XV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GSI/ 06

17 a 22 de outubro de 1999
Foz do Iguaçu – Paraná – Brasil

GRUPO X
SOBRETENSÕES, COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO E INTERFERÊNCIAS - GSI

USO DE MANOBRA SÍNCRONA PARA ELIMINAÇÃO DO RISCO DE DANIFICAÇÃO DE TRANSFORMADORES DEVIDO A ENERGIZAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES 230KV

Fernando Rodrigues Alves*
Luiz Carlos de Alcântara Fonseca
Antonio Roseval F.Freire
CHESF

RESUMO
O trabalho apresenta o resultado das análises de manobra de bancos de capacitores efetuadas na subestação de Campina Grande II, onde foram instalados dois bancos de capacitores de 50,5 Mvar – 230 kV e sua repercussão em termos de sobretensões nos equipamentos desta SE e nas subestações adjacentes, particularmente na SE Natal 230 kV, distante 200 km desta subestação. Conclui-se que as sobretensões fase-fase nos transformadores da subestação de Natal 230 kV poderão atingir valores bastante elevados pondo em risco as unidades de 100 MVA – 230-69 kV (quatro transformadores) ali instaladas, se o disjuntor utilizado na manobra não for dotado de dispositivo limitador de sobretensão. Observa-se que a utilização de manobra controlada nesses bancos de capacitores elimina completamente o risco de danificação dessas unidades pelas sobretensões originárias da manobra desses bancos , além de reduzir bastante os valores das sobretensões fase - terra de energização do primeiro banco e da corrente de inrush do segundo banco na subestação de Campina Grande II.

Palavras-chave:
Manobras, Sobretensões, Sobrecorrentes, Banco de capacitores, Manobras síncronas, Reator limitador.

1.0 INTRODUÇÃO

A crescente necessidade de instalação de bancos de capacitores 230kV em subestações do sistema CHESF, motivada pelas altas taxas de crescimento do mercado em determinadas áreas deste sistema e a impossibilidade de implantação, em curto prazo, de reforços na transmissão, tem levado o planejamento a efetuar análises do efeito destes bancos de capacitores nas instalações existentes. Considerando que bancos de capacitores shunt são manobrados pelo menos duas vezes por dia, conectados na carga pesada e desconectados na carga leve, e que essas manobras normalmente ocasionam transitórios de tensão e de corrente que são prejudiciais às instalações do sistema, torna-se necessário analisar o seu impacto nessas instalações.

Os estudos de manobra de bancos de capacitores normalmente são realizados focalizando-se apenas o local de sua instalação (1), sem uma preocupação maior com a sua influência no desempenho dos equipamentos das subestações vizinhas com relação às sobretensões provenientes da energização desses bancos. Entretanto, as sobretensões transitórias em barras remotas podem atingir valores elevados, colocando em risco o isolamento de equipamentos, especialmente o de transformadores (2,3,4,5,6).

Para investigar com mais detalhes as sobretensões transitórias em barras remotas e os meios adequados para redução dos riscos associados, foram efetuadas simulações e análises do fenômeno.

O presente trabalho apresenta os resultados destas análises e recomendações para reduzir os transitórios de manobra a valores compatíveis com os equipamentos do sistema envolvidos com o evento.

2.0 SISTEMA ESTUDADO

A subestação de Campina Grande II, pertencente ao sistema leste da CHESF, é atualmente suprida por 4 circuitos de 230 kV, provenientes das subestações de Tacaimbó, Angelim e Goianinha. Derivam desta SE 2

*CHESF – COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
Rua Delmiro Gouveia 333, Recife, PE, CEP 50761-901.
Tel.: (081) 229-2452 - Fax: (081) 229-2393 - E-mail: alves@chesf.gov.br.

circuitos de 138 kV para atendimento a SE Santa Cruz e a todo o eixo de 138 kV da área leste e 2 circuitos 230 kV para a SE Natal que é alimentada radialmente a partir desta subestação. A figura 1, a seguir, mostra a configuração utilizada neste estudo, que representa a condição de carga leve de 1998.

