixo mostra o eixo Natal II/Ribeira/Centro/Neópolis/Parnamirim pertencente ao Regional Natal II:

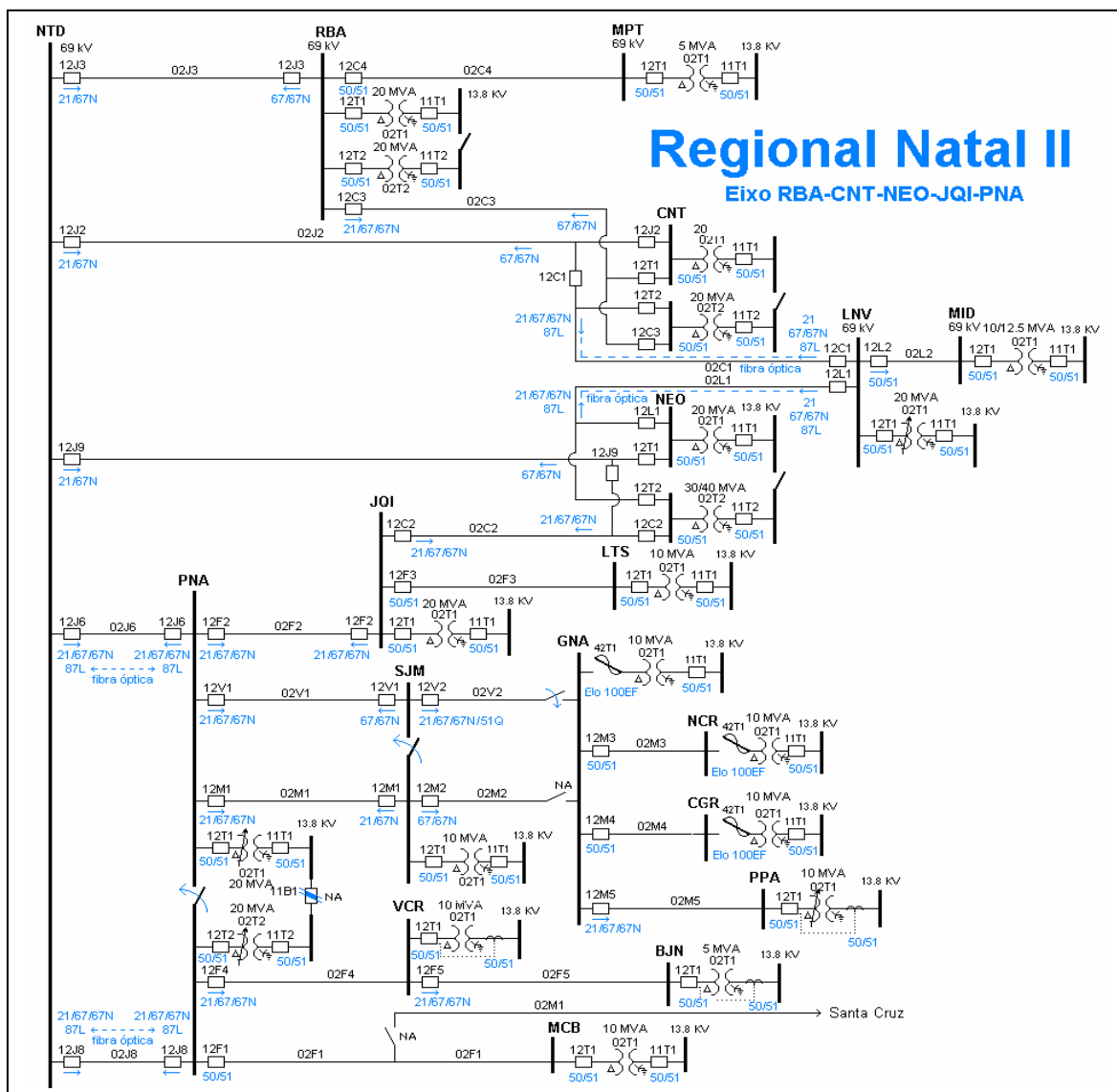


FIGURA 2 – REGIONAL NATAL II

Em destaque podemos observar na figura abaixo três subestações deste regional: SE CGR (Canguaretama), GNA (Goianinha), SJM (São José de Mipibu). Iremos focar a proteção de retaguarda dos transformadores destas subestações considerando a condição particular de cada uma delas, haja vista que outras subestações possuem características semelhantes.

