

SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO ESQUEMA ANTI-ILHAMENTO DA UHE MONJOLINHO*

Thiago Angioletti Licio¹

Resumo: O presente trabalho tem como objetivo descrever o SEP implantado na subestação de Passo Fundo para proteger as unidades geradoras da usina hidroelétrica de Monjolinho (duas unidades de 33,75 MW cada), interligada a essa subestação, de uma ocorrência que causasse a indisponibilidade dos transformadores TF3 e TF5 da subestação Passo Fundo, ocasionando o ilhamento da usina isolando-a do SIN.

Palavras-chave: ONS. SIN. SEP. Ilhamento, CLP, Bay.

1. INTRODUÇÃO

O trabalho em questão aborda a implantação de um esquema anti-ilhamento da UHE Monjolinho interligada ao SIN através da SE Passo Fundo na barra de 138 kV. No arranjo da subestação, a barra de 138 kV se conecta a barra de 230 kV através de dois transformadores (TF3 e TF5) 230/138 kV. O ONS levantou a necessidade sistêmica de implantação de SEP para proteger as unidades geradoras da usina em questão no caso de uma perda dos dois transformadores (Operador Nacional do Sistema, 2009). Nessa situação a usina ficaria isolada do sistema alimentando as cargas conectadas a barra de 138 kV sendo ela a única usina conectada a essa barra.

Com a usina operando no modo isolado e alimentando as cargas conectadas a barra de 138 kV, um eventual religamento destes transformadores (TF3 ou TF5) acarreta-

¹ Universidade do Sul de Santa Catarina - UNISUL - egresso do curso de Engenharia Elétrica

*Trabalho de conclusão de curso Orientado pelo professor Dr. João Luiz Alkaim - joao.alkaim@unisul.br



ria em danos as unidades geradoras, já que as mesmas seriam reconectadas ao SIN sem que as condições para o sincronismo estivessem sido satisfeitas.

Desta forma um SEP foi implantado, através de lógica implementada no Controlador Lógico Programável (CLP) da subestação, para monitorar o estado (aberto ou fechado) dos disjuntores e das seccionadoras, tanto a montante (lado 230 kV) quanto à jusante (lado 138 kV), dos transformadores TF3 e TF5 da SE Passo Fundo, permitindo identificar as situações em que a barra de 138 kV estivesse desconectada da barra de 230 kV nas quais a usina ficaria isolada do SIN.

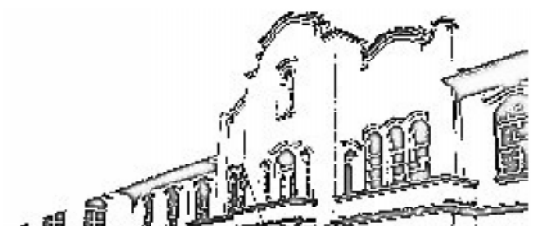
2. SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO

Os sistemas especiais de proteção são definidos como um esquema de proteção que é projetado para detectar uma condição do sistema particular, que é conhecido por causar stress incomum para o sistema elétrico e tomar algum tipo de ação predeterminada para conter a condição observada de uma maneira controlada (Anderson, 1996),(Zima,2010).

Os SEP constituem sistemas automáticos de controle que são implantados em subestações de transmissão e distribuição e usinas geradoras com o objetivo de aumentar a confiabilidade do SIN, fornecendo uma proteção adicional aos componentes pertencentes ao sistema. Com a implantação de um SEP é possível evitar a propagação de desligamentos em cascata na ocorrência de distúrbios de grande porte o que proporciona uma melhora na segurança do sistema e permite uma maior utilização dos sistemas de geração, transmissão e distribuição (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2009).

Diferentemente dos Sistemas de Proteção, que tem uma atuação setorizada, pois monitoram um elemento ou componente do sistema elétrico, atuando somente em situações onde há uma contingência nesse equipamento, os Sistemas Especiais de Proteção

.....



são capazes de detectar condições anormais de operação do sistema ou condições de contingências múltiplas, realizando ações automáticas para preservar a integridade dos equipamentos ou das linhas de transmissão do SIN (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2007).

A implantação de um SEP constitui uma solução dedicada para um sistema elétrico em particular. Não há um esquema especial de proteção que possa ser aplicado a outro sistema elétrico com modificações mínimas.

O SEP deve estar operante o tempo todo, e não apenas nos períodos em que o sistema elétrico esteja sofrendo uma perturbação, defeito ou anormalidade.

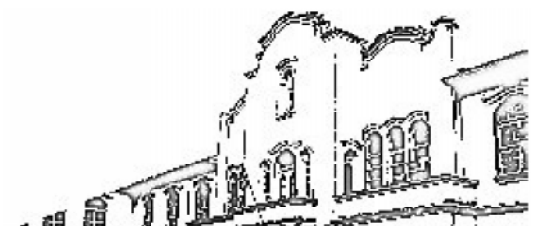
Em um projeto de um Sistema Especial de Proteção, os principais critérios que devem ser levados em consideração são a confiabilidade, segurança, seletividade e a robustez (Cigré, 2000),(Zima,2010).

A determinação de como o SEP deverá atuar parte do ONS, que elabora os estudos sistêmicos que determinam ou não a necessidade do SEP. Nesse âmbito cabe a concessionária (seja ela de geração ou de transmissão) implantar o SEP para que atendas as solicitações do ONS (Operador Nacional do Sistema, 2009).

3. Classificação dos Sistemas Especiais de Proteção

Atualmente, existe um grande número de Sistemas Especiais de Proteção em uso nos sistemas elétricos de todo o mundo. Os SEPs podem ser categorizados de acordo com as ações de controle empregadas, o caráter de funcionamento (permanente ou temporário), tipo de lógica implementada e a tecnologia utilizada. Entre os tipos de SEP em uso, a maioria deles está baseada em uma ou mais das seguintes ações de controle que o esquema exerce sobre o sistema elétrico (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2010b), (Honório,2004):

.....



Corte de geração;
Corte de carga;
Abertura automática de linha de transmissão;
Alívio de carga
Alívio de carregamento de equipamento (normalmente transformadores);
Ilhamento;
Abertura sequencial;
Inserção e desinserção de equipamentos de controle de tensão (reatores e banco de capacitores);
Segregação de barras;
Conversão de síncrono para gerador e vice-versa;
Restauração automática de carga;
Combinação das ações anteriores.

4. Tipos de Sistemas Especiais de Proteção

Os Sistemas Especiais de Proteção englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECE), os Esquemas de Controle de Segurança (ECS) e o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), sendo esse último um SEP específico de corte de carga por subfrequência e/ou taxa de variação de frequência. A implantação desses procedimentos é resultado de estudos elétricos que tem como objetivo avaliar o comportamento do sistema elétrico para determinar a necessidade de instalação de SEP ou de revisão dos esquemas existentes (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2010d), (Tahan,2005).



4.1 Esquema de Controle de Emergência (ECE)

O Esquema de Controle de Emergência (ECE) é projetado para detectar os efeitos resultantes de uma condição anormal de operação e tomar as medidas corretivas automáticas necessárias para evitar sua propagação, com o objetivo de manter a integridade dos equipamentos e linhas de transmissão e garantir desempenho aceitável do sistema. Todas as ações corretivas são previamente estudadas levando em consideração as atuações da proteção, que venham isolar os equipamentos sob defeito, atuando com sucesso ou não (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2010c).

4.2 Esquema de Controle de Segurança (ECS)

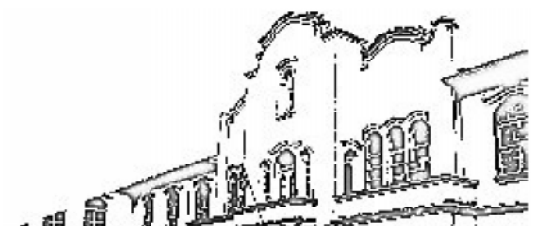
O ECS é um sistema especial de proteção tem o objetivo de realizar uma ação automática para evitar a propagação de distúrbios, a partir da detecção de contingências múltiplas nos sistemas.

