



## XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

### Análise e Investigação da Recusa de Atuação de uma Proteção Diferencial de Barras – Experiências e Lições Aprendidas

<b>Alexandre Sales Braz</b>		<b>Júlio César Marques de Lima</b>
<b>CEMIG Distribuição S.A.</b>		<b>CEMIG Distribuição S.A.</b>
asbraz@cemig.com.br		jclima@cemig.com.br

#### Palavras-chave

Análise de perturbação, proteção, relé diferencial de barras.

#### Resumo

O presente trabalho apresenta em detalhes a análise e a investigação realizadas, no escritório e no campo, para determinar os motivos da recusa de atuação de uma proteção diferencial de barras em uma importante subestação do sistema elétrico da CEMIG Distribuição. Essa subestação é alimentada radialmente por duas linhas de interligação que partem de uma subestação de transmissão de outra empresa do sistema interligado.

A perturbação, que teve como causa primária a incidência de uma descarga atmosférica em uma das linhas de 138 kV que partem da SE da CEMIG Distribuição, evoluiu alguns segundos depois para uma perturbação de maior abrangência, devido ao rompimento de um *jumper* no barramento de 138 kV da SE da CEMIG Distribuição e abertura do terminal fonte na SE da empresa supridora, interrompendo o fornecimento de energia elétrica para mais de 200 mil consumidores.

A análise preliminar da perturbação indicou as possíveis causas da recusa de atuação do relé diferencial de barras, porém as primeiras verificações realizadas na SE não apontaram a causa da falha do sistema de proteção. Organizou-se então um programa de testes para sistematizar os trabalhos, objetivando a rápida localização do defeito e levantamento de outras irregularidades.

#### 1 Introdução

A atividade de análise de perturbações constitui um desafio permanente para o engenheiro de proteção, pela variedade de situações que se apresentam no dia-a-dia e pela necessidade de garantir o correto funcionamento dos sistemas de proteção, evitando-se a ocorrência de novos distúrbios. Essa atividade, que exige atenção para detalhes e disposição para investigar diversas hipóteses que expliquem a perturbação, consiste em analisar todos os aspectos relacionados ao desligamento forçado incluindo as informações de eventos, registros de oscilografia e resultados de simulações realizadas no escritório. Muitas vezes, o trabalho investigativo impõe a necessidade de testes e investigações no campo, para comprovar ou não as hipóteses levantadas no escritório, como será demonstrado neste trabalho.

Os estudos efetuados no escritório, durante a análise da perturbação em questão, definiram as possíveis causas da recusa de operação da proteção, formando o subsídio para se definir uma

seqüência de testes. Essa seqüência foi levada a cabo minuciosamente, iniciando com testes de bancada nos relés diferenciais de barra das três fases, identificação e inspeção de cada ramo integrante do circuito do relé diferencial de barras, retirada da informação de corrente de cada uma das fontes de alimentação de corrente secundária com conseqüente medição e monitoramento da corrente circulante no circuito diferencial, elevação dessa corrente até atingir o *pickup* ajustado nos relés para verificação de emissão de *trip* e conseqüente comando de abertura das fontes envolvidas.

Ao final da investigação constatou-se que a retirada de um transformador abaixador de 138/13,8 kV na SE CEMIG Distribuição, sem a correspondente retirada ou isolamento efetivo da fiação de amostra secundária de corrente desse equipamento no circuito do relé diferencial de barras, foi a causa da recusa de atuação da proteção. Uma chave de testes, que não deveria mais existir no circuito já que o equipamento à qual ela pertencia havia sido retirado, foi isolada de forma indevida, aterrando os secundários dos TCs e drenando toda a corrente diferencial que porventura aparecesse, não permitindo a sensibilização de nenhum dos relés diferenciais de barra. Localizado o ponto de defeito, o mesmo foi corrigido e novos testes foram executados, obtendo-se resultados satisfatórios.

## 2 Análise da Perturbação

A figura 1 apresenta a área do sistema elétrico da CEMIG Distribuição afetada pela perturbação.

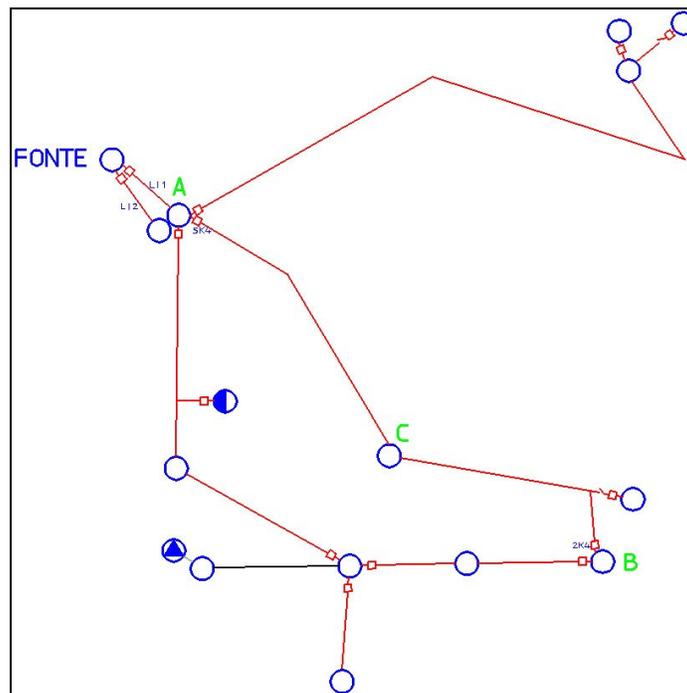


Figura 1 – Área do Sistema Elétrico da CEMIG Distribuição afetada pela Perturbação.