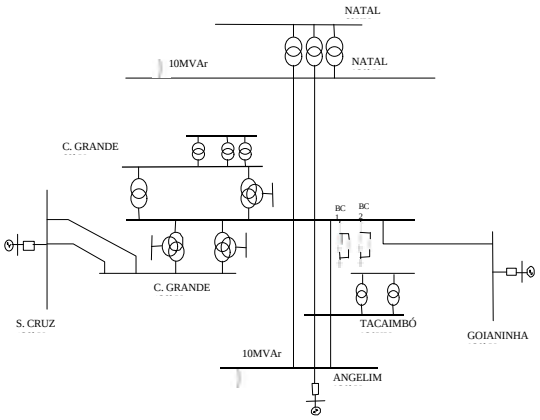

FIGURA 1
DIAGRAMA UNIFILAR DA REGIÃO DA SE C. GRANDE II

3.0 FERRAMENTA E DADOS UTILIZADOS

O programa utilizado nas simulações foi o ATP. Os elementos constituintes da rede estudada foram todos obtidos de bancos de dados da CHESF. As cargas foram representadas pelo modelo série e conectadas nos barramentos de 69 kV das subestações, em conformidade com as previsões de mercado da empresa e são apresentadas na tabela 1 a seguir:

TABELA 1 - CARGAS UTILIZADAS NO 69KV

BARRA	V (pu)	P (MW)	Q (Mvar)	R (Ω)	X (Ω)
C. Grande	1,02	53,9	20,8	79,2	30,54
Natal	1,00	111,1	36,5	38,7	12,71
Tacaimbó	1,04	22,0	3,3	228,	34,08

Os equivalentes de curto-circuito utilizados, com valores em % na base 100 MVA, são apresentados na tabela 2 e foram representados nas subestações de Santa Cruz 138 kV, Angelim 230 kV e Goianinha 230 kV.

TABELA 2 - EQUIVALENTES DE C.CIRCUITO

De	Para	R1	X1	R0	X0
S. Cruz	Terra	18,53	107,63	10,85	87,19
Angelim	Terra	0,31	2,92	1,20	3,87
Goianinha	Terra	0,50	5,94	0,38	2,73

Os bancos de capacitores foram modelados de acordo com os seguintes parâmetros:

- C – Capacitância do banco : 2,5322 μF
- Rs – Resistência perdas em série : 0,3878 Ω/fase
- Rp – Resistência paralela : 15 MΩ/fase
- Lb – Indutância do banco : 10 μH/fase
- Pb – Potência do banco : 50,5 Mvar/230kV
- Número de unidades instaladas : 2
- Tipo de conexão do banco : Estrela aterrada.

Nas simulações com reator limitador, um valor de 2,5 mH/fase foi utilizado em série com o banco.

Os transformadores das SE Campina Grande II e Natal possuem as seguintes características:

- Relação de transformação: 230-69 kV
- Xab: 13% (base 100 MVA)
- Tensão a impulso atmosférico: 1050 kV
- Tensão a impulso de manobra : 750 kV
- Características de sobreexcitação:
  1,40 pu (230 kV) por 10 e 20 ciclos de 60 Hz.

Nas subestações de Campina Grande II e Natal existem pára-raios convencionais de carboneto de silício com as características indicadas na tabela 3 a seguir:

TABELA 3 - CARACTERÍSTICAS DOS PÁRA-RAIOS DAS SE C.GRANDE II E NATAL

TENSÃO NOMINAL (kV eficaz)	TENSÃO NOMINAL DE DESCARGA À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL (kV pico)		TENSÃO MÁXIMA DE DESCARGA 1,2X50μs (kV pico)
	COND. NORMAL	SOB POLUIÇÃO	
192	366,6	325,8	450,0
180	343,7	305,5	422,0

4.0 METODOLOGIA

Na preparação do caso para estudo, o sistema foi ajustado, comparando-se a saída do regime permanente do ATP, com os resultado das simulações de fluxo de potência com o programa ANAREDE. A partir deste caso teve início o estudo estatístico de energização do banco, considerando 200 energizações.

Como a sobretensão depende tanto do valor instantâneo da tensão no momento da energização (tensão pré-manobra) como da dispersão dos pólos do disjuntor foi necessário efetuar também uma varredura aleatória ao longo da forma de onda da tensão, associada a combinação também aleatória das diferenças de tempo de fechamento de cada polo.

