



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
GPC.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO – V

**GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE
E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA – GPC**

IMPACTO DO PARALELISMO NA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

**Daniel Barbosa(*), Ulisses Chemin Netto, Hermes M. G. C. Branco, Denis V. Coury, Mário Oleskovicz
Universidade de São Paulo**

RESUMO

A operação de transformadores de potência em paralelo é corriqueira no SEP brasileiro, bem como o uso da função diferencial de corrente - ANSI 87T. Dessa forma, um estudo do comportamento desta função para a condição operativa supracitada se faz necessário. Para tanto, um sistema elétrico foi modelado dispondo do *software Alternative Transients Program (ATP)* para caracterizar diversas situações de operação, bem como faltas internas, externas e energizações solidárias dos transformadores envolvidos. A partir dessas situações, dois relés digitais disponíveis comercialmente com a referida função foram avaliados. Os resultados mostram que para determinadas situações pode haver uma operação indevida de certos equipamentos de proteção no que tange a função avaliada e que, tanto os fabricantes, quanto os usuários, devem estar cientes e atentos às mesmas.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador de Potência, Energização Solidária, Proteção diferencial, Relé Digital de Proteção e ATP.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência são equipamentos que necessitam de um monitoramento constante e especial devido à sua importante função perante o sistema elétrico associado. Deste modo, a proteção empregada nestes dispositivos deve ser rápida, confiável e capaz de detectar as ocorrências de faltas ou condições anormais que por ventura venham a comprometer o seu adequado funcionamento ou a continuidade no fornecimento da energia elétrica.

Dentre as diversas proteções de natureza elétrica aplicáveis aos transformadores de potência a função diferencial de corrente (ANSI 87T) é considerada como primária. Esta afirmação significa que, do ponto de vista dos fenômenos faltosos de origem elétrica, compete a esta função de proteção a detecção de uma falta ou condição anormal de operação do transformador e a tomada de decisão de abertura de um disjuntor ou disjuntores associados.

A utilização de relés diferenciais é comumente observada em transformadores que possuem potência nominal próxima de 10MVA ou superior (1). Tomando como exemplo um transformador com apenas dois enrolamentos, esse mecanismo de proteção se baseia no princípio da comparação entre as correntes primárias e secundárias, que fluem através do mesmo, para criação de um ponto de monitoramento (corrente de restrição x corrente diferencial) sobre uma característica de discernimento entre falta e operação sadia pré-definida. Logo, se esse ponto de operação migrar da região de não operação para a região de operação da curva ajustada será gerado um sinal de desligamento para o disjuntor ou disjuntores associados, retirando, portanto, o transformador de operação. Todavia, tal procedimento é influenciado por uma série de adversidades.

(*). Av. Trabalhador São-carlense, 400 – CEP 13566-590 – LSEE – SEL – EESC – USP – São Carlos – SP– Brasil
Tel: (+55 16) 3373-8147– Email: dbarbosa@sel.eesc.usp.br

As correntes de energização (*inrush*), a sobre-excitação, as situações de faltas externas combinadas com a saturação dos transformadores de corrente (TCs) e o erro provocado pela relação de transformação do equipamento protegido são alguns dos fenômenos que provocam um considerável desbalanceamento entre as correntes primárias e secundárias, podendo causar uma atuação incorreta do relé (2). Logo, a distinção dentre faltas internas das demais situações acima mencionadas é uma das principais dificuldades encontradas na proteção diferencial em transformadores.

Certos critérios são utilizados pelos relés diferenciais para mitigar esses problemas, como por exemplo, a característica diferencial percentual com restrições harmônicas. Contudo, esses dispositivos podem apresentar problemas quando o transformador protegido está operando em paralelo com outro, uma vez que o fenômeno de energização solidária altera significativamente a duração e amplitude das correntes de *inrush* (3) (4).