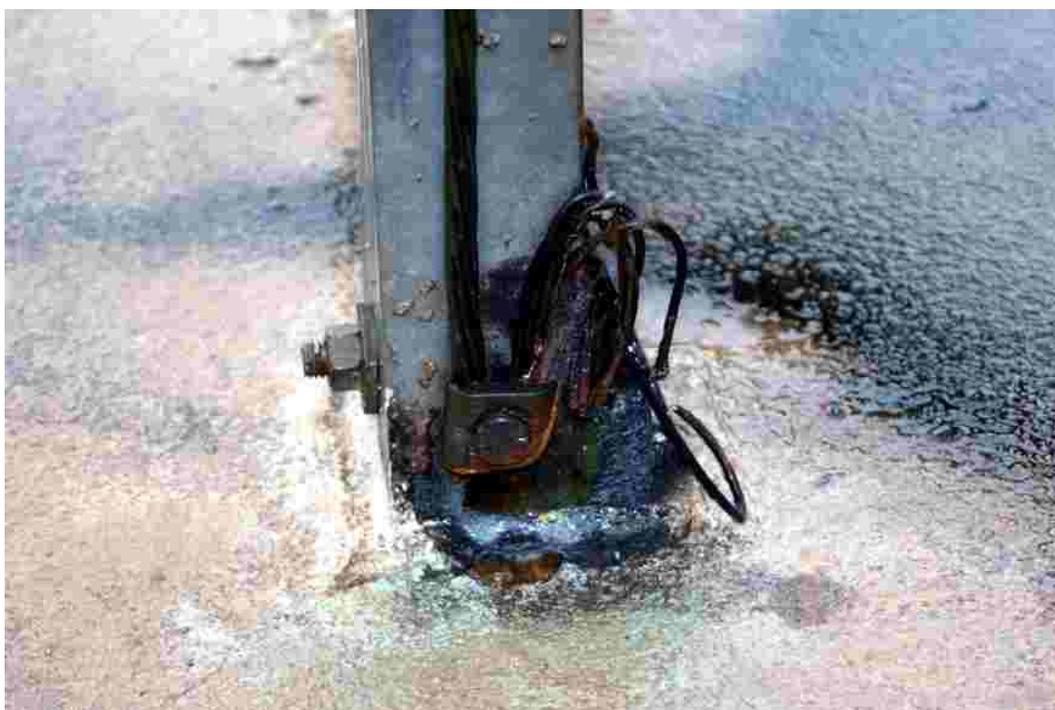
### 2.1 Primeiro Curto-circuito

O registrador digital de perturbações (RDP) da SE A armazenou arquivo de um curto-circuito entre a fase branca e a terra na LT SE A – SE B 138 kV, muito provavelmente provocado por descarga atmosférica. Apesar de não ter sido identificada a descarga atmosférica através do Sistema de Localização de Tempestades (SLT), o estado em que foi encontrado o pára-raios da fase branca da saída do vão 5K da SE A (ver figuras 2 e 3) não permite outra análise, já que inspeção foi feita ao longo da LT e nada anormal foi identificado. Várias descargas atmosféricas foram registradas na região, no mesmo instante do curto-circuito, mas nenhuma delas próxima à LT SE A – SE B 138 kV. Segundo informações colhidas junto à área de meteorologia, é possível que a descarga atmosférica que provocou o curto-circuito não tenha sido registrada em virtude das várias outras que incidiram na região no mesmo instante.

Utilizando o aplicativo de localização de faltas que integra o software de visualização de registros digitais de perturbação, foi possível verificar que o curto-circuito originado pela descarga atmosférica aconteceu a aproximadamente 50 metros da saída do vão 5K da SE A. Considerando a alta precisão e representatividade obtidas, foi possível inferir que o curto-circuito ocorreu quando a frente de onda da descarga atmosférica atingiu o pára-raios da fase branca, já que foram detectadas marcas em seu anel de corona, rompimento de seu cabo de aterramento e rompimento de seu *jumper* de conexão com a linha de transmissão.



*Figura 2 – Jumper rompido na extremidade superior do pára-raios da fase branca do vão 5K da SE A.*



*Figura 3 – Estado em que ficou o aterramento do pára-raios da fase branca devido à descarga atmosférica*

No terminal 5K da **SE A** houve atuação das unidades instantâneas de fase e de neutro da proteção de sobrecorrente direcional. Já na **SE B** operou a unidade de sobrecorrente instantânea de fase da proteção de sobrecorrente direcional. A duração do curto-circuito foi de 309 ms. O disjuntor da **SE A** abriu 133 ms após o início da falta. O proteção operada na **SE A** emitiu o pulso de *trip* 91 ms após o início da falta, e o tempo total de abertura do disjuntor foi de 42 ms. As formas de onda de tensão e corrente referentes ao curto-circuito e ao religamento automático podem ser vistas nas figuras 4, 5 e 6.