As simulações estatísticas foram efetuadas a partir dos seguintes parâmetros:

- Instante de fechamento do primeiro polo do disjuntor : pode ocorrer em qualquer ponto da tensão de 60 Hz situado entre 0° e 360° (0 e 16,67ms), com igual probabilidade, podendo ser caracterizado por uma distribuição uniforme truncada em ± 3σ;
- Tempo de fechamento médio dos contatos do disjuntor (T): 7,0ms;
- Dispersão dos pólos do disjuntor (6σ): 8,4ms;
- Desvio padrão: 1,4 ms;
- Tempo máximo de cada experiência: 20ms.

A partir destas simulações foi selecionada aquela que originou a maior sobretensão. Com a dispersão encontrada e o instante do fechamento, que indiretamente dá o valor instantâneo da tensão, foi simulado um caso e daí se obteve os valores e as formas de onda das tensões e correntes de interesse.

Considerando que os disjuntores que irão manobrar os bancos poderão ser equipados com sincronizadores, foi feita adicionalmente uma análise de manobra considerando este dispositivo. Neste caso, no estudo estatístico, foi considerado como tempo médio, o tempo onde ocorre um zero da tensão e como desvio padrão o erro do sincronizador (±1,0ms). A utilização desses parâmetros resultou em valores bem próximos aos obtidos considerando o modelo completo do sincronizador.

5.0 SIMULAÇÕES

Neste item são apresentados os resultados das simulações de manobra dos bancos de capacitores.

5.1 Sobretensões e Sobrecorrentes de Energização

As tabelas 4 e 5, a seguir mostram os valores das sobretensões e sobrecorrentes obtidas das simulações de energização do primeiro e segundo bancos de capacitores de 50,5 Mvar-230 kV de C. Grande II.

TABELA 4 - VALORES DE SOBRETENSÕES DE ENERGIZAÇÃO DO BC 50,5 MVAR DE C.GRANDE II

ALTERNATIVA	V_A		V_B		V_C	
	kV	pu	kV	pu	kV	pu
1-1°BC sem RL	-263	1,4	-247	1,3	284	1.5
2-1°BC com RL	-286	1,5	230	1,2	254	1,4
3-1° BC com sinc. sem RL	230	1,2	-219	1,2	-222	1,2
4-1° BC com sinc. e RL	-228	1,2	-216	1,2	-208	1,1
5-1° BC com sinc. sem RL	230	1,2	-219	1,2	-222	1,2
6-2°BC sem RL	252	1,3	-219	1,2	236	1,3
7-2°BC com RL	-250	1,3	213	1,1	256	1,4
8-2° BC com sinc. sem RL	-212	1,1	-212	1,1	216	1,2
9-2° BC com sinc. e RL	-212	1,1	-217	1,2	211	1,1

TABELA 5 – VALORES DE SOBRECORRENTES DE ENERGIZAÇÃO DO BC 50,5 MVAR C. GRANDE II

ALTERNATIVA	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)
1 - 1° banco sem RL	-1900	2036	1192
2 - 1° banco com RL	-1545	1739	1053
3 - 1° banco com sincronizador sem RL	713	-716	-841
4 - 1° banco com sincronizador e RL	817	486	591
5 - 2° banco sem RL	-1152	16105	-3306
6 - 2° banco com RL	-2845	3494	930
7- 2° banco com sincronizador sem RL	5272	1401	6334
8 - 2° banco com sincronizador e RL	1408	-1113	-485

5.1.1 Energização do primeiro banco de capacitores

Comparando-se os casos 1 e 2 da tabela 4, observa-se que a introdução do reator limitador, em série com o banco, tem pouca influência nos valores das sobretensões de energização da primeira unidade em C. Grande II. A sobretensão máxima observada sem reator limitador ficou em torno de 284 kV enquanto que com o reator este valor ficou em torno de 286 kV.

A máxima sobretensão no barramento de 230 kV de C. Grande (284kV), para a energização do primeiro banco de capacitores sem o reator limitador, é inferior a tensão mínima de descarga à freqüência industrial dos pára-raios de 180 kV, cujos valores podem ser vistos na Tabela 3. Os casos de energização com reator limitador e de energização de bancos subsequentes ao primeiro banco apresentam valores de sobretensão inferiores ao caso de energização do primeiro banco, o que indica que estes pára-raios não deverão atuar.

Considerando a operação controlada do disjuntor, a sobretensão apresenta um valor de 230 kV para o caso sem reator limitador (caso 3) e de 228 kV com reator limitador (caso 4). Nestes casos a redução na sobretensão devida ao sincronizador está em torno de 20 % quando comparada com as obtidas sem sincronizador. Também nesta alternativa observa-se que o reator limitador praticamente não influi nos valores das sobretensões.