Neste contexto, este trabalho apresenta uma análise sobre os efeitos da operação em paralelo de transformadores de potência sobre relés diferenciais comerciais aplicados a proteção primária daqueles equipamentos. Para tanto, foi estabelecido um arranjo experimental em laboratório composto por dois relés digitais comerciais, um simulador de sistemas de potência, um relógio *Global Positioning System* (GPS) e um microcomputador do tipo IBM PC. Algumas situações de operação e defeito foram criadas a partir do modelamento computacional, através do *software Alternative Transients Program* (ATP), de um sistema composto por um gerador síncrono com controle de tensão e velocidade, transformadores de 25MVA com curva de saturação, linhas de transmissão, transdutores de tensão e corrente e um motor trifásico de média tensão. Cabe afirmar que esse sistema foi modelado considerando os parâmetros reais de seus elementos constituintes.

2.0 - CORRENTE DE MAGNETIZAÇÃO (*INRUSH*)

A corrente de magnetização é um fenômeno que tem influência significativa nos ajustes das proteções do transformador e também no sistema ao qual este está associado. A corrente de magnetização ocorre no transformador quando a polaridade e a amplitude do fluxo residual não concordam com a polaridade e amplitude do valor instantâneo do fluxo, ou seja, se a forma de onda da tensão correspondesse exatamente a do fluxo no núcleo do equipamento no instante do chaveamento, não haveria transientes (5) (6).

Embora a energização do transformador seja a causa típica das correntes de magnetização, quaisquer transientes no circuito do transformador de potência podem gerar essas correntes. Assim, pode-se citar algumas outras causas, por exemplo (5) a recuperação de tensão após a eliminação de uma falta externa ou após a energização de um transformador operando em paralelo com outro em serviço. É factível verificar que diversos fatores influenciam a amplitude, a forma e a duração das correntes de magnetização, o que torna praticamente impossível a sua predição. Mas alguns desses fatores podem ser listados, como por exemplo, o ângulo de chaveamento (α), a densidade do fluxo residual, o nível de tensão da rede, a resistência série, o nível de saturação do núcleo, o modo de energização do transformador e a energização sob carga (6) (7).

3.0 - ENERGIZAÇÃO SOLIDÁRIA

A situação de energização solidária ou "*sympathetic inrush*" é geralmente tratada pela literatura assumindo que os transformadores estão isolados do sistema, ou seja, sem outros tipos de máquinas elétricas estejam presentes no mesmo circuito. Na prática, porém, os equipamentos são energizados em paralelo com os demais dispositivos, o que pode provocar transientes e sobretensões apreciáveis nos transformadores próximos, mesmo que estes estejam em operação normal (8)(6). Cabe dizer ainda, que as correntes de *inrush* evidenciadas na energização solidária possuem amplitudes superiores àquelas observadas quando da energização de um transformador que não opera em paralelo. A fim de melhor compreender como a energização de um transformador afeta as condições de funcionamento dos demais transformadores ligados a mesma barra, considera-se o sistema apresentado pela figura 1.

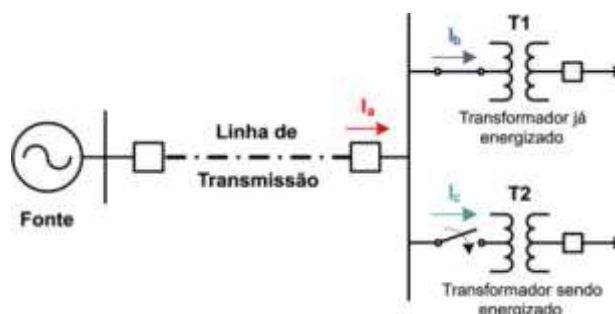


FIGURA 1: Sistema com energização solidária.

Ao conectar o transformador T2 à rede que já alimenta outros transformadores, como o transformador T1, a corrente de energização produzida nesta conexão flui para os demais equipamentos e produz um fluxo CC que se sobrepõe ao fluxo CA normal de magnetização. Tal condição de operação aumenta a densidade de fluxo e proporciona altas correntes de magnetização no transformador vizinho T1, embora esta corrente solidária seja menor que a própria corrente de energização. Dependendo da amplitude do amortecimento da componente CC, o fenômeno de energização solidária poder elevar o nível de ruído emitido pelos transformadores devido ao aumento da densidade do fluxo no núcleo durante o período transitório (6)(9). É importante enfatizar que esta condição operativa pode provocar um mal funcionamento da proteção associada a este equipamento, já que correntes diferenciais indesejadas podem ser geradas.