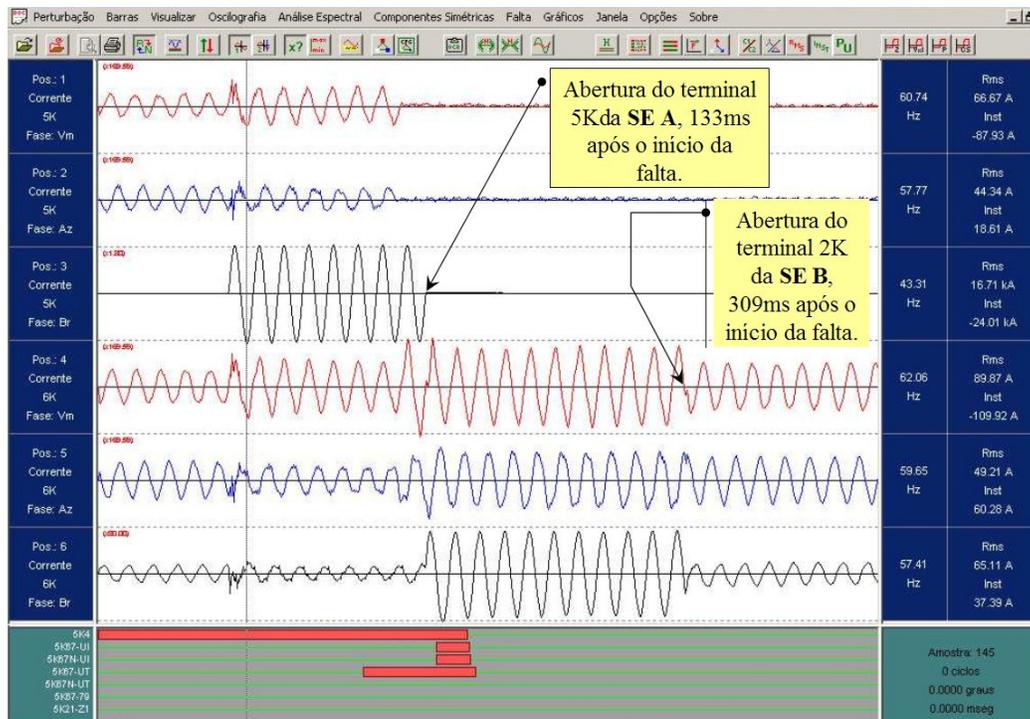


Figura 4 - Informações de Oscilografia dos vãos 5K e 6K da SE A, identificando a eliminação da primeira falta.

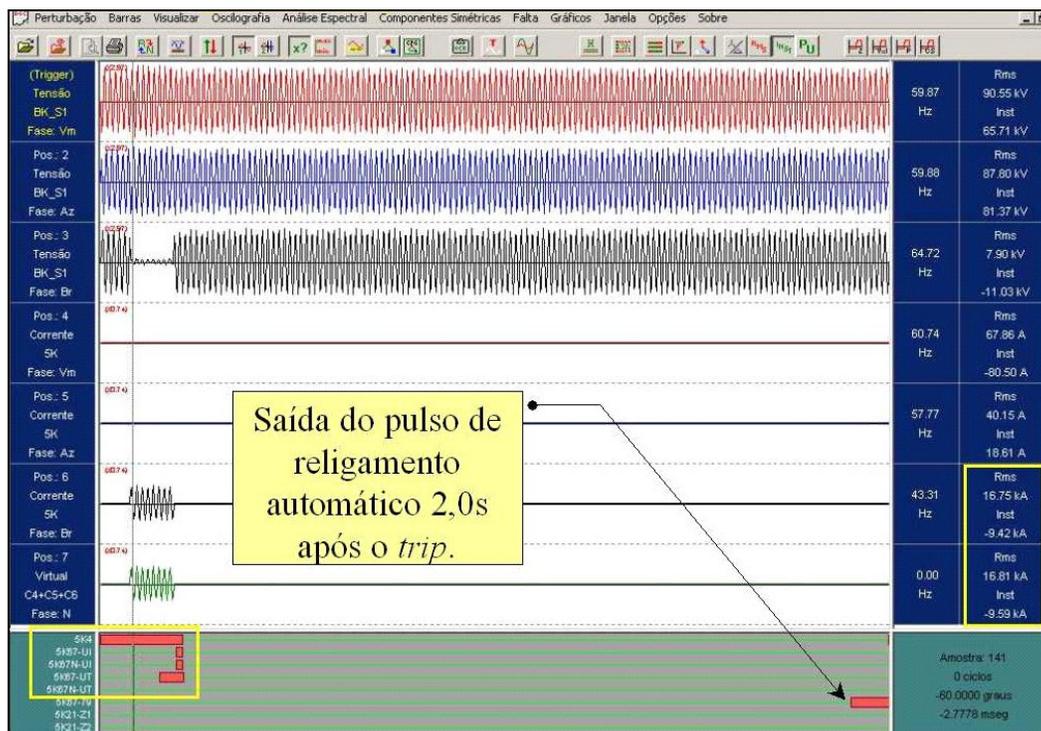


Figura 5 - Primeira abertura e saída do pulso de religamento do terminal 5K da SE A.

Uma discordância de pólos foi observada quando do religamento automático do disjuntor 5K da SE A. Foi solicitado à equipe de manutenção a execução de testes para determinação do motivo da demora no fechamento da fase branca do disjuntor e nada anormal foi verificado. A corrente de curto-circuito através do vão 5K da SE A foi registrada pelo RDP da SE A com quase 17 KA.