A maior sobretensão fase-terra verificada, 286 kV, não ultrapassa a suportabilidade dos equipamentos envolvidos na manobra bem como não é suficiente para provocar a atuação dos pára-raios instalados na subestação.

De acordo com a tabela 5, caso 1, a corrente de energização do primeiro banco sem reator limitador fica em torno de 2.036 A, enquanto que com o reator, caso 2, o valor desta corrente é de 1.739 A, ou seja, a introdução do reator provoca uma redução em torno de 15% na corrente de inrush.

Na operação sincronizada sem reator limitador, caso 3, a corrente de energização fica em torno de 841 A, enquanto que com reator limitador, caso 4, esta

corrente é reduzida para 817 A, caracterizando uma pequena influência na corrente de inrush.

Comparando-se os casos 2 e 4 da tabela 5, pode-se afirmar que, considerando a presença do reator limitador, a manobra sincronizada propicia uma redução em torno de 113% na corrente de energização do primeiro banco.

Em conformidade com os resultados das energizações do primeiro banco com o sincronizador é possível deduzir que o reator limitador não é importante no que se refere a sobretensões e correntes de inrush. Já a manobra síncrona constitui um meio bastante eficiente para minimizar os esforços dessas sobretensões e sobrecorrentes nos equipamentos do sistema envolvidos na manobra. As Figuras 2 e 3 apresentam as formas de onda de tensão obtidas na energização da primeira unidade sem o sincronizador e com este equipamento.

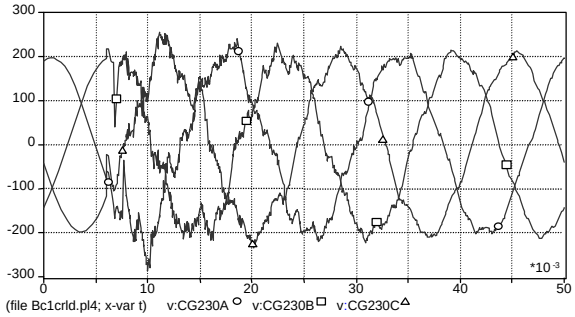

FIGURA 2
FORMA DE ONDA DA TENSÃO EM C. GGRANDE
ENERGIZAÇÃO DO 1º BC SEM SINCRONIZADOR

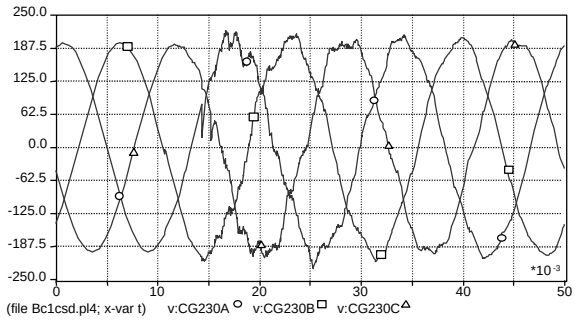

FIGURA 3
FORMA DE ONDA DA TENSÃO EM C. GGRANDE
ENERGIZAÇÃO DO 1º BC COM SINCRONIZADOR

5.1.2 Energização do segundo banco de capacitores

As sobretensões de energização do segundo banco, de forma geral, são inferiores as verificadas na energização do primeiro. Isto porque, a maior parte da energia necessária para esta energização é suprida pelo banco de capacitores já energizado, que constitui uma fonte eletricamente muito próximo da unidade que está sendo conectada. Dessa forma, as oscilações de tensão entre o sistema e o banco são menores.

Comparando-se os casos 1 e 2 com os casos 6 e 7 da tabela 4, verifica-se que na energização do segundo banco as sobretensões máximas em Campina Grande II, para as condições com e sem reator limitador, são menores que as obtidas na energização do primeiro banco nesta mesma condição. O maior valor de sobretensão verificado nesta situação foi de 256 kV, caso 7 que é 12 % inferior a de energização do primeiro banco, caso 2, onde a sobretensão foi de 286 kV. Na operação controlada, as simulações de energização do segundo banco sem o reator limitador apresentaram praticamente os mesmos valores de sobretensão da alternativa com reator limitador, 217 kV, conforme casos 8 e 9 da tabela 4. A redução na sobretensão devida ao sincronizador foi da ordem de 21%. Os valores de sobretensão registrados neste caso estão compatíveis com a suportabilidade dos equipamentos envolvidos na manobra. Os valores das sobrecorrentes de energização do segundo banco são bem superiores aos verificados na energização do primeiro banco. No caso 5 da tabela 5 que corresponde a energização do segundo banco sem reator limitador, a sobrecorrente obtida de 16.105 A é 8 vezes superior a do caso 1, cujo valor foi de 2.036 A.