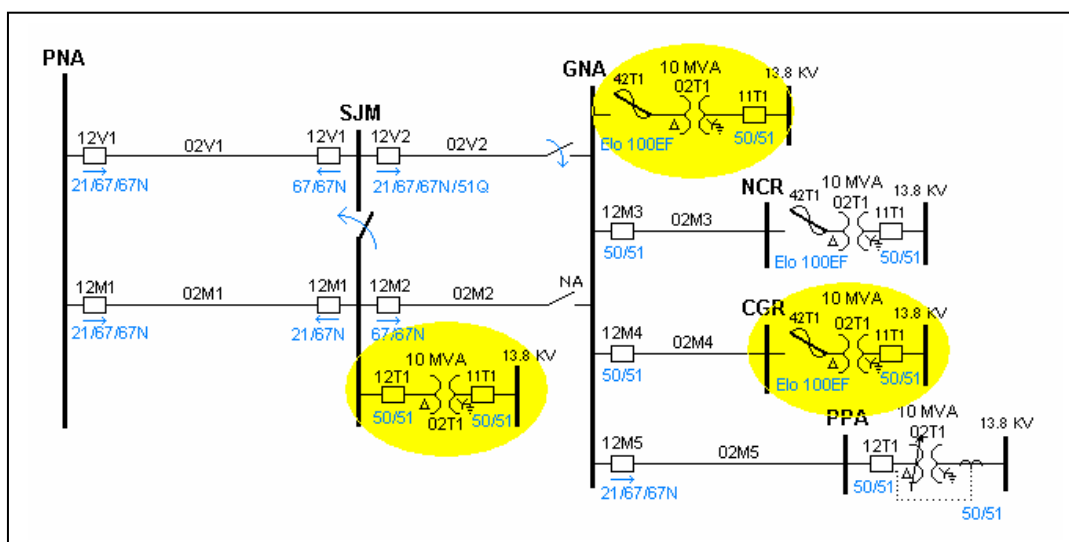


FIGURA 3 – SUBESTAÇÕES DO REGIONAL NATAL II QUE SERÃO ANALISADAS

4. PROTEÇÃO DO TRANSFORMADOR DA SE CGR (CANGUARETAMA)

A SE CGR (Canguaretama) possui um transformador de 10/12.5 MVA 69/13.8 kV. A proteção no lado 13.8 kV do transformador é feita através de um disjuntor e no lado 69 kV chaves-fusíveis são utilizadas com elos fusíveis tipo 100 EF.

Através da aplicação de faltas no lado secundário da SE CGR poderemos observar se o comportamento das proteções está adequado em relação à Norma IEEE C57.109 - Transformer Through-Fault Damage Curve Liquid-Immersed Transformers. Na figura 4 estão apresentados os gráficos tempo x corrente para curtos-circuitos trifásicos, bifásicos e monofásicos no lado secundário do transformador. Salientamos que as curvas estão alinhadas em relação aos níveis de curtos-circuitos verificados no lado secundário do transformador.

Observando a figura 4 podemos perceber que tanto o disjuntor CGR-11T1 quanto a chave-fusível, com elos fusíveis 100 EF, protegem adequadamente o transformador para curtos-circuitos trifásicos e bifásicos. No entanto, poderemos perceber que para faltas monofásica os elos fusíveis 100 EF não estão adequados para a proteção do transformador, sobretudo em relação à curva de danos mecânicos. Para resolver o problema o ideal será a substituição da chave-fusível por um disjuntor, no entanto, considerando que esta ação demandará um recurso a ser incrementado no plano de investimento da empresa e demandará algum tempo para que de fato a obra seja realizada, haja vista a existência de outros transformadores também protegidos por chaves-fusíveis, iremos discutir soluções mais imediatas e, também, mais econômicas.

4.1. Substituição dos elos fusíveis 100 EF por outros de menor bitola

Considerando que a potência nominal do transformador 12.5 MVA, o que corresponde a uma corrente de carga nominal no lado 69 kV de 104.6 A, bem como considerando que o tipo do fusível utilizado é de tempo rápido (*fast*), esta solução está descartada. Além do mais, a utilização de elos 80 EF, por exemplo, criaria um problema de coordenação com religadores de proteção dos alimentadores, sobretudo diante de faltas bifásicas que possam ocorrer próximas a subestação.

4.2. Considerar a curva de faltas não frequentes

Essa seria uma idéia que poderíamos assumir uma vez que o transformador está protegido pelo disjuntor no lado 13.8 kV, ou seja, poderíamos assumir que as faltas que ocorrem entre o transformador e o disjuntor, ou até mesmo as faltas que ocorrem no barramento 13.8 kV e que o disjuntor 13.8 kV venha a falhar, são de baixa probabilidade de ocorrência. Assim, poderíamos

assumir que durante a vida útil do transformador irá ocorrer menos de 5 faltas nestas condições e estaríamos obedecendo a Norma IEEE C57.109. Porém, é preferível não assumir esta condição, haja vista que faltas monofásicas no lado 13.8 kV do transformador podem ter um tempo de até 6.0 (seis) segundo para serem eliminadas pelos fusíveis 100 EF.