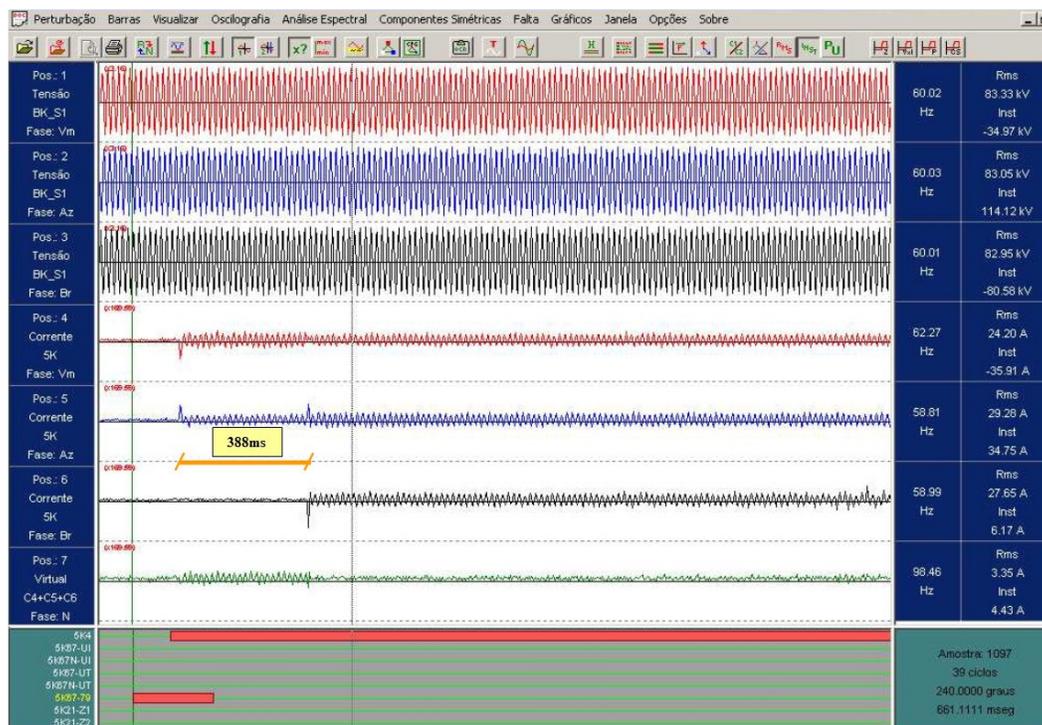


Figura 6 – Registro do religamento automático do disjuntor 5K4 da SE A.

## 2.2 Segundo Curto-circuito

Quase sete segundos após o disjuntor 5K4 da SE A religar satisfatoriamente, um novo curto-circuito ocorreu na barra de 138 kV da SE A. Esse novo curto-circuito foi provocado por rompimento do *juniper* de interligação da chave 5K1 com a barra de operação número 1, seção 1, fase branca, 138 kV, configurando uma falta do tipo fase-terra, conforme figuras 7 e 8. O ponto do defeito é ilustrado no diagrama unifilar da figura 9.



Figura 7 – Juniper da chave 5K1 rompido na barra de 138 kV da SE A.



Figura 8 – Isolador danificado na barra de 138 kV da SE A.

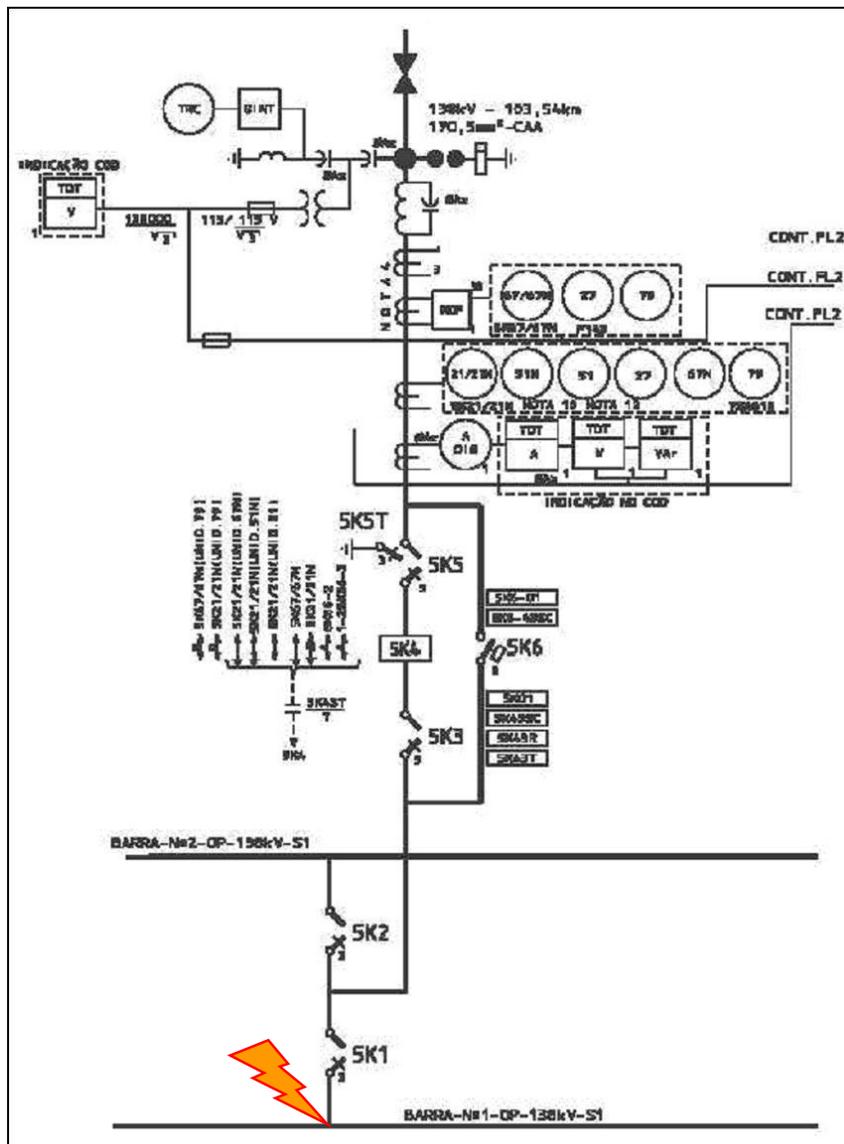
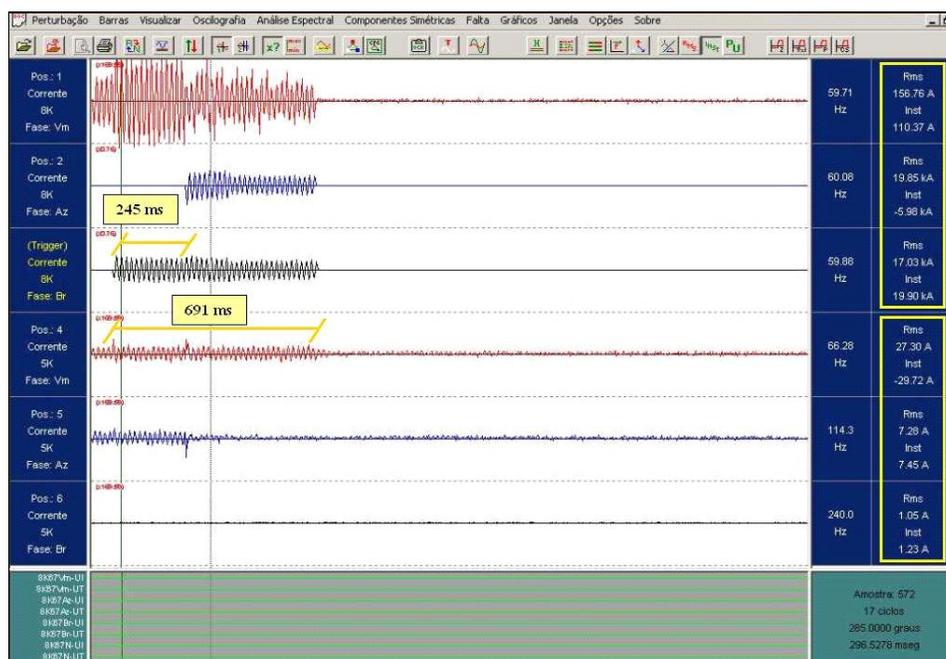