No ECS considera-se, além de contingências múltiplas, a falha do equipamento de proteção (disjuntor) e o elemento motivador para a sua atuação. Os ECSs demandam as medidas corretivas baseados na causa, ou seja, no distúrbio propriamente dito, diferentemente do que ocorre com os ECEs que são projetados para detectar os efeitos resultantes de algum distúrbio, tomando as medidas necessárias para evitar sua propagação. Dessa forma os ECSs têm um tempo de atuação inferior aos dos ECEs.

4.3 Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC)

O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) é um tipo específico de sistema especial de proteção que, por meio de uma lógica sequencial, efetua o desligamento automático e escalonado de blocos de carga para minimizar os efeitos de subfrequência decorrentes de perda de grandes blocos de geração.

.....



O ERAC tem o objetivo de assegurar a estabilidade do sistema, recuperando o equilíbrio da potência gerada com a potência consumida, mantendo a frequência o mais próximo da nominal. O esquema é implementado através do uso de relés de frequência, que detectam o afundamento da frequência nominal do sistema em decorrência de uma contingência ocasionada por um déficit de geração.

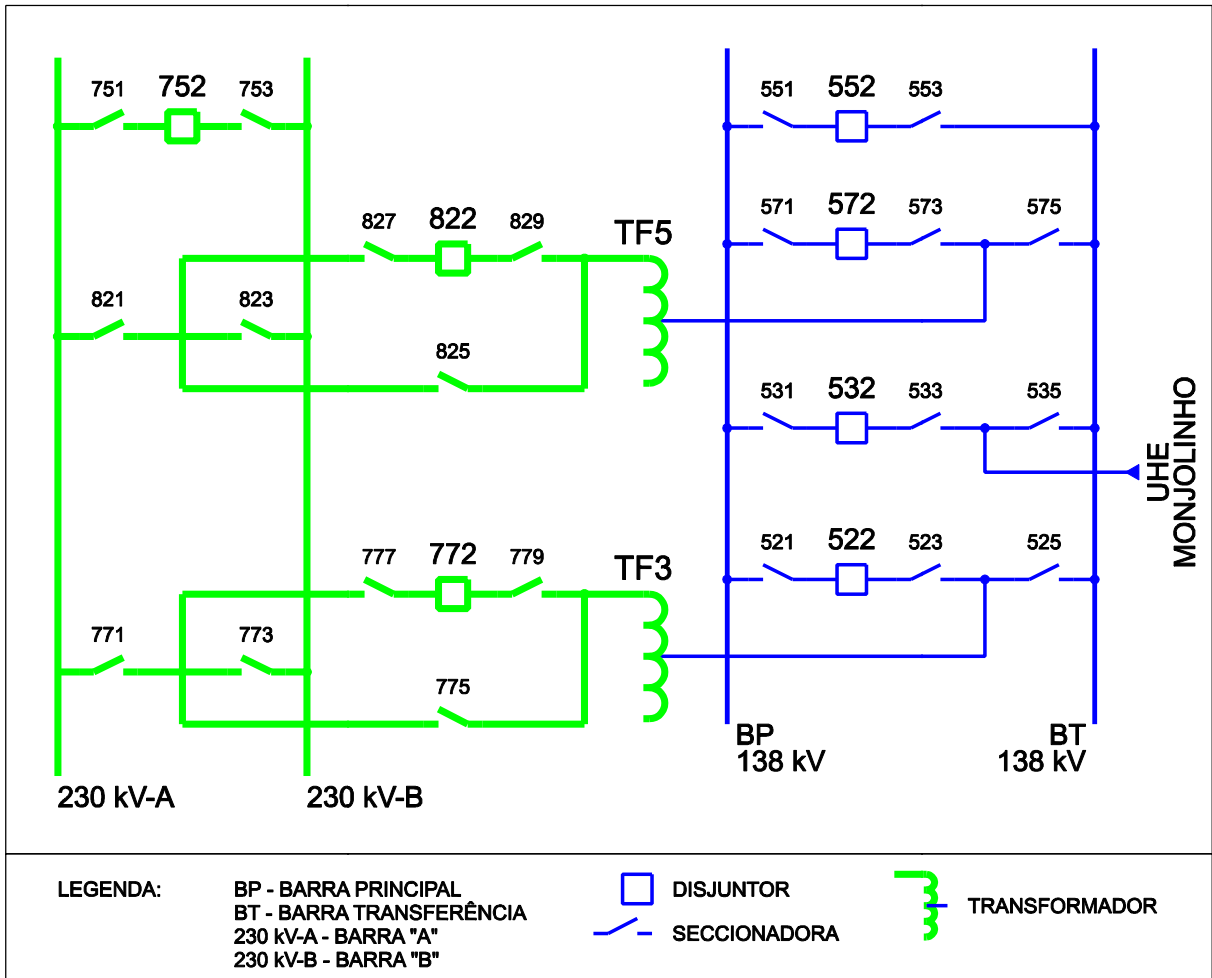
O ERAC é um dos mais importantes sistemas especiais de proteção, pois com a sua correta atuação tem evitado diversos blecautes no SIN ao longo dos anos. (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2010a).

5. ESTUDO DE CASO

A UHE Monjolinho entrou em operação comercial em 1º de Setembro de 2009, e desde então está operando conectada ao Sistema Interligado Nacional. Ela está conectada à barra de 138 kV da subestação de Passo Fundo (desenho abaixo). No arranjo da subestação, a barra de 138 kV (em azul) está conecta ao sistema interligado nacional através de dois transformadores (TF3 e TF5) 230/138 kV que a interligam a barra de 230 kV (em verde) da subestação.

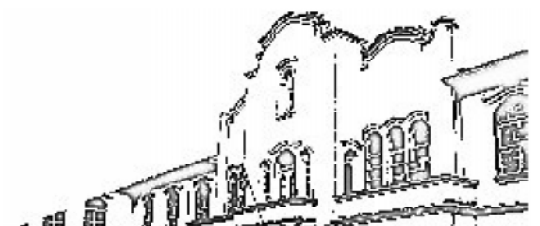


Figura 1 - Unifilar simplificado da Subestação de Passo Fundo



No presente arranjo da subestação, qualquer ocorrência que venha provocar a perda dos dois transformadores elevadores da subestação isolaria a barra de 138 kV do restante do Sistema Interligado Nacional e consequentemente nessa situação a UHE Monjolinho ficaria operando isolada do sistema, ou seja, ilhada em relação ao SIN.

O ilhamento ocorre quando parte da rede de transmissão torna-se eletricamente isolada da subestação a qual está conectada, mas continua sendo energizada através de geradores que estão conectados ao trecho isolado (Correa, 2008).



Com a usina operando no modo isolado e alimentando somente as cargas conectadas a barra de 138 kV, um eventual religamento destes transformadores (TF3 ou TF5) acarretaria em danos as unidades geradoras, já que as mesmas seriam reconectadas ao SIN sem que as condições para o sincronismo estivessem sido satisfeitas.

A operação de geradores ilhados não é desejada e a prática atual adotada pelas concessionárias é desconectar os geradores do sistema elétrico (Pitombo, 2010). Para determinar essa condição particular do sistema, um esquema de proteção especial deveria ser projetado para detectar a sua ocorrência e identificar o ilhamento. Desta forma o ONS determinou que um SEP anti-ilhamento fosse implementado para evitar que uma ocorrência no sistema elétrico levasse a operação da UHE Monjolinho em modo ilhado.

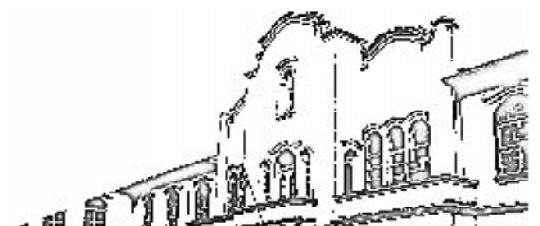
Desta forma um SEP foi implantado, através de lógica implementada no Controlador Lógico Programável (CLP) da subestação, para monitorar o estado (aberto ou fechado) dos disjuntores e das seccionadoras, tanto a montante (lado 230 kV) quanto à jusante (lado 138 kV), dos transformadores TF3 e TF5 da SE Passo Fundo, permitindo identificar as situações em que a barra de 138 kV estivesse desconectada da barra de 230 kV nas quais a usina ficaria isolada do SIN, efetuando a abertura do disjuntor do Bay da UHE Monjolinho.