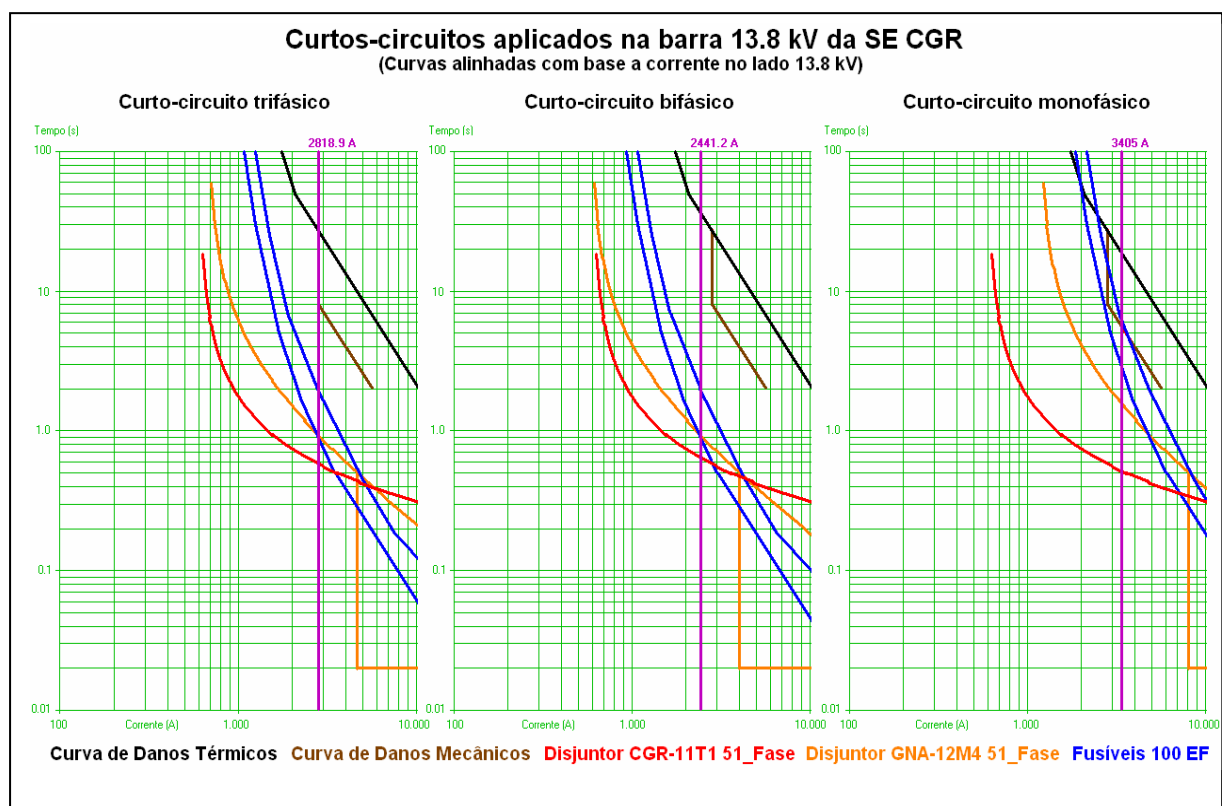


FIGURA 4 – CURTOS-CIRCUITOS NA BARRA DE 13.8 KV DA SE CANGUARETAMA

4.3. Coordenar a proteção da linha com a curva de danos do transformador

Esta solução nos parece muito mais indicada haja vista que a vida útil do transformador poderá ser estendida já que este sofrerá menos danos durante a ocorrência de faltas no lado secundário. No entanto, há o inconveniente para a operação já que nestas condições poderá haver uma falsa interpretação de uma ocorrência na linha, mas considerando que este tipo de falta não é muito freqüente esta condição é muito mais adequada pois estaremos resguardando um equipamento de grande valor econômico da empresa. Além do mais, poderemos observar na figura 4 que o relé associado ao disjuntor de proteção da linha está coordenado com o disjuntor instalado no lado 13.8 kV do transformador e, portanto, só iremos ter descoordenação para faltas que ocorram entre o transformador e o disjuntor 13.8 kV.

Esta última condição é a que estamos adotando na empresa e nos parece ser a mais indicada nestes casos até que seja feita a substituição da chave-fusível do transformador por um disjuntor.

Ressaltamos que a COSERN atualmente não constrói subestações com a proteção do transformador utilizando chaves-fusíveis e ao longo do tempo vem substituindo as chaves-fusíveis de proteção de transformadores por disjuntor.

5. PROTEÇÃO DO TRANSFORMADOR DA SE GNA (GOIANINHA)

Conforme observado na figura 3, a proteção do transformador da subestação Goianinha também é feita por chaves-fusíveis com elos 100 EF. Assim, os mesmos problemas de proteção diagnosticados na SE Canguaretama também são aqui encontrados. No entanto, como veremos a seguir, há uma grande diferença em relação ao primeiro caso já que ali o disjuntor está protegendo uma linha que possui apenas uma subestação derivada. Já neste caso, o disjuntor da linha SJM/GNA (São José de Mipibu/Goianinha) protege uma linha que possui quatro subestações derivadas, correspondendo a uma potência instalada de 50 MVA (4 x 12.5 MVA). Desta forma, os ajustes das unidades de sobrecorrente de fase do relé associado à proteção da linha SJM/GNA possui o compromisso de liberar toda esta carga instalada e, ao que veremos, haverá um problema para a sensibilidade diante de faltas monofásicas que possam ocorrer no lado secundário do transformador da SE GNA.

A figura 5 mostra uma falta monofásica aplicada no barramento 13.8 kV da SE GNA. Como podemos observar, a corrente medida pelo relé de proteção da linha SJM/GNA é de apenas 453.2 A. Assim, percebemos que não há como uma unidade de sobrecorrente liberar a corrente de carga e manter uma sensibilidade adequada aos níveis de curtos-circuitos monofásicos no lado secundário do transformador da SE GNA haja vista que a carga nominal instalada é 418 A (4 transformadores de 12.5 MVA). Por outro lado, podemos perceber que nível das tensões na barra 69 kV da SE SJM durante uma falta monofásica no barramento 13.8 kV da GNA também não sofre uma grande variação, ou seja, o menor nível de tensão é de apenas 0.8499 pu (VCA), o que, desta forma, inviabiliza a utilização de uma unidade 51V (sobrecorrente com restrição por tensão).

