



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

GTM XX  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

## **GRUPO XIII**

### **GRUPO DE ESTUDOS DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES – GTM**

#### **DESEQUILÍBRIO DE NEUTRO E SOBRETENSÕES NA ÁREA TERCIÁRIA LIGADA EM DELTA DE SUBESTAÇÕES**

**Ulisses R. R. Massaro\* Ricardo Antunes João Francisco M. Carvalho  
Ricardo S. Salengue Breno T. Meyer**

**Fernando S. Borges  
ELETRO SERVICE**

**ELETROSUL Centrais Elétricas S. A.**

## **RESUMO**

Devido diferenças construtivas associadas, principalmente, às tecnologias CORE e SHELL TYPE as capacitâncias dos enrolamentos de bancos de autotransformadores monofásicos podem ser bastante diferentes estabelecendo condições para deslocamento do neutro do enrolamento em delta, resultando no desequilíbrio das tensões fase-terra na área terciária das subestações. Este desequilíbrio pode levar a tensões fase-terra elevadas e fortemente distorcidas em regime permanente no lado conectado em delta (área terciária), pondo em risco a integridade dos equipamentos aí conectados.

O trabalho mostra a experiência da ELETROSUL na abordagem, analítica e através de simulação digital, da operação de autotransformadores com unidades diferentes compondo o banco.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Autotransformadores, Terciário, Sobretensões, Delta, Capacitância

## **1.0 - INTRODUÇÃO**

A utilização de unidades reserva para compor bancos de autotransformadores requer a avaliação da compatibilidade destas unidades reservas com as unidades principais da subestação uma vez que pode haver diferenças substanciais entre elas. Tais diferenças podem ser relativas à características construtivas que poderão, caso não sejam seguidas de medidas adicionais, inviabilizar a operação em paralelo das unidades que compõem o banco.

Uma das questões que surge diz respeito à assimetria gerada no terciário do banco de autotransformadores em decorrência de diferenças entre as diversas capacitâncias que compõem as unidades transformadoras. Esta assimetria pode resultar em deslocamento do ponto neutro do terciário do autotransformador, via de regra conectado em delta, e em elevadas sobretensões fase-neutro no terciário do banco. Além desta assimetria nas capacitâncias há, eventualmente, diferenças entre as reatâncias sérias das diferentes unidades monofásicas que compõem o banco.

No caso da ELETROSUL, para contornar os problemas gerados por estas assimetrias são adotados, para os terciários dos seus bancos de autotransformadores, transformadores de aterramento conectados em estrela aterrada no lado de 13,8 kV e delta aberto no lado de baixa tensão (normalmente, 120 ou 240 V). O fechamento do delta aberto é realizado através de resistores, onde seus dimensionamentos variam em função das capacitâncias envolvidas e do nível de sobretensões/distorção observados no 13,8 kV. Em algumas situações, torna-se necessário a utilização de até dois transformadores de aterramento do terciário.

A potência do transformador de aterramento é definida em função do resistor  $R$  aplicado e da tensão  $3V_0$  que surge no terciário para um contato à terra neste setor ou do desequilíbrio observado em regime permanente fruto da assimetria nos circuitos das unidades transformadoras. Ressalta-se que a ELETROSUL não promove trip de seus autotransformadores para contato à terra nos enrolamentos em delta, optando pela função alarme. Assim, a potência dos transformadores de aterramento deve ser dimensionada para operação contínua.

A análise se concentrou nas subestações de Curitiba e Gravataí onde, na primeira, havia a possibilidade de se operar duas fases de um banco 525/230/13,8 – 200 MVA (Fabricante “A”) em paralelo com uma fase reserva do fabricante “B”. Na segunda, a questão surgiu quando da necessidade de se operar duas fases do fabricante “C” com a fase reserva do fabricante “D”.

A análise do problema foi feita com o programa ATP para as duas subestações e, para a SE Gravataí foi feita, ainda, uma análise analítica do problema. Nas simulações realizadas com o programa ATP, as fases que compõem os bancos de autotransformadores foram modeladas individualmente. Não foram considerados pára-raios instalados na área terciária.