A subestação Passo Fundo

A subestação de Passo Fundo é composta de um barramento de 230 kV no arranjo de barra dupla cinco chaves, um barramento de 138 kV no arranjo de barra principal e barra transferência a três chaves, dois autotransformadores 138/230 kV (TF3 e TF5) que interligam os barramentos de 138 kV e 230 kV, além das linhas de transmissão que conectam-se tanto do lado de 230 quanto de 138 kV. Também há uma parte em 23 kV que é pertencente à RGE.

Neste estudo iremos somente analisar os bays dos dois autotransformadores 138/230 kV (TF3 e TF5), os bays de transferência tanto de 138 kV quanto 230 kV e o

.....



bay da linha de transmissão da UHE Monjolinho. O bay é a conexão entre a linha e a subestação. Os demais bays, linhas de transmissão e transformadores, sejam eles de 138 ou 230 kV, instalados nesta subestação, não fazem parte deste estudo por não estarem envolvidos, ou não causarem a contingência de ilhamento da usina de Monjolinho.

Utilizaremos a seguinte nomenclatura para se referenciar aos bays da subestação Passo Fundo:

Bay 52 (disjuntor 522 e seccionadoras 521, 523 e 525);

Bay 53 (disjuntor 532 e seccionadoras 531, 533 e 535);

Bay 55 (disjuntor 552 e seccionadoras 551 e 553);

Bay 57 (disjuntor 572 e seccionadoras 571, 573 e 575);

Bay 75 (disjuntor 752 e seccionadoras 751 e 753);

Bay 77 (disjuntor 772 e seccionadoras 771, 773, 775, 777 e 779);

Bay 82 (disjuntor 822 e seccionadoras 821, 823, 825, 827 e 829).

Abordagem adotada

Para determinar o ilhamento da usina frente a uma contingência sistema decidiu-se utilizar as informações de posição (aberto / fechado) dos disjuntores e das seccionadoras dos transformadores TF3 e TF5, tanto do lado da barra de 138 kV quanto do lado da barra de 230 kV da SE Passo Fundo.

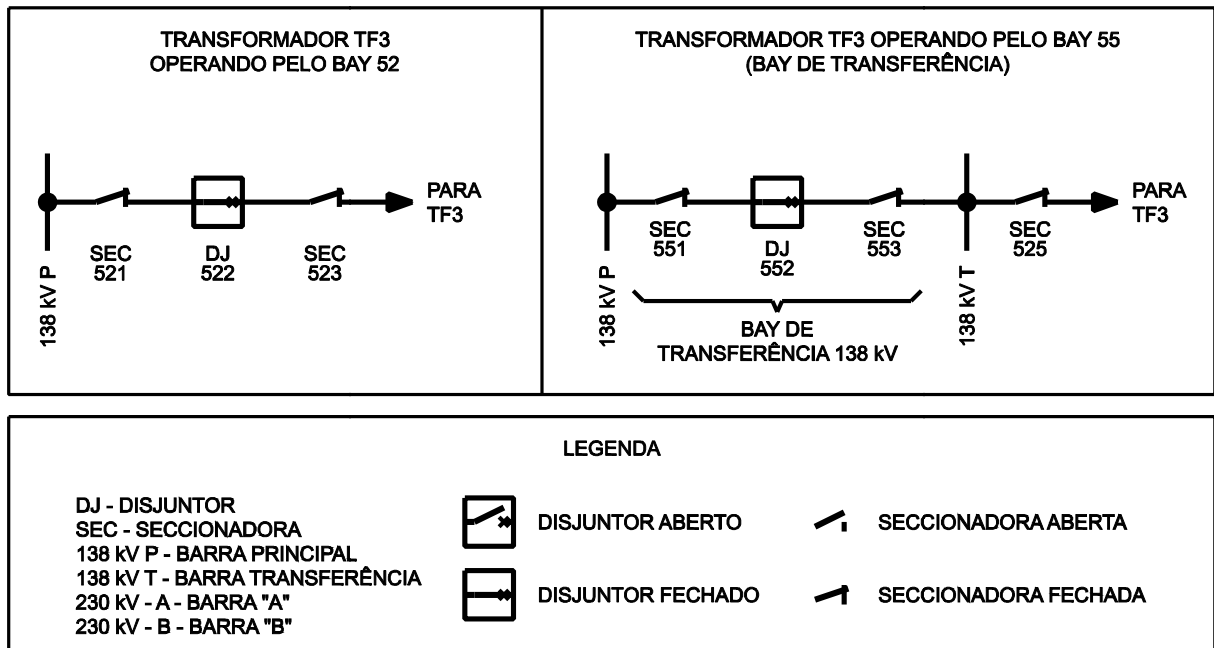
Aquisição de sinais dos disjuntores e seccionadoras da barra de 138 kV

Para simplificar a implementação da lógica do SEP e garantir a consistência do sinal de campo, os sinais de posição do disjuntor e das seccionadoras dos bays da barra de 130 kV foram tratados em uma porta lógica “E”, ou seja, em série.

.....

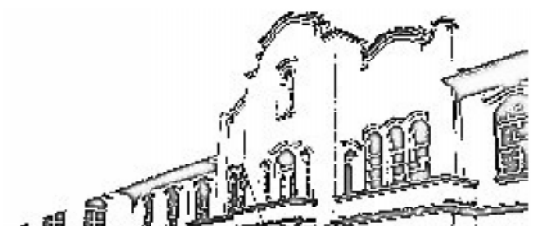


Figura 2 - Sinais do TF3 na barra de 138 kV.



Desta forma, além de se evitar uma sinalização incorreta, nas situações em que o disjuntor estivesse em manutenção, as três variáveis aquisistadas (SEC 521, DJ 522 e SEC 523) do bay 52 do TF3) podem ser tratadas como sendo apenas uma. Se os três equipamentos estiverem fechados o transformador estaria operando normalmente pelo seu bay.

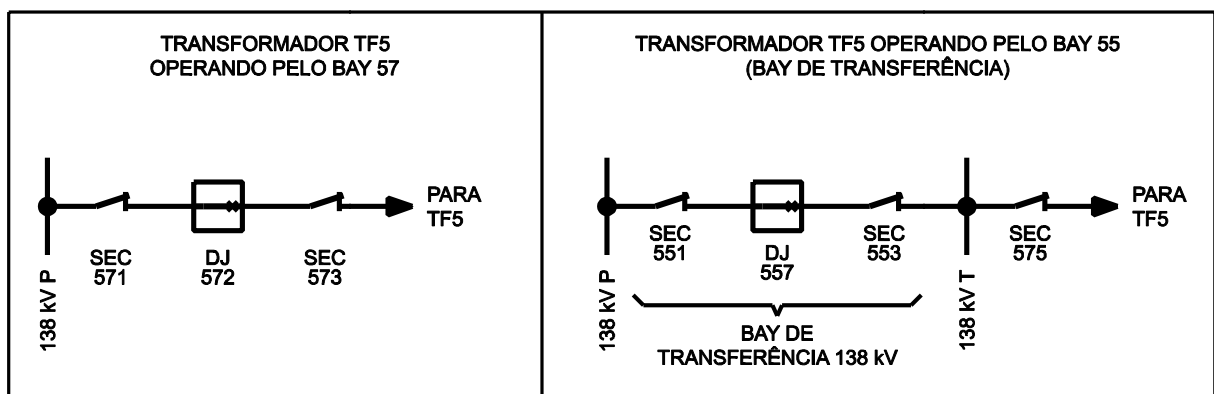
Entretanto, tanto na barra de 138 kV, quanto na barra de 230 kV, existem os bays de transferência. Sua função é permitir que durante períodos de manutenção de um determinado disjuntor, a linha de transmissão ou o transformador que a ele se conecta não fique inoperante, podendo estes equipamentos ou circuitos ser transferidos para o disjuntor de transferência.