Figura 9 – Diagrama Unifilar mostrando o ponto de defeito na barra de 138 kV da SE A.

Esse curto-circuito entre a fase branca e a terra evoluiu, 245 ms depois, para uma falta bifásica-terra, sendo esta eliminada 446 ms depois da evolução, o que dá um tempo total de falta igual a 691 ms. O valor de corrente na fase azul durante o curto-circuito chegou a 19,85 KA, conforme pode ser observado na figura 10. O relé diferencial de barra da **SE A** não operou, o que levou a retaguarda remota a atuar, corretamente. Essa retaguarda remota é o relé de sobrecorrente residual direcional, instalado na **SE FONTE**, no terminal da Linha de Interligação número 1. Essa proteção da **SE FONTE** operou através de sua unidade temporizada, num tempo de 691 ms. O desligamento da Linha de Interligação número 1 entre a **SE FONTE** e a **SE A** provocou blecaute na região, desenergizando dez subestações da CEMIG Distribuição e mais duas subestações de grandes consumidores.



Figuras 10 – Correntes dos vãos 5K e 8K da SE A para falta na barra de 138 kV.

### 3. Análise do Relé Diferencial de Barras Tipo PVD11C – GE

A proteção da barra de 138 kV da SE A é feita por três relés diferenciais de alta impedância do tipo PVD11C, de fabricação General Eletric, conforme apresentado na figura 11. O princípio de operação do relé de proteção diferencial de barras PDV será descrito com a ajuda do diagrama de conexões externas da figura 12.

O relé PVD é uma proteção diferencial de alta impedância. Considerando uma falta entre a fase vermelha e a terra, externa à área diferencial, a tensão à qual estará submetido o relé PVD (entre os pontos A e D) será insignificante, isso é, se todos os TCs trabalharem de forma ideal. Mas como durante condições de falta os TCs nem sempre têm performance ideal, já que a saturação do núcleo causa uma drástica alteração na RTC, o que ainda pode piorar devido às componentes D-C e ao fluxo residual, uma diferença de potencial deve então aparecer nos terminais do relé. Se um TC no circuito de falta perde completamente a condição de produzir tensão no circuito secundário em função da saturação, temos então a pior condição de operação possível. Conforme cita o manual do relé PVD, nessa pior condição de operação, a máxima tensão que surgiria entre os pontos A e D é de cerca de 200 V.

Analisemos agora uma falta interna à área diferencial. Nesse caso, todos TCs dos circuitos alimentadores estarão “forçando” a alta impedância do relé PVD e a tensão na junção dos pontos A e D será próxima da tensão de secundário aberto que o TC poderá produzir. Embora a magnitude da tensão RMS induzida num secundário de TC para uma condição de secundário aberto seja limitada pela saturação do núcleo, picos muito altos de tensão ocorrem no instante de tempo em que a relação

de mudança de fluxo no núcleo é maior, isso é, aproximadamente quando o fluxo está passando por zero. O pico de tensão que aparece sob os terminais do relé PVD, não considerando o limite do Thyrite, pode ser de 1000 V ou mais. Já para uma falta interna moderada, a componente de 60 Hz dessa tensão será geralmente bem maior que o valor calculado para a falta externa máxima e, portanto, o PVD pode ser calibrado para que não venha a atingir o *pickup* para uma tensão igual à causada pela máxima corrente de falta externa, mas virá a atuar para a menor tensão gerada por uma corrente de falta interna, permitindo então uma boa seletividade.



Figura 11– Relé Diferencial de Barra PVD11C - GE

O relé PVD conta ainda com as seguintes unidades de operação:

- **87L Unidade de Alta Impedância:** A bobina de operação de alta impedância é alimentada através de um circuito ressonante série, ajustado na frequência fundamental. A bobina de operação da unidade ajustável de alta impedância, a qual está inserida dentro de um retificador de onda completa, pode ser ajustada com o valor de tensão desejado para o *trip*. O tempo de operação da unidade 87L depende da magnitude da corrente de falta, da qualidade dos TCs empregados e do ajuste da unidade. Para correntes de falta de baixa e moderada intensidades, essa unidade geralmente opera entre dois e quatro ciclos.
- **Thyrite:** A saturação do TC limita o valor RMS de tensão secundária durante uma falta interna. Entretanto, picos de tensão suficientemente altos para romper o isolamento podem ocorrer. Para proteger o relé e o isolamento da fiação associada, um resistor não linear, o Thyrite, é colocado em paralelo com a unidade 87L.
- **87H Unidade Instantânea:** Para reduzir o tempo de operação do relé durante faltas severas, uma unidade instantânea, 87H, é colocada em série com o Thyrite. A unidade 87H é ajustada para operar com a corrente que flui na ocorrência de faltas severas. O tempo de operação da unidade 87H depende do seu ajuste, da magnitude da corrente de falta e da qualidade dos TCs empregados. Em geral, para moderadas e altas correntes de falta, essa unidade irá operar com um tempo que varia de meio a um ciclo e meio.