Para ilustrar os comentários anteriores, apresenta-se na figura 2 as envoltórias das correntes simuladas computacionalmente da energização solidária do transformador TR3A e a corrente de energização do transformador TR2A. Estes transformadores fazem parte do sistema elétrico simulado e serão posteriormente apresentados e justificados (figura 4). Apenas para efeito comparativo, a corrente de energização do transformador TR2A sem considerarmos a existência de outros transformadores conectados ao barramento é apresentada. Desta forma, observa-se que há um atraso considerável no decaimento da corrente de energização quando mais transformadores são conectados em paralelo.



FIGURA 2: Envoltória das correntes de energização do transformador TR2A.

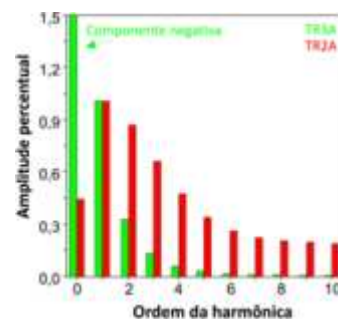


FIGURA 3: Conteúdo harmônico das correntes logo após a energização de TR2A.

A figura 3 acima mostra o conteúdo harmônico das correntes de energização solidária do transformador TR3A e a corrente de energização do transformador TR2A no momento da conexão do TR2A ao barramento. Na figura é possível observar o surgimento de uma alta componente CC no transformador TR3A contrária a componente CC do transformador TR2A, o que mostra a oposição entre a corrente solidária e a corrente de energização, conforme supracitado.

4.0 - SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

A figura 4 mostra a representação do sistema elétrico utilizado nas simulações de condições operativas para avaliar o comportamento da proteção diferencial aplicada a transformadores quando esses operam em paralelo.

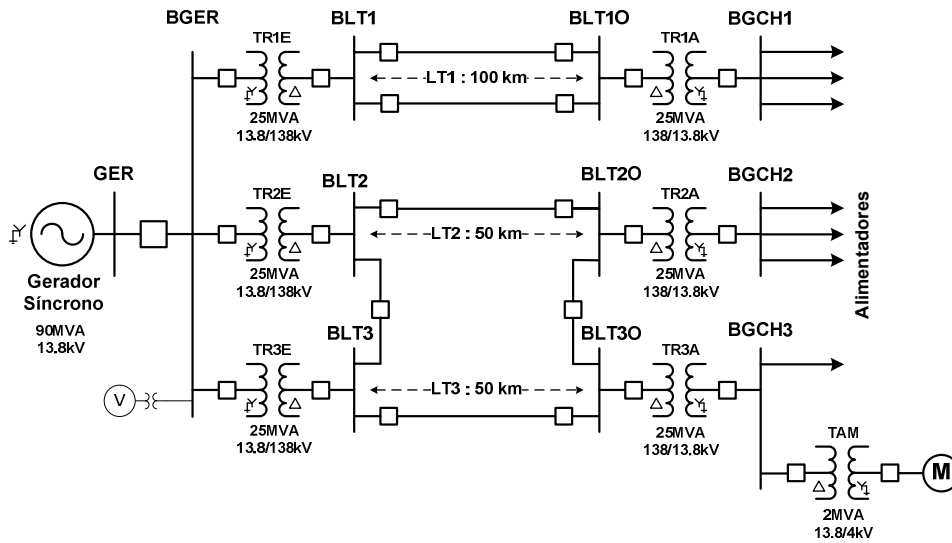


FIGURA 4: Representação do SEP analisado dispo do software ATP.