Com a possibilidade de um dos dois transformadores operar pelo bay de transferência, tornou-se fundamental verificar se, nos casos que o disjuntor de seu bay estivesse aberto, o mesmo não estava transferido. Sendo assim a monitoração do estado da seccionadora de transferência (SEC 525 no exemplo da figura acima) e do bay de transferência (SEC 551, DJ 552 e SEC 553) tornaram-se fundamentais para o bom funcionamento do SEP.

Cabe salientar que a manobra de transferência (tanto para o 138 kV quanto para o 230 kV) só pode ser realizada transferindo um equipamento por vez. Nunca dois ou mais equipamentos ou circuitos podem ser transferidos.

Figura 3 - Sinais do TF5 na barra de 138 kV.

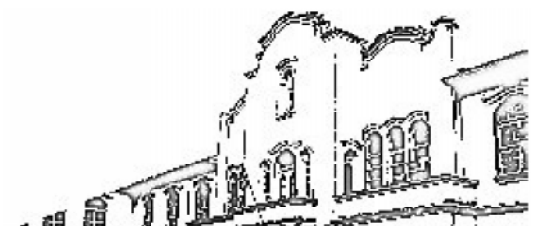


Para o bay 57 do TF5 a abordagem adotada foi a mesma do bay 52 do TF3.

Os disjuntores que são monitorados pelo SEP, podem ficar na posição fechado durante os períodos de manutenção, com as chaves seccionadoras, tanto de um lado quanto de outro na posição aberta, para isolar o disjuntor.

Nessa situação, se fossem somente aquisitados os sinais de posição do disjuntor, estando ele fechado, mas com as seccionadoras abertas, teríamos uma sinalização incorreta para o sistema a ser implementado, o que prejudicaria sua confiabilidade e o seu correto funcionamento.

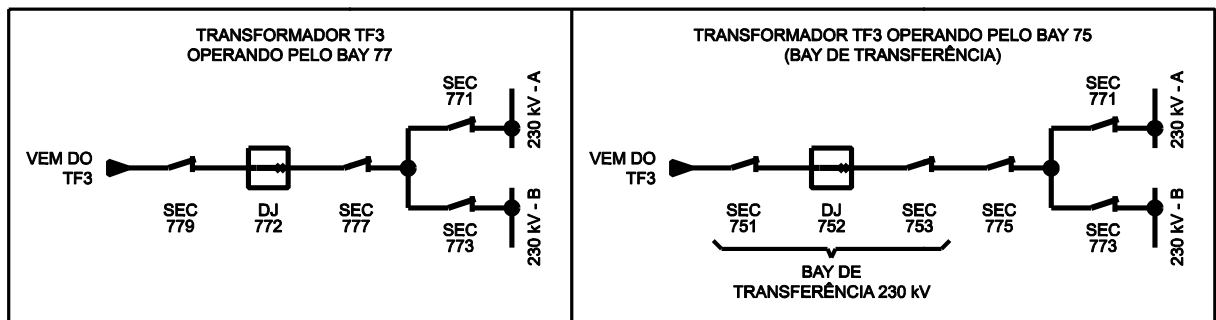
.....



Aquisição de sinais dos disjuntores e seccionadoras da barra de 230 kV

Da mesma forma que foi implementado para os bays do 138 kV, os sinais de posição do disjuntor e das seccionadoras dos bays da barra de 230 kV também foram tratados em série. Mas para o bay de 230 kV, além das seccionadoras que isolam o disjuntor, também foram acrescentadas as seccionadores pelas quais o bay se conecta a barra A ou a barra B.

Figura 4 - Sinais do TF3 na barra de 230 kV.



Na figura acima, as seccionadoras de seleção de barra (SEC 771 e 773) estão representadas na posição fechada. Porém em situações normais de operação uma delas está aberta e a outra fechada. Somente no caso de transferência de uma barra para a outra é que as duas estarão fechadas. Assim, além dos sinais sendo tratados como um “E” (SEC 779, DJ 772 e SEC 777), também foi feito um “OU” com a SEC 771 e a SEC 773. Estes sinais foram tratados como o transformador TF3 operando normalmente pelo bay 77.

A barra de 230 kV também conta com um bay de transferência. Sendo assim, o sinal de posição da seccionadora de transferência (SEC 775 da figura acima) e do bay de transferência também foram aquisitados.

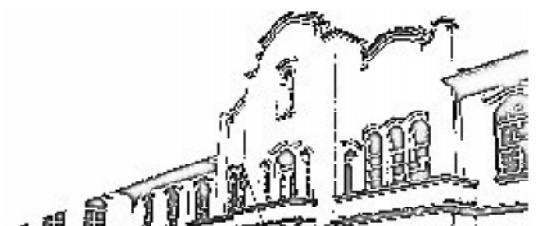
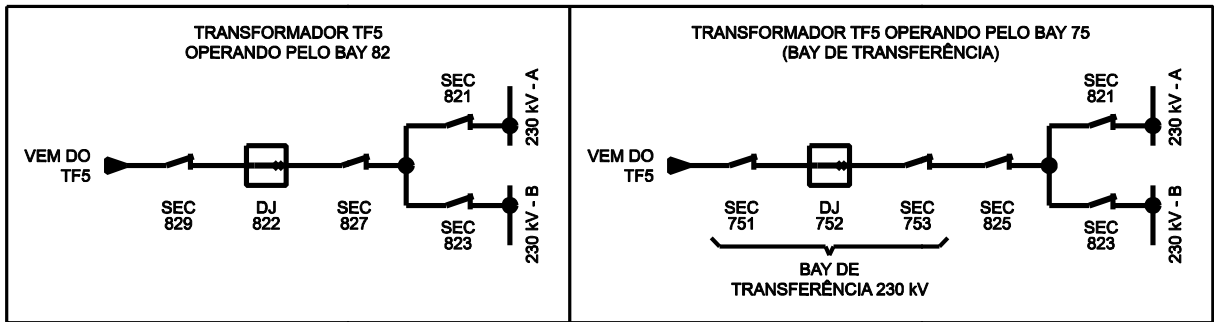


Figura 5 - Sinais do TF5 na barra de 230 kV.



Para o bay 82 do TF5 a abordagem adotada foi a mesma do bay 77 do TF3.

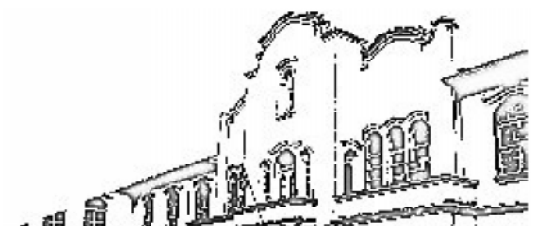
Setorização da contingência de ilhamento

Apesar de vários sinais terem sido simplificados e terem sido tratados como sendo apenas um, a quantidade de final de variáveis a serem tratadas foram dez:

- Bay 52 (disjuntor 522 e seccionadoras 521 e 523);
- Sec. 525 (seccionadora de transferência do bay 52);
- Bay 57 (disjuntor 572 e seccionadoras 571 e 573);
- Sec. 575 (seccionadora de transferência do bay 57);
- Bay 55 (disjuntor 552 e seccionadoras 551 e 553);
- Bay 77 (disjuntor 772 e seccionadoras 771, 773, 777 e 779);
- Sec. 775 (seccionadora de transferência do bay 77);
- Bay 82 (disjuntor 822 e seccionadoras 821, 823, 827 e 829);
- Sec. 825 (seccionadora de transferência do bay 82);
- Bay 75 (disjuntor 752 e seccionadoras 751 e 753);

Com dez variáveis no total e com dois estados possíveis para cada variável (aberto/fechado ou disponível/indisponível) a combinação lógica para o empreendimento ficou com 1024 combinações possíveis, um número elevado de possibilidades.