## 2.0 - ANÁLISE DA SE CURITIBA

As unidades transformadoras foram representadas através do circuito mostrado na Figura 1, onde  $C_a$ ,  $C_t$  e  $C_{at}$  são as capacitâncias entre alta tensão e terra, terciário e terra e entre alta tensão e terciário, respectivamente.

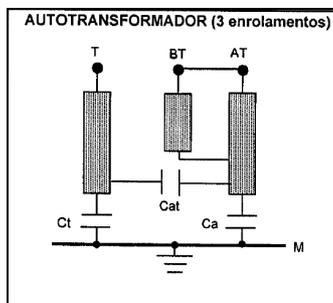


Figura 1 – Representação das capacitâncias do autotransformador

A Figura 2 mostra a configuração dos transformadores de aterramento da SE Curitiba proposta para o terciário operando com a nova fase reserva. Durante a fase de análise, foram consideradas outras opções como, por exemplo, a aplicação de um único transformador de aterramento e com resistor de 9 ohms. A Figura 2 mostra a configuração que se mostrou mais adequada ao controle da sobretensão residual  $3V_0$  e ao deslocamento do ponto neutro do terciário.

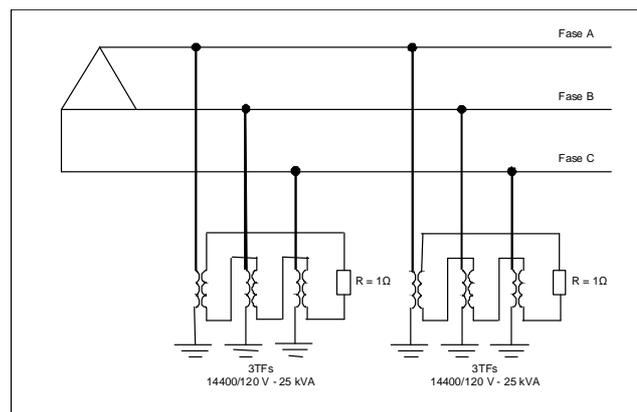


Figura 2 – Representação dos transformadores de aterramento do terciário

Em função das diferenças entre as reatâncias série  $X_{PT}$  e  $X_{ST}$  se constatarem assimetrias entre as correntes de sequência zero  $3I_0$  nos lados de 525 e 230 kV. Estas assimetrias são pouco influenciadas pelas capacitâncias do banco, que influenciam mais as tensões  $3V_0$  do terciário ligado em delta. A Tabela 1 mostra a assimetria entre as correntes para a condição dos autotransformadores carregados até a potência nominal (672 MVA). Com o objetivo de melhor comparar, são apresentados os valores com as unidades originais formando o banco.

Tabela 1 – Assimetria entre as correntes de fase em regime permanente, lados de 525, 230 e 13,8 kV

Correntes Medidas	CONFIGURAÇÕES DE OPERAÇÃO DOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES					
	TF1 ("A") e TF2 ("A")			TF1 (2"A"+1"B") e TF2 ("A")		
	Correntes		3I0	Correntes		3I0
	Módulo	Ângulo	Módulo (A <sub>RMS</sub> )	Módulo	Ângulo	Módulo (A <sub>RMS</sub> )
	A <sub>RMS</sub>	Graus	Ângulo(°)	A <sub>RMS</sub>	Graus	Ângulo(°)
TF1_I525A	721.48	-20.18	15.59	739.59	-20.50	78.29
TF1_I525B	710.28	-140.49	43.59	668.59	-139.53	-75.33
TF1_I525C	721.85	99.44		681.77	99.15	
TF2_I525A	715.76	-20.89	35.13	650.12	-20.17	57.71
TF2_I525B	739.52	-140.12	43.40	703.61	-140.17	84.45
TF2_I525C	714.91	100.10		681.34	100.77	
TF1_I230A	1566.65	159.52	21.91	1564.82	159.71	48.90
TF1_I230B	1548.57	39.33	38.43	1479.04	39.06	-87.58
TF1_I230C	1567.77	-80.59		1497.16	-79.59	
TF2_I230A	1570.42	159.88	14.25	1434.07	160.55	54.83
TF2_I230B	1578.64	39.67	78.27	1499.81	39.86	-53.38
TF2_I230C	1570.17	-81.01		1491.64	-80.55	
TF1_I13AB	38.95	-144.64		387.92	167.63	
TF1_I13BC	38.35	-141.58		386.01	167.70	
TF1_I13CA	40.43	-142.39		387.80	167.82	
TF2_I13AB	283.95	41.55		296.63	29.24	
TF2_I13BC	284.38	41.13		297.51	28.86	
TF2_I13CA	282.34	41.26		295.37	28.90	