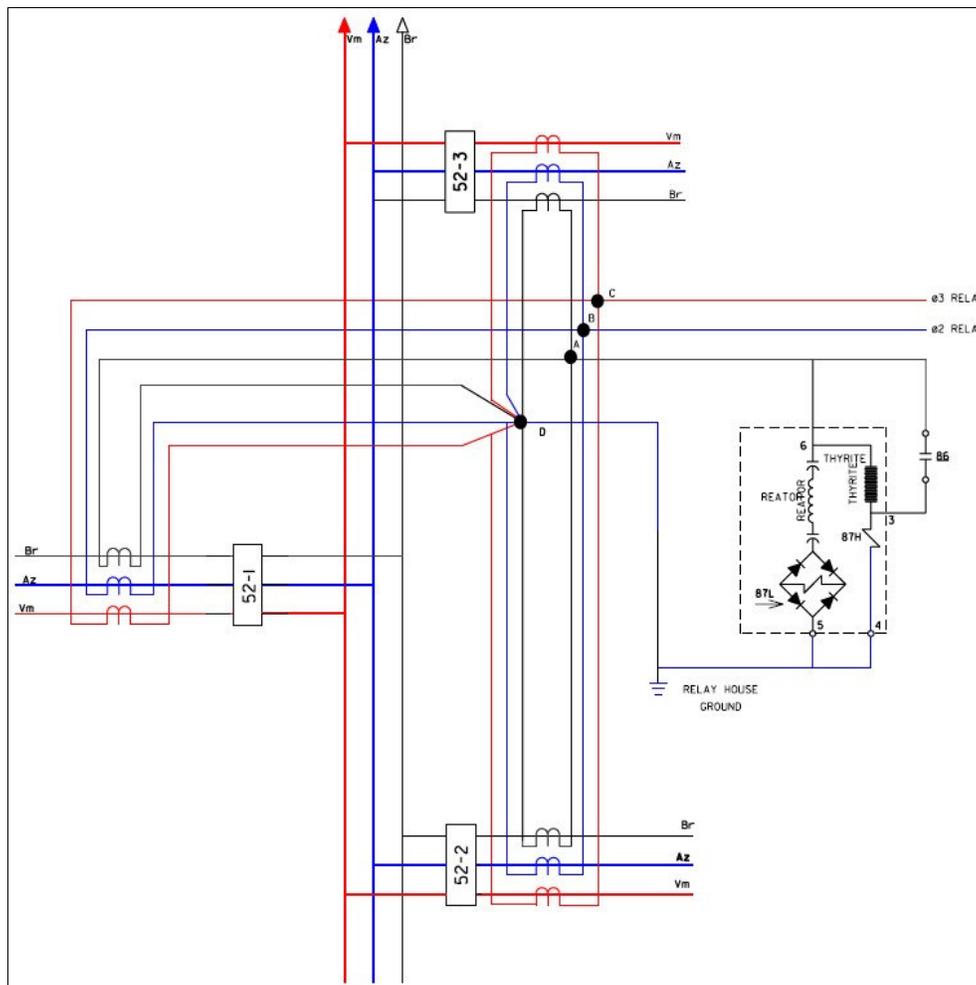


Figura 12– Diagrama de Conexões Externas do Relé PVD11C

#### 4. Testes e Investigações Realizadas no Campo

Após as análises realizadas no escritório, foi emitido um pedido de serviço em caráter de urgência para verificar a recusa de operação do relé diferencial de barra. Uma equipe formada por pessoal da operação e da manutenção foi a campo para cumprir o citado pedido de serviço.

O relé consta no banco de dados da CEMIG Distribuição com os ajustes conforme a figura 13. As RTCs de todas as linhas que partem da SE A são de 1200:5 A. Já as duas linhas de interligação da SE Supridora com a SE A têm RTC de 2000:5 A, necessitando de TCs auxiliares com relação de 5,00:8,33 A. No vão do transformador abaixador existente na SE A, a RTC é de 600:5 no lado de 138 kV, obrigando também à utilização de TCs auxiliares, agora de relação 10:5 A.

Ajuste	Valor Atual	Unidade
TC	VER OBS	AMPS
UNIDADE DE CORRENTE=2 A 50	2,0	AMPS
UNIDADE DE TENSAO=75 A 300	190	VOLTS
PS TESTE		

Figura 13 – Ajustes do Relé Diferencial de Barras conforme registro do Banco de Dados de Relés.

O princípio de funcionamento do relé diferencial de barra é simples. Em operação normal, o somatório da intensidade de corrente elétrica que chega à barra de 138 kV da **SE A** é igual ao somatório das correntes que saem de todos os terminais de linha, mais a corrente do vão do transformador abaixador de 138 / 13,8 kV. Nesse caso, essas correntes se anulam e não há operação do relé diferencial de barra. Em caso de um curto-circuito interno, isso é, na barra de 138 kV da **SE A**, haverá uma alta corrente entrando na barra vindo da **SE FONTE** e nenhuma corrente saindo da **SE A**, na fase em falta, provocando a circulação de corrente na unidade 87L do relé diferencial de barras, gerando uma queda de tensão na bobina de operação, levando ao *trip*. Em caso de faltas muito severas, pode ocorrer a operação da unidade 87H.