Como para essa implementação optou-se por utilizar a lógica combinacional, já que uma solução utilizando lógica sequencial deveria prever todas as sequências de ope-



rações possíveis, e foi adotada uma metodologia de setorização, separando a contingência em três grupos para detectar o ilhamento da UHE Monjolinho na SE Passo Fundo:

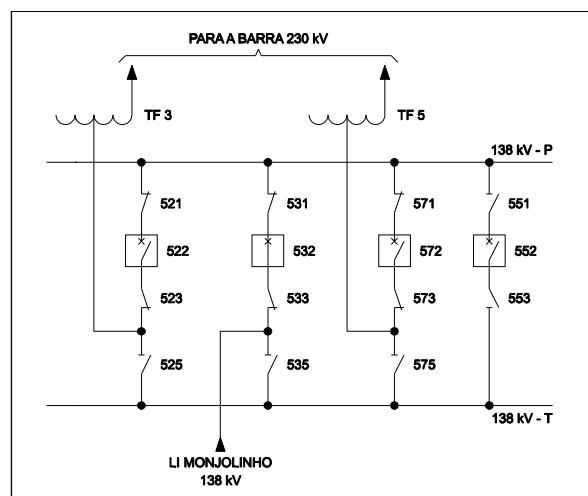
- Ilhamento do lado de 138 kV
- Ilhamento do lado de 230 kV
- Ilhamento cruzado

Com a setorização da lógica foi possível simplificar a implementação, tratando o ilhamento da usina por áreas e diminuindo o número de variáveis em cada parte da lógica.

Ilhamento do lado de 138 kV

O ilhamento ocorre no lado de 138 kV da subestação quando o bay 52 (do TF3) e o bay 57 (do TF5) estão indisponíveis (disjuntor aberto, ou seccionadoras abertas), ou quando estão transferidos para o bay 55 e as seccionadoras ou disjuntor ou deste bay estão abertos. A figura abaixo representa uma situação de ilhamento com os disjuntores 522 e 572 abertos.

Figura 6 – Exemplo de ilhamento do lado de 138 kV



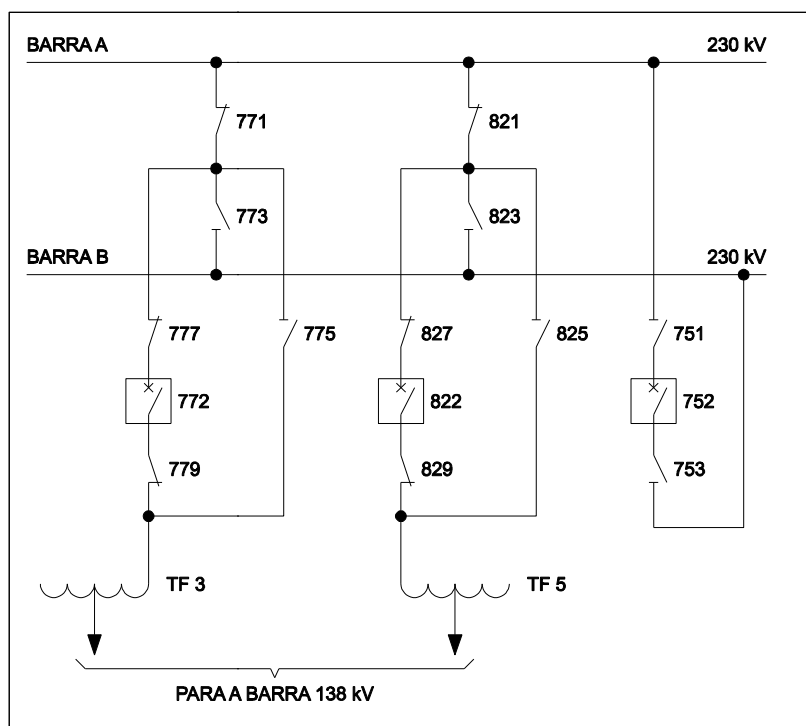
Para implementar a lógica foi utilizada uma tabela verdade e um mapa de Karnaugh para minimizar as funções booleanas.

As situações onde os bays 52 e 55 estivessem operando normalmente, mesmo transferidos, foram tratadas como operação normal. Todas as outras situações foram tratadas como uma contingência de ilhamento.

9.1.1 Ilhamento do lado de 230 kV

Para o lado de 230 kV da subestação, o ilhamento ocorre quando o bay 77 (do TF3) e o bay 82 (do TF5) estão indisponíveis (disjuntor aberto, ou seccionadoras abertas), ou quando estão transferidos para o bay 75 e as seccionadoras ou disjuntor ou deste bay estão abertos. A figura abaixo mostra o ilhamento ocorrido com os disjuntores 772 e 822 abertos.

Figura 7 - Exemplo de ilhamento do lado de 230 kV



Da mesma forma que foi implementada para o 138 kV, a lógica também foi feita através de uma tabela verdade e um mapa de Karnaugh para minimizar as funções booleanas.

As situações onde os bays 77 e 82 estivessem operando normalmente, mesmo transferidos, foram tratadas como operação normal. Todas as outras situações foram tratadas como uma contingência deilhamento.

Como a metodologia de simplificação dos sinais do lado de 230 kV foi a mesma do lado de 138 kV, o resultado da tabela verdade foi o mesmo para os dois, assim como a minimização das funções booleanas pelo mapa de Karnaugh.

A diferença está na implementação final da lógica que para o lado de 230 kV é levado em consideração a posição das seccionadoras de seleção de barras (seccionadoras 771 e 773 do bay 77 e seccionadoras 821 e 823 do bay 82).

Ilhamento cruzado

Foi chamado de ilhamento cruzado a ocorrência de indisponibilidade do bay 82 (lado 230 kV do TF5) e do bay 52 (lado 138 kV do TF3). O ilhamento cruzado também ocorre na indisponibilidade do bay 77 (lado 230 kV do TF3) e do bay 57 (lado 138 kV do TF5). Nessas duas situações a usina ficaria ilhada do sistema elétrico.

Também foram levados em consideração os casos em que esses bays estivessem operando pelo bay de transferência, tanto do lado de 138 kV quanto do 230 kV. A figura a seguir mostra um exemplo onde ocorreria o ilhamento cruzado, com os disjuntores 522 e 822 abertos.

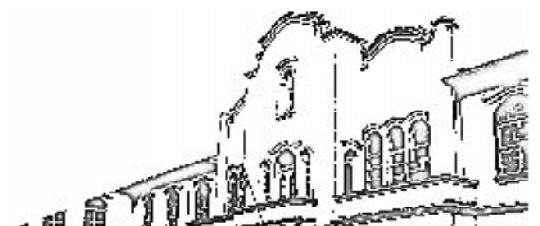
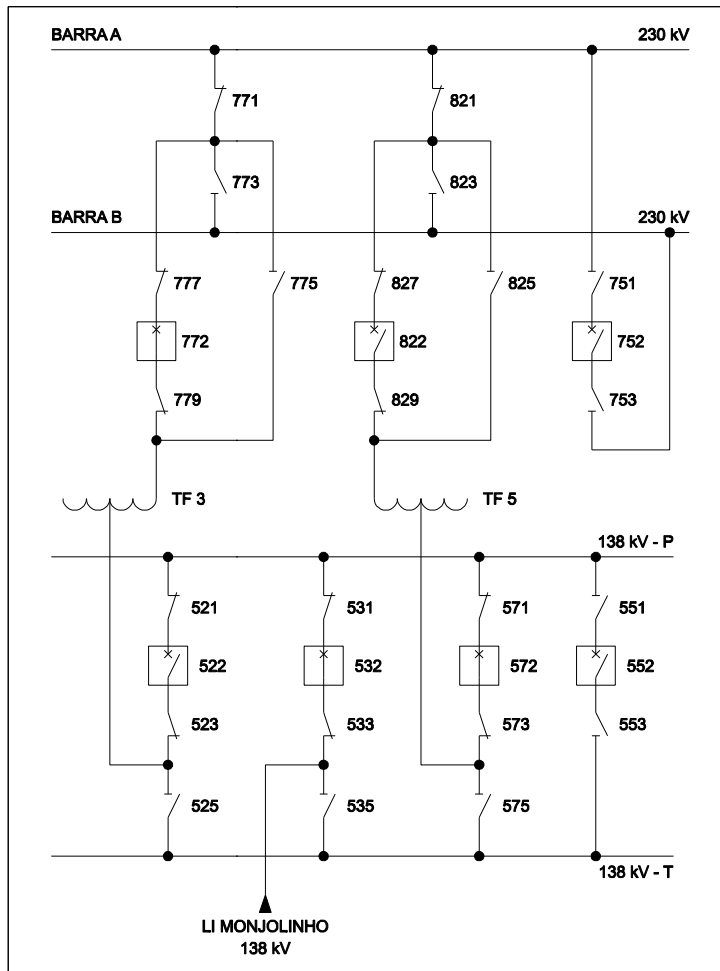


Figura 8 - Exemplo de ilhamento cruzado



Para a ocorrência de ilhamento cruzado entre o bay 57 e o bay 77, a lógica final seria a mesma implementada para os bays 52 e 82, mudando apenas as variáveis.