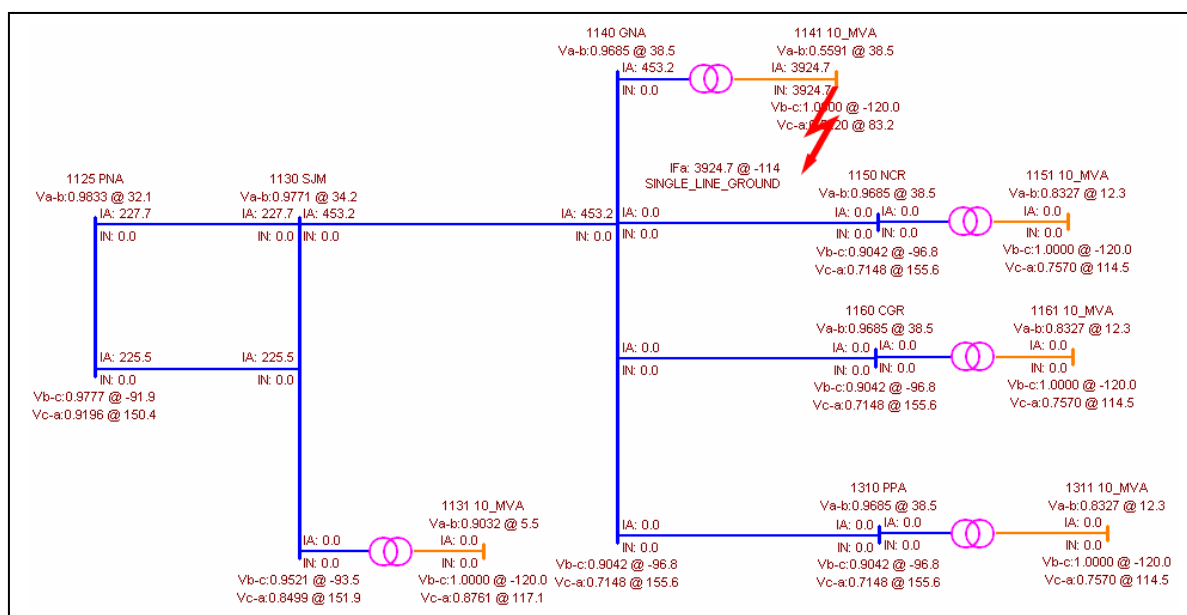


FIGURA 5 – FALTA MONOFÁSICA APLICADA NO BARRAMENTO 13.8 KV DA SE GNA

Para solucionar este problema, ou seja, graduar uma unidade do relé associado à proteção da linha SJM/GNA de forma a liberar toda a carga demandada e manter a proteção tanto da linha como do transformador da SE GNA, foram feitas algumas tentativas com a utilização da terceira zona do relé de distância modelo P-441/AREVA instalado, no entanto, foi observado que não seria encontrada uma perfeita sensibilidade quando de faltas com a existência de resistência posto que teríamos que aumentar demasiadamente a zona de atuação do relé o que poderia resultar em sobrealcances indesejáveis à rede de distribuição. Por fim, esta solução foi descartada.

Uma outra alternativa mais confiável foi analisada, qual seja, a utilização de uma segunda unidade de sobrecorrente de fase sendo supervisionada por uma unidade de sobrecorrente de seqüência negativa, ou seja, esta unidade de sobrecorrente de fase só irá partir se ocorrer um nível de sobrecorrente de seqüência negativa considerável. Assim, foi escolhida uma unidade sobrecorrente de seqüência negativa graduada em 162 A primários para controlar uma unidade de sobrecorrente de fase graduada em 240 A primários.

A figura 6 mostra que durante uma falta monofásica na barra 13.8 kV da SE GNA haverá na linha SJM/GNA uma corrente de seqüência negativa de 261.6 A. Assim, considerando que a unidade de sobrecorrente de seqüência negativa está graduada em 162 A haverá um múltiplo de 1.61, sendo, portanto, uma sensibilidade adequada. Por outro lado, a segunda unidade de sobrecorrente que está sendo controlada por esta possui a partida ajustada em 240 A e considerando que o nível de corrente durante a falta na barra 13.8 kV da SE GNA é de 453.2 A haverá um múltiplo de 1.89, sendo também uma sensibilidade adequada. Assim, foi encontrada uma solução confiável e econômica para a proteção do transformador da SE GNA.