O sistema elétrico é composto por um gerador síncrono de 13,8kV e potência aparente de 90MVA, um motor de indução trifásico de 4,0kV e potência de 1582HP, transformadores elevadores com relações de 13,8/138kV e potência aparente de 25MVA, considerando sua curva de saturação, linhas de transmissão com extensões variando entre 80 e 150km, uma linha de distribuição com 10km, um religador, transformadores abaixadores similares aos elevadores e cargas caracterizadas por fator de potência de 0,92 indutivo e potência aparente variando entre 5 e 25 MVA. Cabe salientar que embora os TCs e TPs não sejam representados na figura 4, estes foram modelados, levando em conta suas curvas de saturação, e estão sendo utilizados para a obtenção dos sinais de tensão e corrente. As tabelas 1, 2, 3 e 4 apresentam os valores utilizados para caracterizar os diversos componentes via simulações computacionais dispo do *software* ATP (10).

TABELA 1: Dados do gerador síncrono utilizado na simulação.

Desc.	Valor (un.)	Desc.	Valor (un.)	Desc.	Valor (un.)	Desc.	Valor (un.)
S	76 (MVA)	N_p	8	X_d	1,150 (p.u.)	X_q	0,685 (p.u.)
V_L	13,8 (kV _{rms})	f	60 (Hz)	X'_d	0,310 (p.u.)	X'_q	0,210 (p.u.)
IFD	250 (A)	R_a	0,004 (p.u.)	X''_d	0,182 (p.u.)	X''_q	5,850 (seg.)
X_l	0,175 (p.u.)	X_0	0,132 (p.u.)	X'''_d	0,036 (seg.)	X'''_q	0,073 (seg.)

Na tabela 1, S é a potência nominal, N_p é o número de pólos, V_L é a tensão nominal de linha, f é a frequência, IFD é a corrente de campo, R_a é a resistência de armadura, X_l é a reatância de dispersão não saturada, X_0 é a reatância de seqüência zero não saturada, X_d é a reatância síncrona de eixo direto não saturada, X_q é a reatância síncrona de eixo em quadratura não saturada, X'_d é a reatância transitória de eixo direto não saturada, X'_q é a reatância subtransitória de eixo em quadratura não saturada, X''_d é a constante de tempo transitória em vazio de eixo direto, X''_q é a constante de tempo subtransitória em vazio de eixo em quadratura e X'''_d é a constante de tempo subtransitória em vazio de eixo em quadratura.

Além do gerador, foi aplicado o controle de velocidade dinâmico para sistemas hidráulicos (11) e o controle automático de tensão (AVR) que permitem uma melhor análise dos resultados (12) (13). A equação 1 mostra a função de transferência do regulador de velocidade utilizado.

$$\frac{\eta(s)}{\Delta F(s)} = -\frac{1}{R} \cdot \frac{1 + sT_r}{(1 + sT_g)(1 + s\frac{T_r}{R}T_g)} \quad (1)$$

Nesta, $\eta(s)$ é a posição do servo motor que aciona a turbina, $\Delta F(s)$ é o desvio de frequência, R é o estatismo permanente, r é o estatismo transitório, T_g é a constante de tempo do regulador de velocidade e T_r é a

constante associada ao estatismo transitório. A tabela 2 apresenta os valores dos parâmetros utilizados no regulador de velocidade.

TABELA 2: Parâmetros do regulador de velocidade.

Descrição	Valor (un.)
Constante de Tempo (T_g)	0,600 (seg)
Constante de Tempo Dashpot (T_r)	0,838 (seg)
Estatismo Transitório (σ)	0,279
Estatismo Permanente (R)	0,100
Constante de Inércia do Gerador (M)	1,344 (seg)
Constante de Tempo da Água (T_W)	0,150 (seg)

A figura 5 ilustra o diagrama de blocos do controle de tensão utilizado (14).

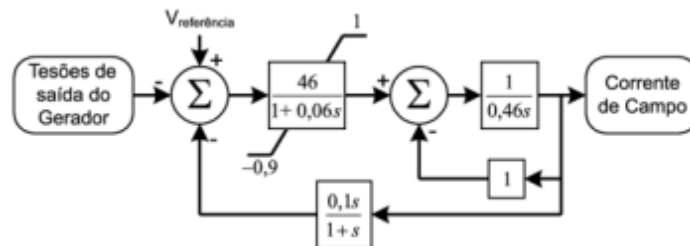


FIGURA 5: Diagrama de blocos do controle de tensão utilizado.