Simulações das lógicas

Como forma de validar as lógicas elaboradas para o esquema anti-ilhamento da UHE Monjolinho foi elaborada uma simulação desta lógica.

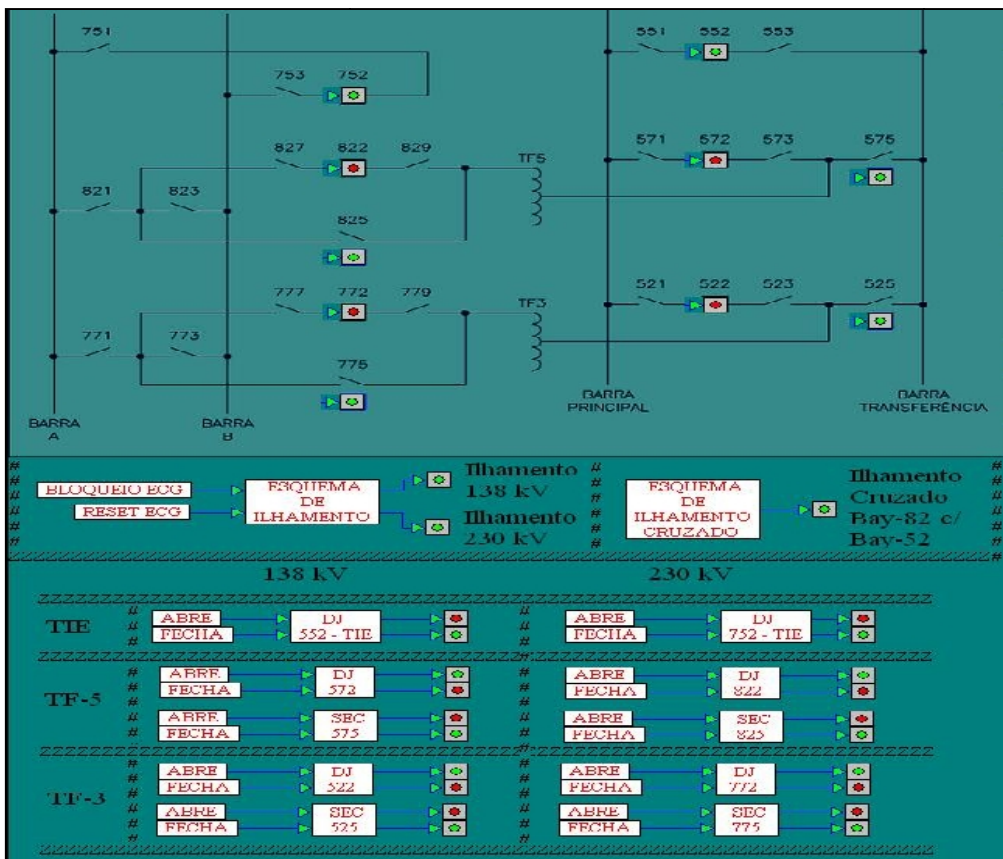
.....



O objetivo da simulação era garantir que a lógica que seria implementada nos CLPs de controle do bay de Monjolinho (bay 53) na subestação de Passo Fundo estivesse funcionando, evitando assim correções de última hora durante o comissionamento que seria feito posteriormente em campo.

O software utilizado para demonstrar a simulação foi o VisSim versão 3.0 para estudantes.

Figura 9 – Tela principal da simulação.



Na tela principal da simulação há um unifilar representado os bays de 138 kV e 230 kV do TF3 e do TF5. O bay 53 de monjolinho foi omitido da simulação, pois o obje-



tivo da lógica simulada é identificar oilhamento e realizar a ação final que é a abertura do disjuntor 532 da linha de transmissão da UHE Monjolinho.

As lâmpadas que estão sobre os disjuntores no desenho unifilar representam uma simplificação do estado dos disjuntores e seccionadoras do respectivo bay. A cor verde representa disjuntor (ou seccionadoras) aberto, e a cor vermelha representa as seccionadoras e o disjuntor fechados.

Na figura da simulação, logo abaixo do unifilar, estão as indicações de ilhamento da usina, e qual o tipo de ilhamento que atuou. E mais abaixo estão os botões de manobras dos equipamentos.

Na sequência serão apresentadas algumas telas de simulações realizadas.

Simulação de ilhamento do lado de 138 kV

A figura 20 mostra a simulação de uma ocorrência de ilhamento com os bays 52 e 57 indisponíveis. Nessa situação a lâmpada vermelha ao lado do ilhamento 138 kV ascendeu, indicando a ocorrência.

Mesmo com o disjuntor 572 transferido para o bay 55 (bay de transferência) e o bay 52 indisponível, a simulação do Sistema Especial de Proteção não acusou o ilhamento, já que mesmo com os dois bays (52 e 57) indisponíveis, o TF5 ainda opera normalmente pelo bay 55, o que não caracteriza o ilhamento. Entretanto se o disjuntor ou o bay 55 ficarem indisponíveis, o esquema lógico irá detectar o ilhamento, como mostrou a simulação.

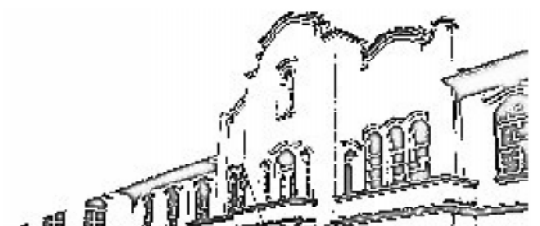
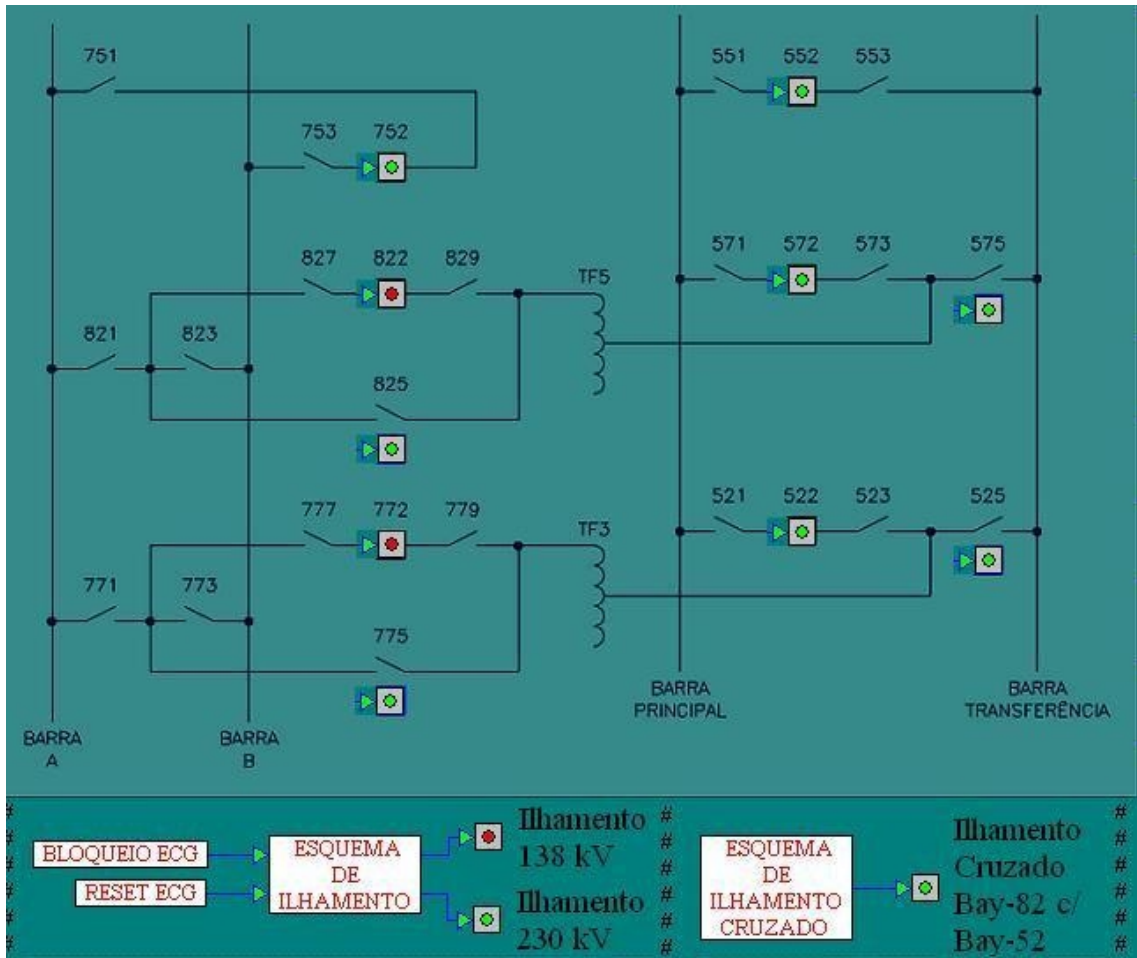