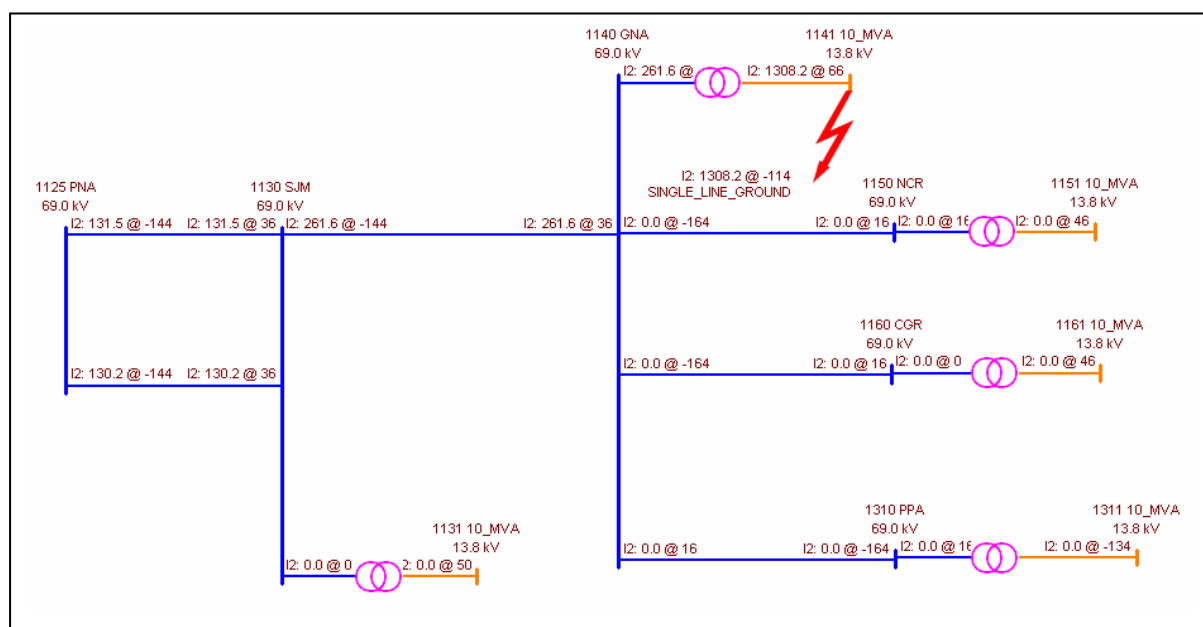


FIGURA 6 – FALTA MONOFÁSICA NA BARRA 13.8 KV DA SE GNA GERA NA LINHA SJM/GNA CORRENTE DE SEQÜÊNCIA NEGATIVA DE 261,6 A.

O ajuste da unidade de sobrecorrente de seqüência negativa que irá controlar a segunda unidade de sobrecorrente de fase do relé P-441 de proteção da linha SJM/GNA foi graduado em 162 A de forma que este ajustes estivesse sempre acima de todas as condições de operação, ou seja, foi escolhido o ajustes em cerca de 40% da corrente de carga máxima para prevenir atuações indevidas, inclusive considerando a possibilidade de operação de um fusível das chaves-fusíveis de proteção dos transformadores das SE's GNA ou NCR. Para isto simulações foram feitas nesse sentido.

A figura 7 mostra o diagrama corrente x tempo para uma falta aplicada na barra 13.8 kV da SE GNA e as curvas dos elementos de proteção envolvidos.

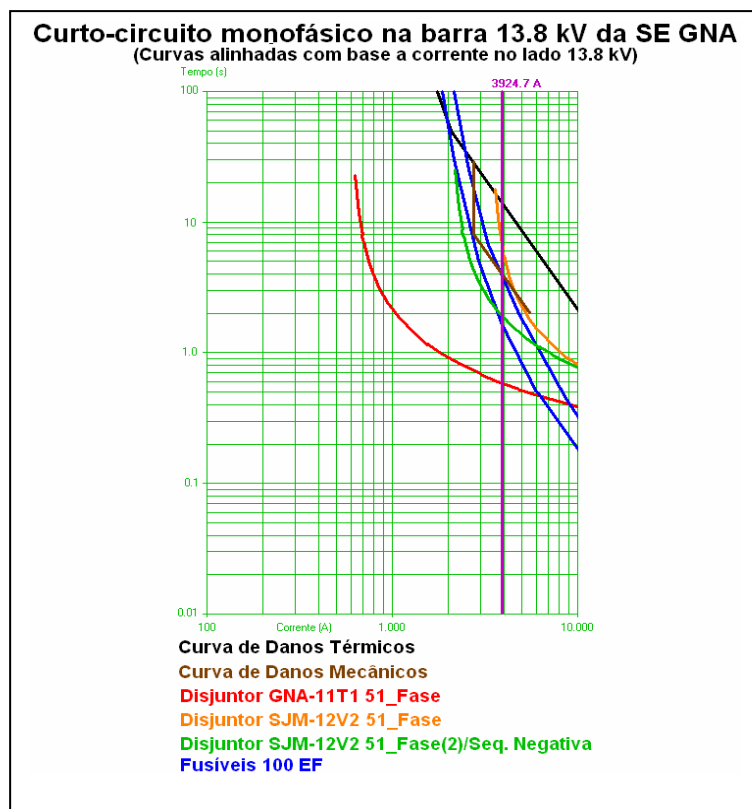


FIGURA 7 – DIAGRAMA CORRENTE X TEMPO PARA UMA FALTA APLICADA NA BARRA 13.8 KV DA SE GNA.

6. PROTEÇÃO DO TRANSFORMADOR DA SE SJM (SÃO JOSÉ DE MIPIBU)

A figura 8 mostra as correntes durante a ocorrência de uma falta monofásica na barra 13.8 kV da SE SJM (São José de Mipibu). Podemos perceber que a corrente de falta que circula nos dois circuitos PNA/SJM (266.5 A num circuito e no outro 263.8 A) é bem menor do que a corrente de carga que cada linha deverá liberar, haja vista cada linha deverá liberar toda a carga (5 transformadores de 12.5 MVA – corrente nominal da carga 522 A), pois na perda de um destes circuitos a linha remanescente deverá ter condições de assumir toda a carga.