Utilizando o modelo de máquina universal do ATP, o motor de indução trifásico foi modelado com parâmetros reais, no qual diversas características elétricas e mecânicas foram consideradas, conforme às apresentadas na tabela 3. A tabela 4 ilustra os dados do compressor conectado ao motor de indução utilizado.

TABELA 3: Dados do motor utilizado.

Descrição	Valor (un.)
Tensão Nominal (V_L)	4 (kV)
Potência Nominal (S)	1582 (HP)
Velocidade Nominal (n)	1788 (RPM)
Rendimento Nominal (η)	94,6 (%)
Fator de Pot. Nominal (f_p)	0,91
Torque Nominal (T_g)	6297 (Nm)
Momento de inércia do Rotor (GD^2)	167 (kgfm ²)
Tempo de rotor bloqueado (t_{block})	20 (seg)

TABELA 4: Dados do compressor.

Descrição	Valor (un.)
Torque Nominal (T)	5675 (Nm)
Mom. de inércia do compressor (GD^2)	828 (kgfm ²)

5.0 - ESQUEMA LABORATORIAL REALIZADO

Após a realização da etapa de modelamento e geração das situações de operação e de defeito considerando o sistema apresentado (Figura 4), foi estabelecido um arranjo experimental em laboratório para verificar o comportamento operativo da função 87T, implementada em dois relés digitais comerciais, em relação a operação de transformadores em paralelo. A Figura 6 ilustra o esquema laboratorial utilizado para o desenvolvimento dos testes, no qual maiores informações podem ser obtidas em (15).

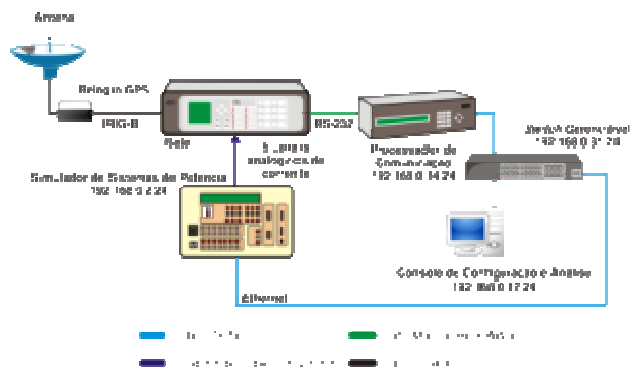


FIGURA 6: Esquema laboratorial desenvolvido.

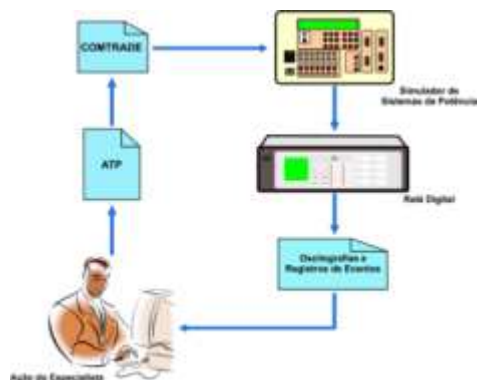


FIGURA 7: Metodologia de trabalho aplicada.

A metodologia de trabalho aplicada sobre o esquema laboratorial proposto foi baseada nas proposições feitas por (15) e pode ser vista na Figura 7. Essa é composta, basicamente, por quatro etapas distintas, a saber:

- modelamento e geração dos casos de interesse via aplicação do software ATP;
- formatação das situações de interesse através do *Common Format for Transient Data Exchange for Power Systems* (COMTRADE) (15);
- importação das situações de interesse pelo dispositivo simulador de sistemas de potência (caixa de teste) e
- aplicação dessas situações ao equipamento sob teste e avaliação da resposta do mesmo.