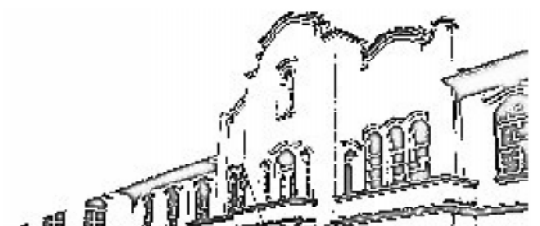
Figura 10 - Simulação de ilhamento do lado de 138 kV.



Simulação de ilhamento do lado de 230 kV

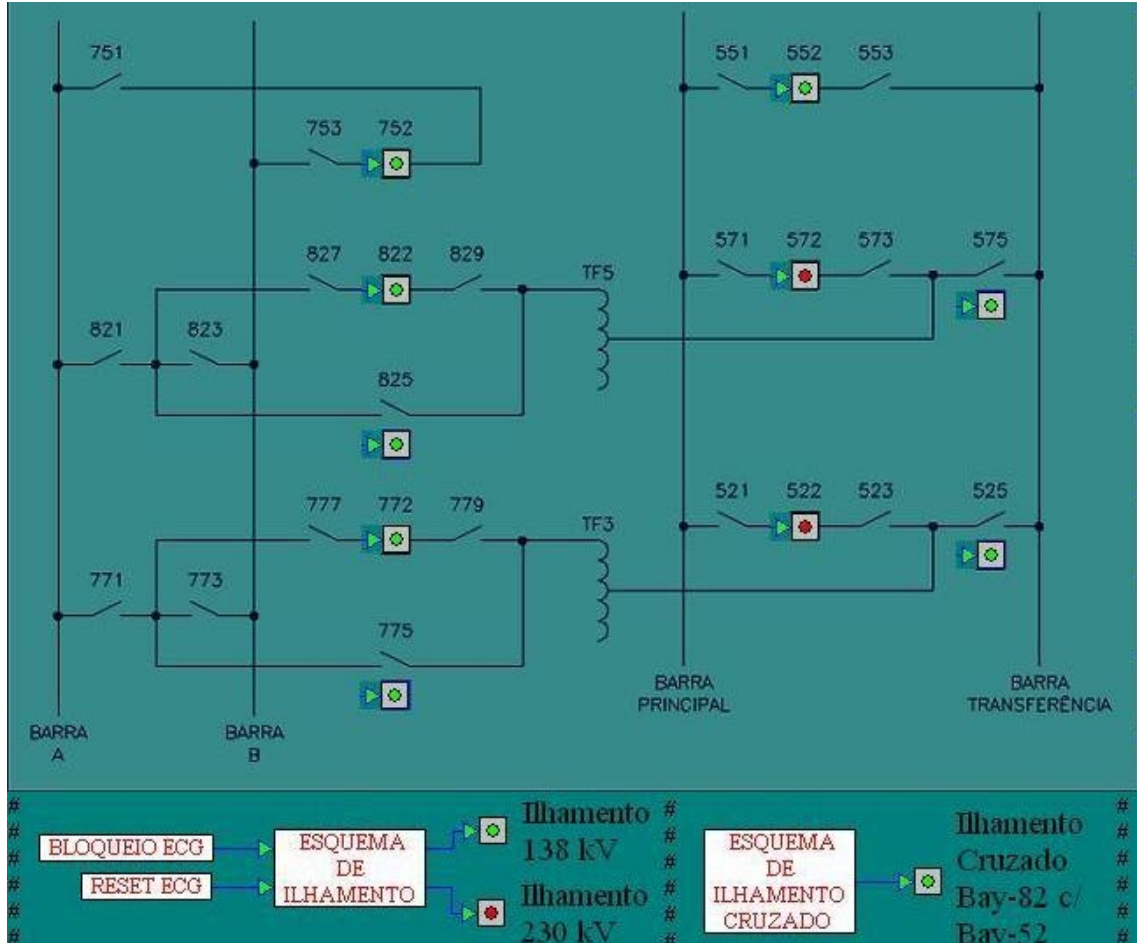
A figura 23 mostra a simulação de uma ocorrência de ilhamento com os bays 77 e 82 indisponíveis. Nessa situação a lâmpada vermelha ao lado do ilhamento 230 kV ascendeu, indicando a ocorrência.

Também foram feitas as simulações com o disjuntor 772 transferido para o bay 75 (bay de transferência) e o bay 82 disponível. Nessa simulação o Sistema Especial de



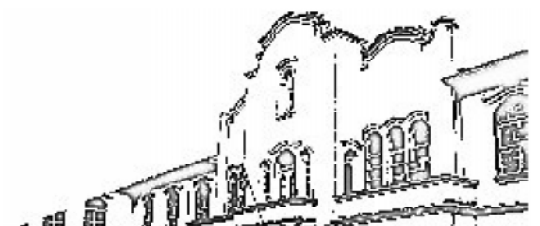
Proteção não acusou o ilhamento, já que o bay 82 está disponível, e o TF3 opera normalmente pelo bay 75. Entretanto se o bay 75 e o bay 82 ficarem indisponíveis, o esquema lógico irá detectar o ilhamento, como mostrou as simulações.

Figura 11 - Simulação de ilhamento do lado de 230 kV.