Observa-se que com a introdução do reator limitador, caso 6, esta sobrecorrente foi reduzida para 3.494 A.

No caso da operação sincronizada, sem o reator limitador, alternativa 7, a corrente de inrush registrada foi de 6.334 A . Este valor é 1,8 vezes maior que o obtido com apenas o reator limitador. Considerando a manobra controlada associada a presença do reator limitador, esta corrente é reduzida para 1.408 A. Comparando-se os casos 7 e 8 verifica-se que a manobra controlada, associada ao reator limitador a corrente de energização é 4,5 vezes menor que a obtida considerando apenas o sincronizador, o que mostra a grande influência deste equipamento na redução da corrente de inrush, mesmo na operação sincronizada. As figuras 4 e 5 mostram as formas de onda de corrente obtidas sem o sincronizador e considerando a presença deste componente e do reator limitador.

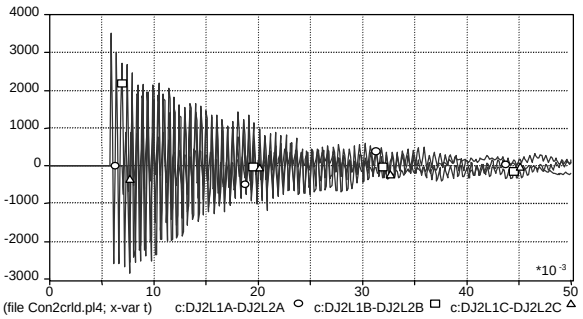

FIGURA 4
FORMA DE ONDA DA CORRENTE EM C. GRANDE
ENERGIZAÇÃO DO 2º BC SEM SINCRONIZADOR

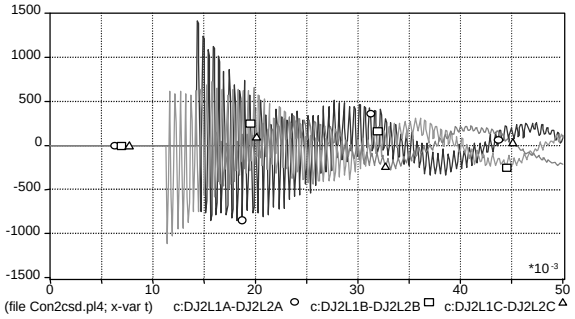

FIGURA 5
FORMA DE ONDA DA CORRENTE EM C. GRANDE ENERGIZAÇÃO DO 2º BC COM SINCRONIZADOR

5.2 Sobretensões fase-terra e fase-fase em Natal devidas a manobra de bancos em C. Grande II

No instante da energização, a tensão na barra do BC manobrado cai abruptamente para zero. Esta queda corresponde a carga inercial armazenada no banco. Esta variação abrupta na tensão, injeta uma onda de tensão com frente íngreme nas linhas conectadas à barra do BC manobrado. Nas linhas com terminal aberto ou terminadas por transformador, ocorre uma reflexão positiva das ondas viajantes, resultando em maiores sobretensões nas barras remotas com relação às sobretensões na barra do BC.

As sobretensões transitórias na barra remota apresentam uma componente de alta freqüência que depende do tempo de trânsito da linha.

As sobretensões resultantes nas barras remotas provocam os seguintes riscos:

- A magnitude das sobretensões entre fases, que não são efetivamente limitadas por pára-raios conectados fase-terra, poderão exceder o isolamento entre fases de transformadores.
- A magnitude das sobretensões fase-terra podem causar o disparo de pára-raios convencionais e, dependendo de suas condições físicas, a sua danificação.
- A taxa de variação da tensão (dV/dt) pode causar uma distribuição de tensão com solicitações concentradas em algumas espiras dos enrolamentos dos transformadores. Mesmo que a magnitude da sobretensão não seja elevada, a distribuição de tensão pode danificar o isolamento entre espiras.
- A freqüência das sobretensões transitórias pode excitar ressonâncias internas em transformadores com conseqüente danificação os mesmos (7).