Podemos perceber, também, que durante a ocorrência de uma falta monofásica na barra 13.8 kV da SE SJM não há uma grande variação da tensão na barra da SE PNA (Parnamirim). Nesta condição, a menor tensão encontrada foi 0.8265 pu o que inviabiliza a utilização, por exemplo, de relés de sobrecorrente com restrição de tensão.

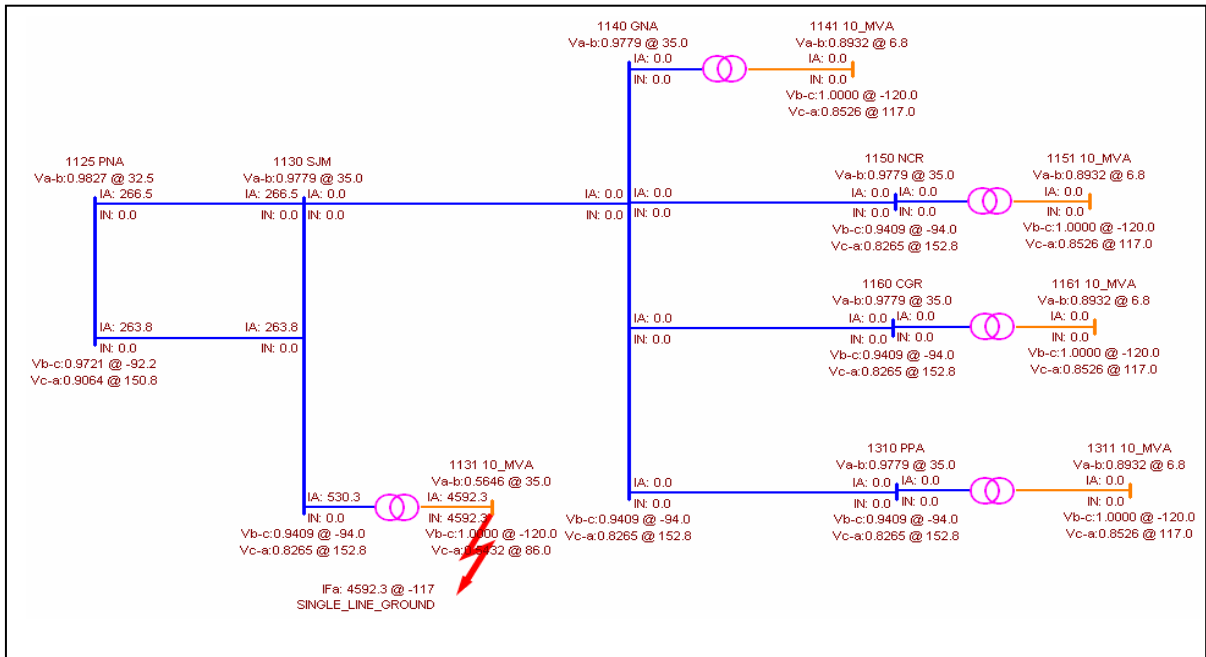


FIGURA 8 - FALTA MONOFÁSICA NA BARRA 13.8 KV DA SE SJM

Na figura 9 é mostrado os níveis de correntes de seqüência negativa durante a falta monofásica aplicada na barra 13.8 kV da SJM. Poderemos perceber que a maior corrente corresponde a 153.8 A. Desta forma, fica inviabilizada a utilização de uma unidade de sobrecorrente supervisionada por uma unidade de corrente de seqüência negativa, pois não será possível graduar a unidade de corrente de seqüência negativa em torno dos 40% da máxima corrente de carga prevista. Na verdade o nível de corrente de seqüência negativa em torno dos 150 A exigiria que a partida do elemento de seqüência negativa fosse graduado em no máximo 100 A para, de fato, haver uma segurança na partida deste elemento e, por outro lado, o nível de 100 A corresponde a apenas 19,2% da carga instalada. Assim, decidimos por não utilizar este artifício considerando a possibilidade de operação indevida.