Simulação de ilhamento cruzado

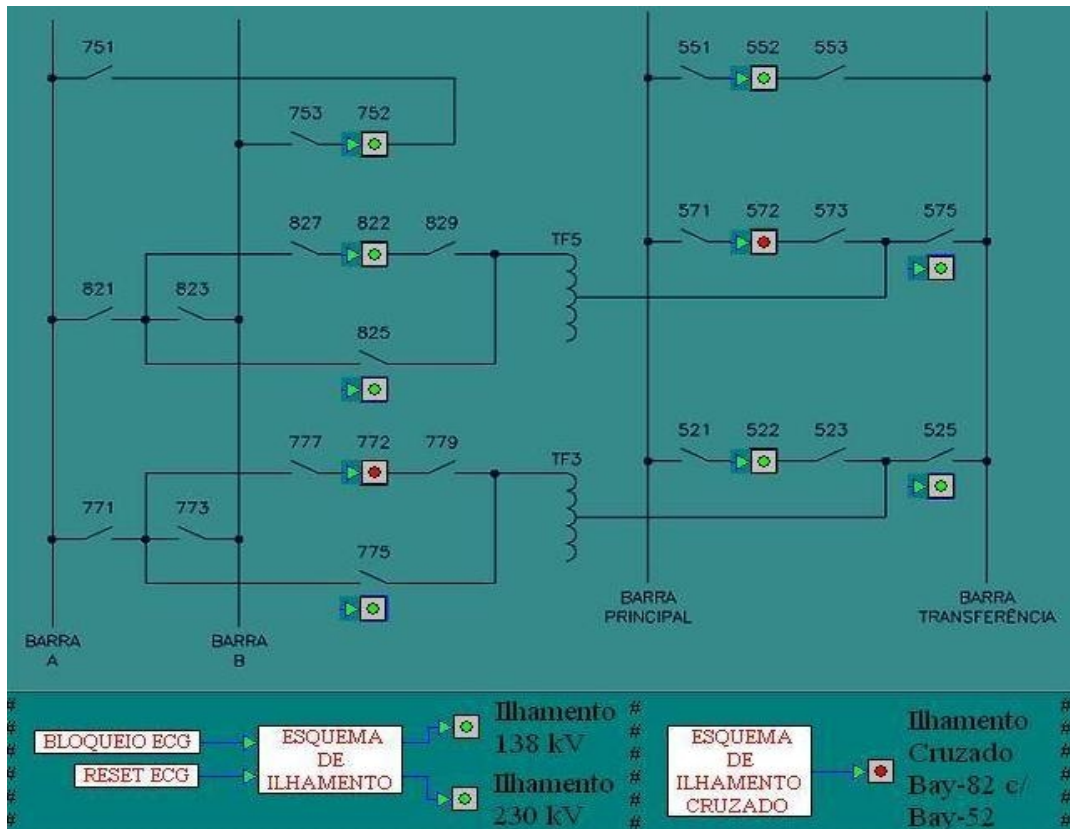
Para a simulação de uma ocorrência de ilhamento cruzado, somente foi implementada a lógica de ilhamento com os bays 52 e 82 indisponíveis, pois a implementação



para os bays 57 e 77 indisponíveis utilizaria a mesma estrutura lógica, somente trocando as variáveis referentes aos respectivos bays. Nessa ocorrência a lâmpada vermelha ao lado do ilhamento cruzado ascendeu, indicando o ilhamento (figura 26).

Com o disjuntor 822 transferido para o bay 75 e o bay 52 indisponível a simulação não acusou o ilhamento, já que mesmo com os dois bays (82 e 57) indisponíveis, o TF5 ainda opera normalmente pelo bay 75, o que não caracteriza o ilhamento. Entretanto se o disjuntor ou o bay 75 ficarem indisponíveis, o esquema lógico irá detectar o ilhamento cruzado.

Figura 12 - Simulação de ilhamento cruzado (bay 52 com bay 82).



6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a estratégia de lógica adotada para a implementação do sistema especial de proteção, associando os sinais de disjuntores e seccionadoras em série, com a setorização da lógica de ocorrência separando-a por barras e com a simulação das lógicas, o Sistema Especial de Proteção a ser implantado na SE Passo Fundo mostrou-se robusto e confiável.

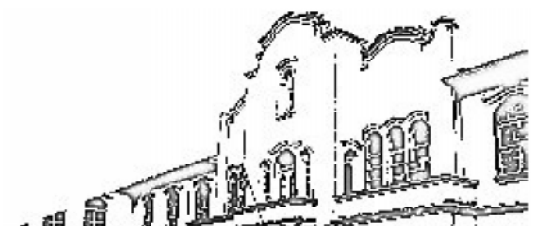
A execução do projeto e testes de implantação na subestação ocorreram no período de 13 a 23 de outubro de 2009. Durante os testes foram executadas todas as manobras dos disjuntores e seccionadoras envolvidos no esquema anti-ilhamento, validando a sua sinalização de posição (aberto/fechado) para o CLP de controle do bay 53 da linha de transmissão da UHE Monjolinho.

O comissionamento da lógica ocorreu no dia 1 de novembro de 2009, e nele foram testadas as lógicas que foram implantadas no CLP. Todas as manobras possíveis que ocasionariam o ilhamento foram testadas, simulando a sinalização de campo através de jumpers na régua de bornes do painel onde estava instalado o CPL. Em todas as situações de ilhamento testadas, o disjuntor 532 do bay de Monjolinho recebeu o comando de abrir, sendo esse o resultado esperado.

Para realizar o projeto e a implantação de um sistema especial de proteção é necessário um esforço conjunto de várias pessoas e empresas. No caso do esquema anti-ilhamento da UHE Monjolinho as empresas envolvidas no projeto foram a Eletrosul (proprietária da subestação de Passo Fundo), Engevix (projetista do SEP), Monel (proprietária da UHE Monjolinho), Reivax (desenvolvedora e programadora do CLP) e ONS.

Um dos fatores que, inicialmente, criaram uma complexidade para o empreendimento foi a alta quantidade de variáveis para análise, que num total foram 10 (dez), o que acarretava em uma grande quantidade de possibilidades (1024) para uma lógica de

.....



controle. A solução encontrada, que foi separar as lógicas por setores (138 kV, 230 kV e cruzado) mostrou-se eficiente, pois facilitou a implementação e isolou as ocorrências por áreas.

O Sistema Especial de Proteção implantando veio oferecer a UHE Monjolinho uma operação mais segura, já que com sua implantação o risco de ilhamento foi resolvido. Com isso foi possível evitar um possível sincronismo fora de fase e, ou, um sincronismo das unidades geradoras sobre carga.

Futuras modificações ou expansões na SE Passo Fundo poderão impactar em uma revisão do esquema anti-ilhamento, porém com a facilidade e a versatilidade de se revisar a lógica dentro de um CPL facilitariam e muito a atualização de um projeto como esse.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 251:** estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração, e dá outras providências. Brasília: 2007.

ANDERSON, P. M., Le Reverend B. K. Industry experience with special protection schemes. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 11, Nº 3, 1996.

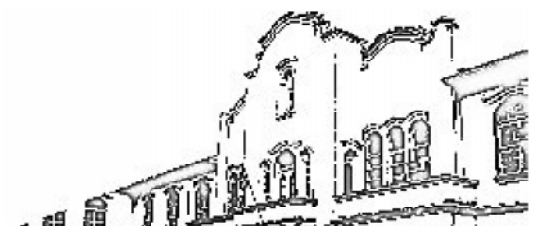
CIGRÉ. Task Force(38.02.19). **System protection schemes in power networks.** Final Draft v 5.0, 2000.

CORRÊA, D. S. **Metodologias para análise do risco de ocorrência de ilhamentos não intencionais de geradores síncronos distribuídos.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Universidade Estadual de Campinas, Campinas,2008.

HONÓRIO, I. C. **Sistema especial de proteção e proteção de perda de sincronismo:** estabelecimento de critérios e procedimentos para seletividade e priorização. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Acompanhamento do esquema regional de alívio de carga – ERAC: leituras de 18/04/2007, 15/08/2007 e 19/12/2007.

.....



Relatório ONS RE-3-153-2008. Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/sistemas_especiais_protecao.aspx>. Acesso em: 15 maio.2010a.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Banco de dados de sistemas especiais de proteção - Relatório ONS RE 3/041/2004.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/sistemas_especiais_protecao.aspx>. Acesso em: 14 abr.2010b.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Diretrizes para a operação elétrica com horizonte mensal.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 12 set.2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Lógicas básicas de atuação dos esquemas de controle de segurança: subestação de bandeirantes 345 kV. Relatório ONS RE3-229/2004.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/sistemas_especiais_protecao.aspx>. Acesso em: 13 mai.2010c.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sistemas especiais de proteção, submódulo 11.4.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 11 abr.2010d.

PITOMBO, S. O. **Proteção adaptativa anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2010.

TAHAN, C. M. V. et al. Simprot- Ambiente de Simulação da Operação de Sistemas de Proteção e Ocorrências do Sistema Interligado Nacional. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 8., 2005, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, 2005.

ZIMA, M. **Special protection schemes in electric power systems.** Disponível em: <http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/zima_survey.pdf>. Acesso em: 5 mar.2010.