No sistema em estudo, este é o caso da SE Natal, suprida radialmente a partir de Campina Grande II e equipada com 4 transformadores de 100 MVA 230-69 kV. Em função desta configuração, julgou-se de grande importância verificar o impacto das da manobra de bancos de capacitores de 50,5 Mvar – 30 kV em Campina Grande II no isolamento fase-fase destas unidades de transformação.

Com relação às sobretensões fase-fase, recomenda-se limitar essas sobretensões a 75% da suportabilidade entre fases do transformador (4). Esta margem de 25% é para levar em conta efeitos de envelhecimento da isolação, freqüência das manobras e ressonâncias internas. Considera-se a suportabilidade fase-fase do transformador, 20% superior à sobretensão fase-terra.

As sobretensões fase-terra deverão ser limitadas a 80% da tensão mínima de disparo de pára-raios convencionais ou a 75% da suportabilidade de transformadores para surto de manobra, o que for menor.

A tabela 6 apresenta os valores das sobretensões fase-terra e fase-fase em Natal, obtidas neste estudo.

TABELA 6 – TENSÕES FASE-TERRA E FASE-FASE NO BARRAMENTO 230 KV DE NATAL COINCIDENTES COM ENERGIZAÇÃO BC 50,5 MVAR EM C. GRANDE II

ALTERNATIVA	Vfase-terra		V fase-fase	
	kV	pu	kV	pu
1-1º BC sem RL	443	2,4	765	4,1
2-1º BC com RL	395	2,1	649	3,5
3-1º BC com sinc sem RL	260	1,4	471	2,5
4-1º BC com sinc. RL	247	1,3	423	2,3
5-2º BC sem RL	315	1,7	577	3,1
6-2º BC com RL	317	1,7	530	2,8
7-2º BC com sinc.sem RL	223	1,2	426	2,3
8-2º BC com sinc. RL	224	1,2	406	2,2

De acordo com o caso 1, a máxima sobretensão fase-fase em Natal, encontrada para a energização do primeiro banco sem reator limitador foi de 765 kV (4,07 pu). Esta sobretensão é 13% superior a suportabilidade dos transformadores a impulso de manobra, 675 kV (3,6 pu), podendo ocasionar a sua danificação. Com a presença do reator limitador a sobretensão fase-fase fica em torno de 649 kV (3,46 pu). Para esta condição, a margem de segurança é bastante pequena, da ordem de apenas 3,4%, além de que esta manobra é realizada com freqüência o que sugere a necessidade do sincronizador para reduzir estas sobretensões. O caso 3 da tabela 6 mostra que com o uso da manobra controlada no primeiro banco em Campina Grande II a sobretensão em Natal fica em torno de 432 kV o que implica numa margem de proteção para o isolamento fase-fase do transformadores de 43%. Com a introdução do reator limitador, esta margem fica em torno de 60%.

Os casos 5, 6, 7 e 8 mostram o efeito da energização do segundo banco em C.Grande II, na SE Natal. As sobretensões fase-fase observadas nesta SE, para estes casos, são bastante inferiores a suportabilidade dos transformadores. A menor margem de proteção observada ficou em torno de 17% e corresponde a

manobra dos bancos sem reator limitador. Com a manobra controlada e o reator limitador esta margem fica em torno de 66%.

As sobretensões fase-terra em Natal estão dentro da suportabilidade dos equipamentos.

Os pára-raios dessa subestação, que apresentam uma suportabilidade a tensão nominal de descarga à freqüência industrial (sob poluição) de 1,63 pu (ver tabela 3), atuariam para as tensões fase-terra obtidas no caso com e sem reator limitador, tanto para a energização do primeiro como do segundo banco de C. Grande. Entretanto, considerando a presença do sincronizador, estes pára-raios estarão adequados. As figuras 6 e 7 mostram as formas de onda da tensão fase-fase em Natal para as condições de manobra não controlada do primeiro banco em Campina Grande II e com a presença do controlador nesta manobra.