Analisando desenhos esquemáticos e trifilares do projeto elétrico da **SE A**, foram levantadas as possíveis causas para a recusa de operação do relé diferencial de barra, sendo elas:

- Bloco(s) de testes, dos vãos de uma das linhas de transmissão ou do transformador, aberto(s) mas permitindo continuidade;
- TCs auxiliares das linhas de interligação com a **SE FONTE** saturando para altas correntes de curto-circuito;
- Problemas na fiação do circuito do relé diferencial de barra.

Como os equipamentos de um dos vãos de LT e do vão do transformador haviam sido desmontados e retirados, a suspeita principal recaía em alterações indevidas, feitas no circuito do relé diferencial de barra e referentes a esses dois vãos. A análise do diagrama trifilar do relé diferencial de barra, apresentado na figura 14, levou à conclusão de que, se chaves de testes desses dois elementos estivessem abertas ou mal isoladas, elas curto-circuitariam a fiação do relé diferencial de barra e esse passaria a ficar inoperante, já que toda corrente diferencial seria drenada para a terra, sem sensibilizar o relé.

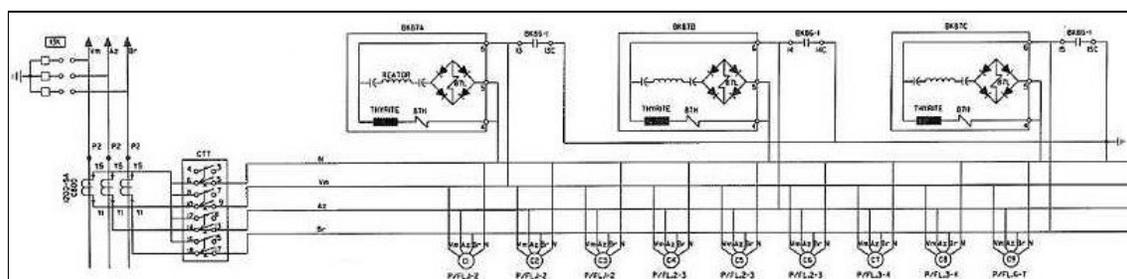


Figura 14 – Desenho Trifilar do Circuito do Relé Diferencial de Barra.

Caso nada anormal fosse encontrado, a segunda suspeita ficaria por conta dos TCs auxiliares que estão instalados nas linhas de interligação. Todas as saídas de 138 kV da **SE A** têm seus TCs ligados na relação 1200:5 A. Somente as linhas de interligação e os transformadores têm relações diferentes, 2000:5 A e 600:5 A, respectivamente. Isso é necessário para fazer o casamento das correntes, mas traz problemas como a introdução de erros adicionais e a possibilidade de saturação desses TCs auxiliares. A saturação desses TCs era uma hipótese secundária, caso não fosse possível definir outra causa, já que a proteção diferencial de barras em questão já havia operado anteriormente, tendo então histórico de bom funcionamento com correntes mais altas que as registradas agora. Finalmente, se nenhuma das duas suspeitas principais fossem comprovadas, somente restaria conferir e testar todo o circuito do relé diferencial de barra à procura de um possível defeito, já que os relés não apresentavam problemas e estavam com sua manutenção em dia.

Durante uma inspeção visual, antes mesmo de ter a liberação do circuito pelo Centro de Operação da Distribuição, foi possível localizar um ponto de falha. A chave de testes do circuito da proteção diferencial de barras, referente ao vão do transformador que havia sido retirado de operação, estava aberta e isolada de forma errônea. Na figura 15 está representado o circuito interno do bloco de testes do vão do transformador mostrando a continuidade oferecida em função do isolamento incorreto encontrado no campo. Assim que o circuito foi liberado para os trabalhos, testes de continuidade comprovaram que o bloco de testes do transformador curto-circuitava a fiação do relé diferencial de barra, impedindo sua operação. Testes foram feitos na condição encontrada, retirando-se as informações de corrente das saídas de 138 kV da **SE A** e mantendo-se as informações de corrente oriundas das linhas de interligação com a **SE FONTE**. Conforme se esperava, não apareceu diferença de potencial nos terminais dos relés diferenciais de barra e nenhum deles operou. Ao se corrigir o circuito, isolando corretamente os contatos do bloco

de testes, novamente foi introduzida uma corrente diferencial no circuito do relé e então foi registrada diferença de potencial nos terminais dos relés, mas ainda sem observar *trip* de nenhuma fase.

Os relés das três fases foram retirados e testados em bancada, verificando-se que todos estavam com ajustes superiores aos que constam nos registros do banco de dados de relés. Conforme pode ser observado na figura 13, os ajustes de tensão dos relés são de 190 V para as unidades de tensão e 2,0 A para as unidades de corrente. Todos os relés foram encontrados com valores entre 230 V e 250 V para a unidade de tensão, sendo então reajustados para 190 V. Como os valores de tensão obtidos durante os testes estavam justamente próximos aos limiares de operação dos ajustes encontrados nos relés, isso é, próximo a 230 V, eles não deveriam mesmo operar. Após os reajustes, os testes foram refeitos e constatou-se o perfeito funcionamento das unidades das três fases.

A chave de testes do vão do transformador que havia sido retirado de operação foi então isolada de forma efetiva. A equipe de manutenção foi orientada quanto à urgência em se desmanchar toda a fiação que ia para os TCs deste vão, evitando-se assim futuras falhas de mesma natureza no circuito do relé diferencial de barra.

Além dos problemas encontrados no vão do transformador, foi encontrada uma outra falha a ser corrigida. Um vão de LT que já foi tirado de operação estava com sua chave de testes fechada, não tirando de serviço o relé diferencial de barras, mas a fiação dos TCs retirados desse vão estava exposta às intempéries e sem isolamento, possibilitando também o curto-circuito de uma ou mais fases do circuito do relé diferencial de barra. Foi solicitada à equipe de manutenção a retirada dos cabos de ligação dos TCs do vão da LT de modo a evitar futuros problemas.