Cabe colocar que a partir do sistema modelado, foram efetuadas aproximadamente 2700 situações distintas de operação e defeito, nas quais estão incluídas as situações de energizações, sobreexcitações, faltas internas e externas, dentre outras. Desta forma, em virtude do grande número de casos, apenas algumas das condições operativas serão apresentadas neste trabalho, sendo estas listadas abaixo:

- Caso 1 - Energização do TR2E a 330° na fase "A" com o TR3E já em operação;
- Caso 2 - Energização de TR2E a 45° na fase "A" seguida de falta interna no enrolamento delta envolvendo 50% do comprimento da fase "A" a terra em um ângulo de incidência de 60° ;
- Caso 3 - Falta interna entre espiras no enrolamento em delta envolvendo 80% e 50% do enrolamento considerado, aplicada a zero graus na fase "A";
- Caso 4 - Falta interna entre fases no secundário do transformador TR2E em delta envolvendo 10% da fase A e 10% da fase B aplicada a 330° na fase "A".

A seguir serão apresentados os resultados para cada um dos casos evidenciados, ressaltando que esses foram aplicados de forma independente a dois relés digitais de proteção comerciais distintos.

6.1 Resultados Obtidos para os Casos 1 e 2

Nas duas situações de energização, com e sem falta consideradas nesse trabalho, ambos os relés ensaiados não apresentaram problemas na identificação do problema como sendo externo a região protegida, proporcionando uma atuação conforme o esperado para as situações. Ou seja, nenhum dos elementos de sua curva característica foi sensibilizado. Porém, através da análise do registro seqüencial de eventos de cada equipamento considerado, observou-se que os bloqueios para as componentes harmônicas de 2ª e 5ª ordem foram sensibilizados.

6.2 Resultados Obtidos para o Caso 3

A Figura 8 ilustra a oscilografia obtida de um dos relés comerciais ensaiados. Este protegia o transformador TR3E quando da aplicação de uma falta interna entre espiras no enrolamento em delta do transformador TR2E, a qual envolvia 80% e 50% do enrolamento considerado, sendo aplicada a zero graus na fase "A". Observa-se no gráfico as correntes primárias e secundárias do equipamento registradas pelo relé, bem como os canais digitais com os sinais de operação (DIFF OP e DIFF OP A) e o sinal de *pick-up* na fase A (DIFF PKP A).

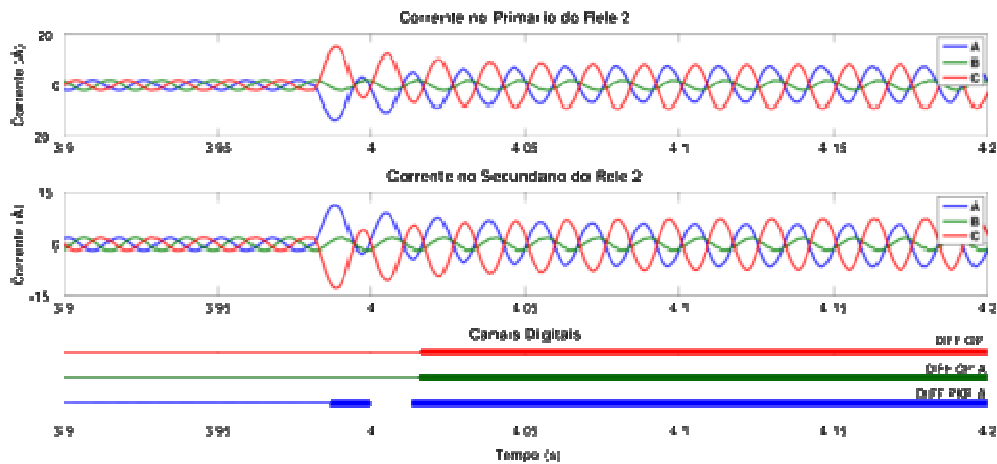


FIGURA 8: Resposta indevida da função 87T ao caso 3.

Desta forma, verificou-se que o Relé 2 atuou de forma indevida, uma vez que a falta estava localizada fora de sua área de proteção. Todavia, cabe salientar que o outro relé comercial ensaiado não foi sensibilizado por esta condição operativa, demonstrando maior robustez e confiabilidade nesta situação.