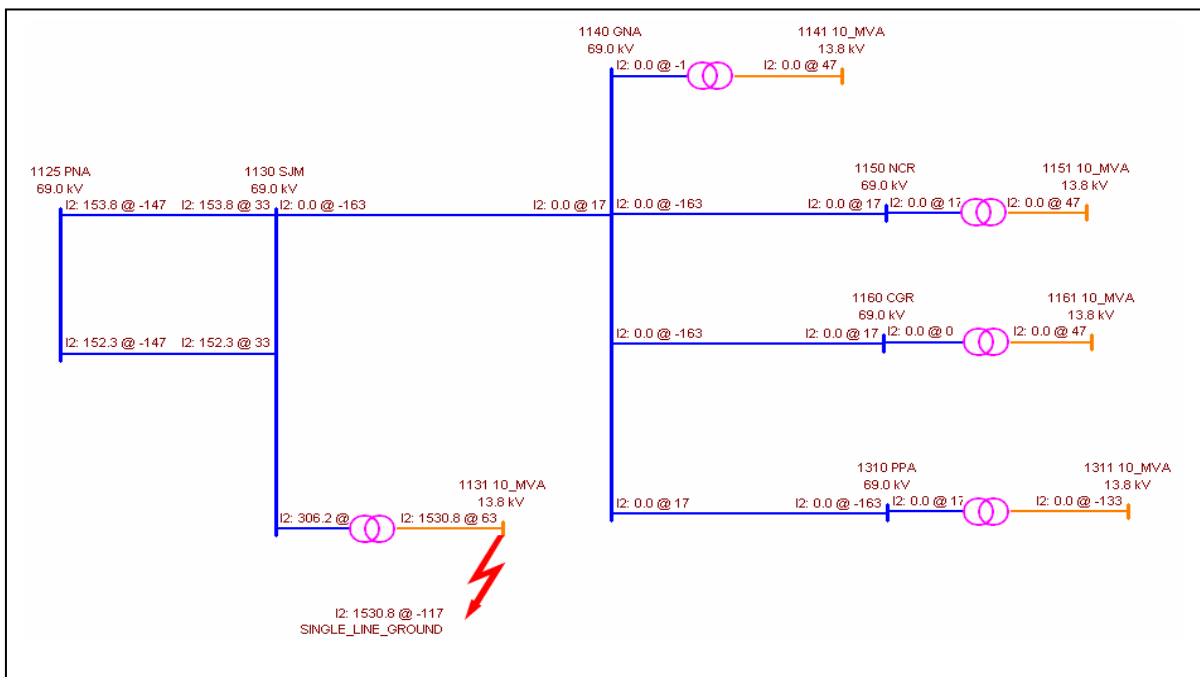


FIGURA 9 – NÍVEIS DE CORRENTES DE SEQÜÊNCIA NEGATIVA DURANTE A FALTA MONOFÁSICA APLICADA NA BARRA 13.8 KV DA SJM

A figura 10 mostra o diagrama unifilar da SE SJM (São José de Mipibu) onde podemos perceber que o transformador desta subestação está protegido por um disjuntor no lado 13.8 kV e, também, por um disjuntor no lado 69 kV. Assim, será fácil graduar os relés de sobrecorrente associados a estes disjuntores de forma que a Norma IEEE C57.109 seja atendida em relação a consideração dos danos térmicos e mecânicos considerando a incidência de faltas frequentes na rede. No entanto, poderemos perceber, também, a existência chaves de *by-pass* para o disjuntor 69 kV de proteção do transformador (disjuntor 12T1-SJM), ou seja, haverá situações que o disjuntor 12T1-SJM estará indisponível para a proteção do transformador. Por outro lado, podemos também supor uma falha de abertura quando da existência de um curto-circuito localizado entre o transformador e o disjuntor 13.8 kV. Assim, teremos duas análises de proteção a fazer: considerações sobre a falha do disjuntor 69 kV e *by-pass* deste disjuntor.