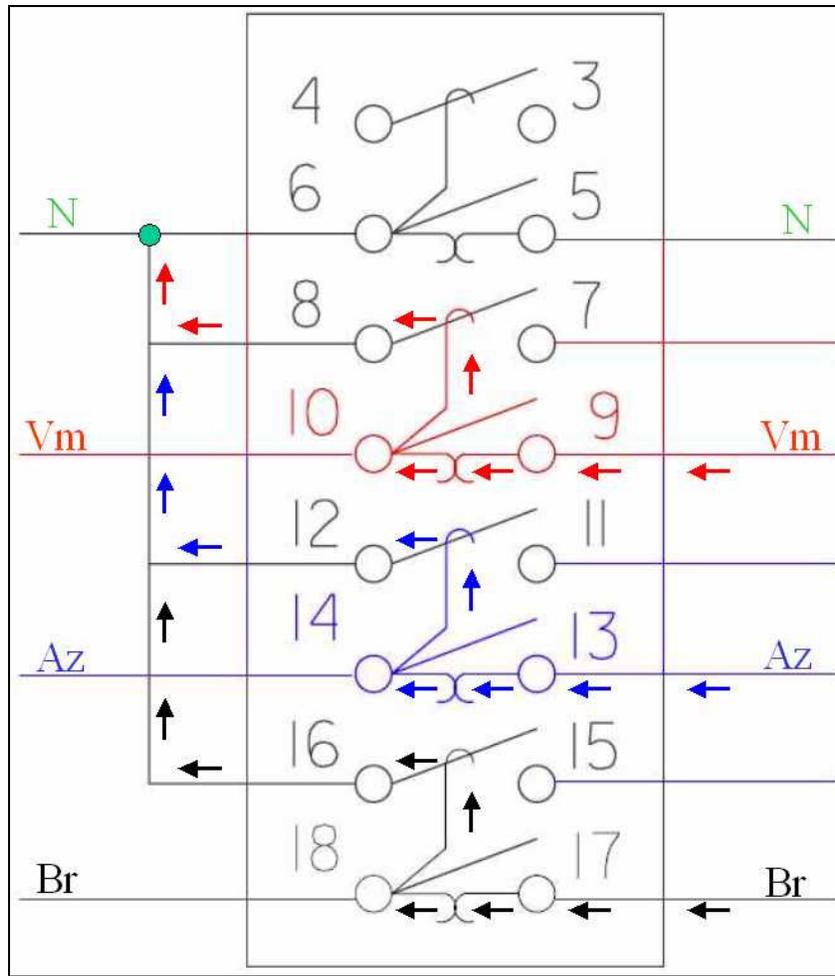


Figura 15 – Ilustração da continuidade oferecida pelo bloco de testes do vão do transformador, em função do isolamento incorreto, conforme foi encontrado no campo.

Ao final dos serviços, ficou ainda pendente a análise da necessidade de realização de testes de laboratório nos TCs auxiliares do vão da linha de interligação nº 1, em função do histórico de operações indevidas de relés diferenciais de barra devido à saturação de TCs auxiliares na presença de altas correntes de curto-circuito. Essa iniciativa foi provisoriamente adiada devido às dificuldades de se manter a proteção diferencial de barras da **SE A** fora de serviço. Outro motivo óbvio foi o fato de haver registro de atuação correta dessa proteção.

## **5. Conclusões e Lições Aprendidas**

No primeiro curto-circuito, as proteções da **SE A** e da **SE B** operaram corretamente e o religamento automático partiu dois segundos depois, fechando automaticamente o disjuntor 5K4 na **SE A**.

O segundo curto-circuito, na barra da **SE A**, fez com que a proteção de sobrecorrente residual direcional da **SE FONTE** atuasse como retaguarda remota da proteção diferencial da barra de 138 kV da **SE A**. A recusa de operação do relé diferencial de barra causou o inconveniente de se eliminar uma falta de quase 18 KA em 691 ms, mas por outro lado, se essa proteção tivesse atuado, ambas as barras de operação da **SE A** teriam sido desligadas, afetando também outros circuitos que partem da **SE A** e desligando mais quatro subestações da CEMIG Distribuição e duas subestações de grandes clientes.

Na desmontagem dos vãos de uma das LT e do transformador da **SE A**, não foi executado de forma efetiva o isolamento da contribuição desses vãos para o circuito da proteção diferencial de barra. Os dois circuitos não isolados contribuíram para deixar a proteção diferencial de barra inoperante, submetendo a riscos de danos os equipamentos da **SE A**.

Finalmente, dentre as várias lições aprendidas, destaca-se a importância da investigação minuciosa de todas as variáveis envolvidas e todas as hipóteses levantadas para esclarecer a causa da perturbação e avaliar o desempenho dos sistemas de proteção. A combinação de estudos realizados no escritório, utilizando o ferramental disponível, como registros de oscilografia, seqüências de eventos, etc., com a realização de investigações através de testes no campo, permite ao engenheiro de proteção cumprir a sua missão de elucidar os fatos registrados na perturbação e tomar as medidas preventivas e corretivas que garantam o correto desempenho dos sistemas de proteção em outras ocorrências no sistema elétrico de potência.

## **6. Referências Bibliográficas**

- 6.1 – 02.111-OM/EO-106 - Relatório de Análise de Perturbação.
- 6.2 - Differential Voltage Relays, GEH-1770, General Electric.
- 6.3 - High-Impedance Differential Relaying, GER-3184, General Electric.
- 6.4 - Bus Differential Protection – Application of PVD Relays Using Different Ratio Current Transformers, GER-6455, General Electric.
- 6.5 - Diretrizes para Utilização do Dispositivo Auxiliar para Isolamento de Equipamentos Secundários, OT/EA3-554, Cemig.
- 6.6 - Zocholl, Stanley E., Análise e Aplicação de Transformadores de Corrente, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2004, p. 1-41, 51, 66-68.