6.3 Resultados Obtidos para o Caso 4

Pela Figura 9, observa-se a sensibilização dos bloqueios para as componentes harmônicas de 2^a e 5^a ordem e da ativação do *pick-up* da curva característica da função diferencial para a situação de falta interna aplicada entre espiras, quando considerada ao relé comercial designado pelo número 2.

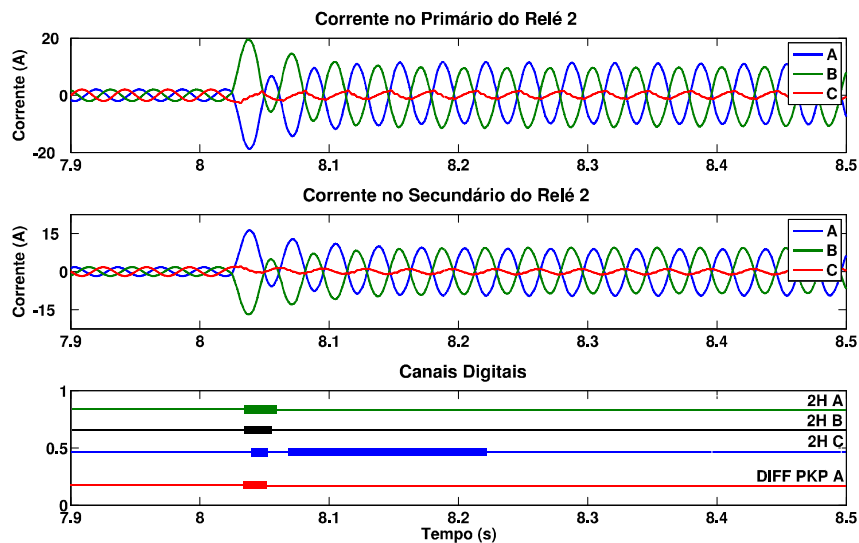


FIGURA 9: Ativação da função 87T ao caso 4.

Cabe salientar ainda, que embora o outro relé não tenha ativado o *pick-up* da função 87T, este também teve seus bloqueios harmônicos sensibilizados, sendo estes verificados através do log de eventos do mesmo.

6.0 - CONCLUSÕES

A operação de transformadores de potência em paralelo é corriqueira no SEP brasileiro, bem como o uso da função diferencial percentual de corrente como proteção primária, de origem elétrica, para esse equipamento. Dessa forma, um estudo do comportamento da função de proteção 87T para a condição operativa supracitada se faz necessário.

Todavia, cabe salientar que cada situação operativa deve ser analisada individualmente, já que a intensidade do fenômeno é função das características intrínsecas do sistema elétrico ao qual o paralelismo será adotado, tornando difícil quaisquer generalizações sobre o assunto.

Outro aspecto a ser considerado nesse trabalho reside no fato de seus resultados indicarem a possibilidade da operação indevida dos relés digitais em condições de paralelismo. Assim, a utilização de uma metodologia e ferramentas de simulação computacional é possível e indicada. Tal abordagem é viável economicamente e permite caracterizar adequadamente o comportamento do referido equipamento de proteção, decorrendo em minorar prováveis atuações indevidas, o que, por si só, tem impacto direto na disponibilidade da máquina, nos índices de satisfação dos clientes e na qualidade da energia elétrica.

7.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) da Escola de Engenharia Elétrica de São Carlos (EESC), Universidade de São Paulo (USP), pela infra-estrutura proporcionada no desenvolvimento deste trabalho, bem como por parte do apoio financeiro recebido da FAPESP (Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado de São Paulo).