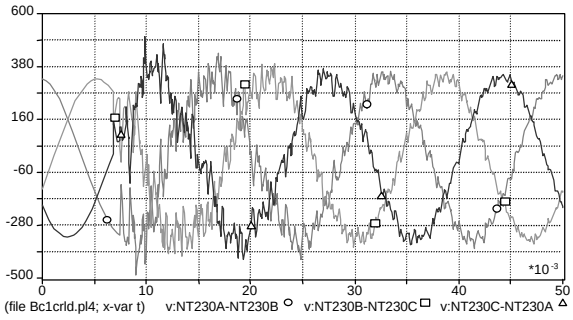

FIGURA 6
FORMA DE ONDA DA TENSÃ0 FASE-FASE EM NATAL ENERGIZAÇÃO 1º BC SEM SINCRONIZAÇÃO

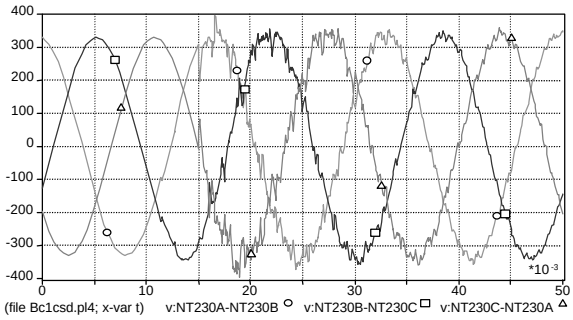

FIGURA 7
FORMA DE ONDA DA TENSÃ0 FASE-FASE EM NATAL ENERGIZAÇÃO 1º BC SEM SINCRONIZAÇÃO

6.0 CONCLUSÕES

A energização do primeiro banco de capacitores 230 kV em Campina Grande II, sem reator limitador provoca sobretensões fase-fase em Natal da ordem de 4,07 pu. Considerando que a suportabilidade dos transformadores de Natal é de 3,60 pu, poderá ocorrer danificação destas unidades durante essa manobra nessas condições.

A presença do reator limitador de 2,5 mH entre o banco e o disjuntor, reduz a sobretensão fase-fase em Natal para 3,46 pu. Entretanto a margem de proteção nos enrolamentos dos transformadores ainda é muito reduzida (3,4%).

Com o uso da manobra controlada na energização do primeiro banco em C.Grande II, a margem de proteção dos transformadores de Natal para o isolamento fase-fase é de 43%, sendo elevada para 60% considerando também a presença do reator limitador.

A energização do segundo banco de 50 Mvar em C.Grande II, não provoca sobretensões preocupantes nesta SE ou na SE Natal.

Com relação às sobretensões fase-terra em Campina Grande II, verifica-se que na energização do primeiro banco, o reator limitador praticamente não influi nos valores dessas sobretensões. As amplitudes observadas não são suficiente para provocar a atuação dos pára-raios desta SE.

Com relação a SE Natal, verifica-se que a manobra do primeiro banco ou do subsequente sem reator limitador ou com a presença do mesmo, poderá provocar a atuação dos pára-raios dessa SE.

Julga-se muito importante a utilização de sincronizador na manobra de bancos de capacitores na subestação de Campina Grande II de forma a evitar sobretensões proibitivas nesta SE e na SE Natal.

7.0 REFERÊNCIAS

(1) Alves, F.R. Estudo de Chaveamento de Bancos de Capacitores em Contraposição – Condicionamentos Para Especificação de Dispositivos de Manobra – RT-10-07-08/87, 1987.

(2) Freire, A.R.F., Rocha, R.M. Chaveamento Controlado de Bancos de Capacitores: Estudos Elétricos e Especificação. VII ERLAC, Puerto Iguazú, Argentina, Maio de 1997.

(3) Bayless, R.S., et ali. Capacitor Switching and Transformer Transients. IEEE Trans. On. P.D., Vol. 3 January 1988.

(4) Jones, R.A., Fortson Jr., H.S. Consideration of Phase-to-phase Surges in the Application of Capacitor Banks. IEEE Trans. On. P. D., Vol. 1, July 1996.

(5) CIGRÉ Working Group 13.04, Switching Test Methods. Shunt Capacitor Bank Switching – Stresses and Test Methods (draft 5 a).

(6) Freire, A.R.F., Rocha, R.M. Aplicação de Disjuntores Síncronos Para Energização de Bancos de Capacitores em Derivação. XIII SNPTEE, Camboriú – SC, Outubro de 1995.

(7) Liu, Y., et ali. Power Transformer Resonance – Measurements and Prediction. IEEE Trans. On. P. D., Vol. 7, January 1992.