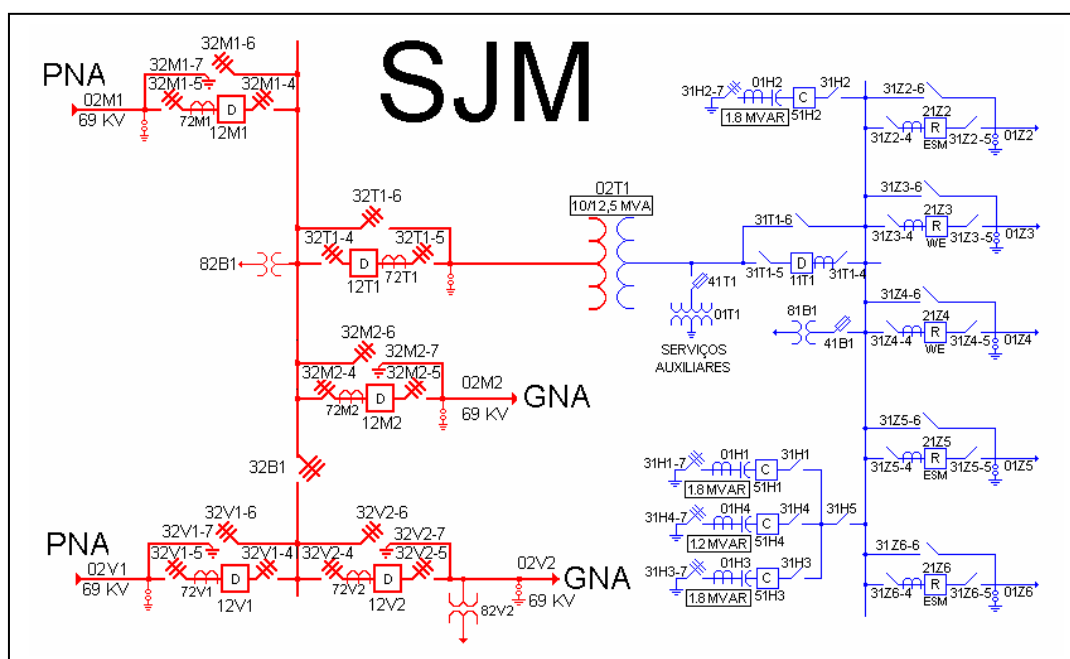


FIGURA 10 – DIAGRAMA UNIFILAR DA SE SÃO JOSÉ DO MIPIBÚ

6.1. Falha do disjuntor 69 kV (12T1) da SE SJM

Os relés modernos de proteção já trazem esquemas internos para a falha de disjuntor. Na figura 11 é apresentado um exemplo de um esquema desses sugerido no relés de fabricação da SEL (Schweitzer Engineering Laboratories). A entrada IN101 é uma entrada de trip. Assim, após o trip ser enviado haverá um temporizador para esperar a abertura do disjuntor e se o disjuntor falhar na abertura poderemos ter a condição de retrip pela saída OUT101 e, também, poderemos estar enviando disparos para os disjuntores da subestação que deverão eliminar a falta. Neste caso, haveria necessidade de desligar apenas os disjuntor 12M1 e 12V1.

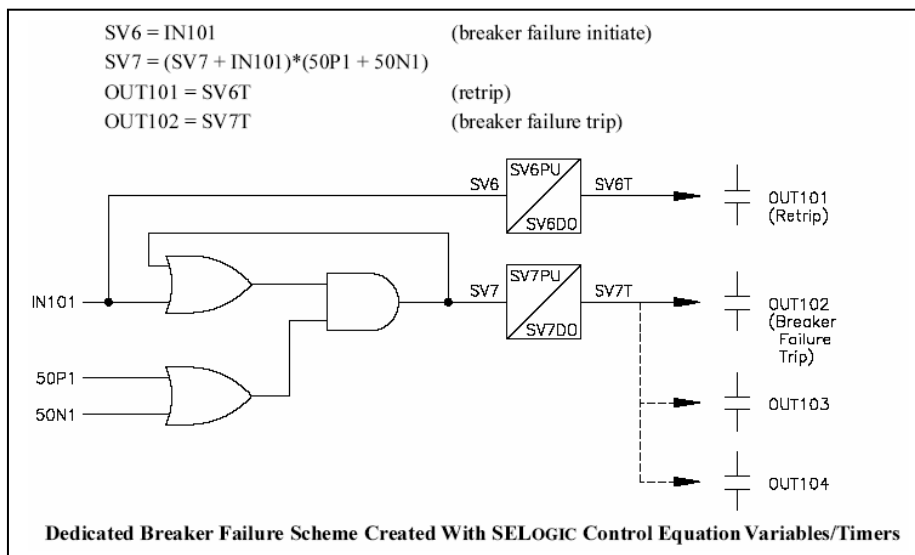


FIGURA 11 - ESQUEMA INTERNO PARA A FALHA DE DISJUNTOR DO FABRICANTE SEL

6.2. By-pass do disjuntor 69 kV (12T1) da SE SJM

Observando a figura 10 podemos perceber que os TC's associados ao disjuntor 12T1 da SE SJM também estão na zona de by-pass do disjuntor, ou seja, durante o by-pass do disjuntor 12T1 toda a proteção será perdida já que os relés de sobrecorrente estão alimentados pelos TC's que estão na zona de by-pass. Para resolver esta situação novos relés estão sendo instalados em subestações deste tipo sendo alimentados pelos TC's de buchas do transformador, assim, durante o by-pass do disjuntor os relés continuarão em operação e caso haja curto-circuito enviarão trip para os disjuntores das linhas. Na verdade, o que de fato estamos aplicando é colocar em operação as unidades de sobrecorrente dos relés diferenciais dos transformadores. Na especificação dos relés diferenciais de transformadores estamos exigindo a disponibilidade de unidades de sobrecorrente de fase e neutro para os dois enrolamentos do transformador, assim, poderemos solucionar estes problemas sem custos adicionais.

7. CONCLUSÕES

Apesar de a probabilidade de falha de um disjuntor de proteção de transformador ser muito baixa, não significa dizer que este disjuntor nunca irá falhar. Assim, considerando o custo de um transformador, não só o econômico mais também os transtornos advindos de uma substituição devido a uma avaria, a implementação das recomendações deste trabalho para as proteções de retaguarda justifica-se sobremaneira de forma a evitar a perda de um importante patrimônio do sistema elétrico, sobretudo porque em muitos casos foi verificado que os custos são muito pequenos, onde simples implementação de funções de proteção foram utilizadas. Por fim, consideramos que se a implementação destas recomendações conseguir evitar uma só avaria de um transformador de força num período de dez anos todo este trabalho foi devidamente justificado.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Sousa, Dilson Andrade de. Chaves-fusíveis by-pass de Religadores 13,8kV. XVI SENDI, Brasília / DF, 2004.

Sousa, Dilson Andrade de; Silva, Elves Fernandes. Aplicação de Unidades de Sobrecorrente de seqüência Negativa em Rede de Distribuição - A Experiência da COSERN - XVII SENDI, Belo Horizonte / MG, 2006.

IEEE PC37.230/D2.0: – Draft Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines, November 2004.

Schweitzer III, Edmund O. Coordenação e Aplicação do Elemento de Sobrecorrente de Seqüência Negativa na Proteção da Distribuição. Pullman / Washington.

Schweitzer III, Edmund O. Renascimento das Grandezas de Seqüência Negativa na Proteção da Distribuição. Pullman / Washington.