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEEE Std C37.91 (2008). IEEE guide for protecting power transformers.
- (2) Kasztenny, B., Rosolowski, E., Saha, M. & Hillstrom, B. (1997). A self-organizing fuzzy logic based protective relay - an application to power transformer protection, IEEE Transactions on Power Delivery 12(3): 1119–1127.
- (3) Bronzeado, H. S., Brogan, P. B. & Yacamini, R. (1996). Harmonic analysis of transient currents during sympathetic interaction, IEEE Transactions on Power Systems 11: 2051 – 2056.
- (4) Wang, Y., Yin, X., You, D. & Xu, T. (2008). Analysis on the influencing factors of transformer sympathetic inrush current, Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1–8.
- (5) Harlow, J. H. (ed.) (2007). Electric Power Transformer Engineering, 2 edn, CRC Press, Boca Raton
- (6) Kulkarni, S. V. & Khaparde, S. A. (2005). Transformer Engineering: Design and Practice, Marcel Dekker, Inc., New York. ISBN: 0-8247-5653-3.
- (7) Ribeiro, C. F. (1982). Correntes Transitórias de Energização dos Transformadores, Curso Especial de Distribuição de Energia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, Recife.
- (8) Sengül, M., Alboyaci, B., Öztürk, S. & Cetinkaya, H. (2005). Case study of sympathetic interaction between transformers caused by inrush transients, International Conference on Power Systems Transients, number IPST05 – 125, Montreal.
- (9) Bronzeado, H. & Yacamini, R. (1995). Phenomenon of sympathetic interaction between transformers caused by inrush transients, IEE Proceedings on Science, Measurement and Technology, 142(4): 323–329.
- (10) ATP (1987). Alternative Transients Program - Rule Book, Leuven EMTP Center (LEC).
- (11) Vieira Filho, X. (1984). Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração, Editora Campus Ltda, Rio de Janeiro.
- (12) Lee, D. C. (ed.) (1992). IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies (IEEE Std 421.5-1992), Energy Development and Power Generating Committee of the Power Engineering Society.
- (13) Boldea, I. (2006). Synchronous Generators, CRC Press, Boca Raton. ISBN: 084935725X.
- (14) Kundur, P. (1994). Power system stability and control, The EPRI power system engineering series, McGraw-Hill, New York. ISBN: 007035958X.
- (15) Bernardes, A. P. (2006). Esquema Completo de Proteção Diferencial de Transformadores para Testes em um Relé Digital, Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos - USP, São Carlos.

(16) IEEE Std C37.111 (1999). IEEE standard common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems.

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Daniel Barbosa: Nascido em Salvador, Bahia em 1981. Doutorando (previsto 2010) na USP, Mestrado em Engenharia elétrica na USP em 2007 e Graduação em Engenharia Elétrica na UFBA em 2005. Atua em ATP, proteção diferencial, filtro adaptativo, qualidade da energia elétrica e sistemas elétricos de potência.

Ulisses Chemin Netto: Nascido em Curitiba, Paraná em 1976. Doutorando (previsto 2012) na USP, Mestrado em Engenharia elétrica na USP em 2008 e Graduação em Engenharia Industrial Elétrica na UTFPR em 2003. Atua em proteção de sistemas elétricos de potência, qualidade da energia elétrica e processos de ensino/aprendizagem

Hermes Manoel Galvão Castelo Branco: Nascido em Pedro II no Piauí em 1983. Mestrando (previsto para 2009) na USP, Graduação em Ciências da Computação pela Universidade Federal do Piauí (2006) e graduação em Tecnologia em Redes de Comunicação pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Piauí (2007). Atua em qualidade da energia elétrica e proteção de sistemas elétricos de potência.

Denis Vinícius Coury: Nascido em, Araxá, MG em 1960. Sabático na Cornell University- USA em 1999/2000, Ph.D. em Electrical Engineering na Bath University- UK (1992), Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (1987), graduação em Engenharia Eletrica pela Universidade Federal de Uberlândia (1983). Empresa: USP Atua como professor Titular da Universidade de São Paulo em proteção digital adaptativa, aplicação de ferramentas inteligentes em sistemas elétricos de potência, localização de faltas em linhas de distribuição e transmissão, simulação computacional de sistemas faltosos e, mais recentemente, qualidade da energia elétrica.

Mário Oleskovicz: Nascido em Canoinhas, em 1968. Doutorado e Mestrado na USP em (2001) e (1997) e Graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1995). Empresa: USP Atua como professor Doutor da Universidade de São Paulo em proteção digital de sistemas elétricos de potência, qualidade da energia elétrica, técnicas de inteligência artificial e de processamento de sinais.