Sob o ponto de vista operacional, as assimetrias das correntes de fase observadas não chegam a comprometer uma vez que as proteções de neutro aplicadas na ligação residual dos TC's de fase podem ser parametrizadas de modo a não operarem nesta situação. Por outro lado, no neutro do banco, as correntes residuais são menores uma vez que serão resultado da diferença algébrica entre as correntes de sequência zero pelas fases.

As Tabelas 2 e 3 apresentam as tensões fase-neutro e fase-fase no barramento de 13,8 kV do banco de transformadores que opera com uma fase diferente, para operações em regime permanente e quando sujeito a um curto-circuito monofásico na fase A do 13,8 kV. São apresentados, ainda, os valores esperados de sobretensões ao se adotar um resistor de 9 Ω para o fechamento do delta aberto dos transformadores de aterramento.

As Figuras 3 a 6 mostram os fasores com as tensões fase-neutro, em pu, no 13,8 kV do banco de transformadores sob estudo, para as condições de regime permanente e sob curto-circuito monofásico no 13,8 kV.

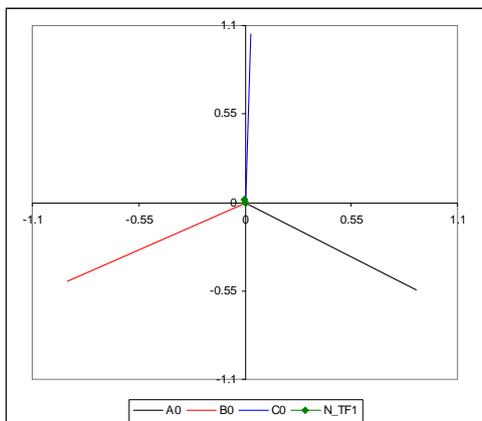


Figura 3 – Três Unidades Idênticas, sem trafo de aterramento

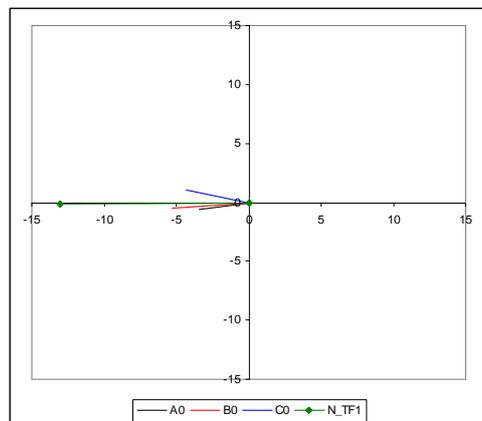


Figura 4 – Duas unidades Idênticas e uma distinta, sem trafo de aterramento

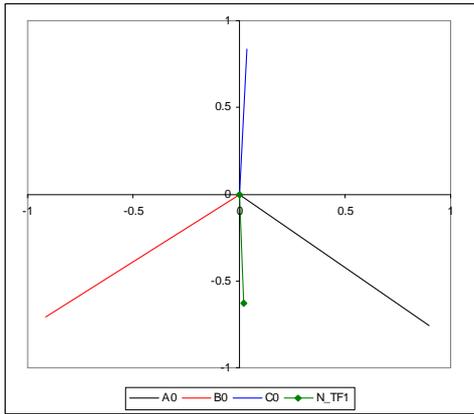


Figura 5 – Duas unidades Idênticas e uma distinta, com trafo de aterramento e resistor de 1 ohm

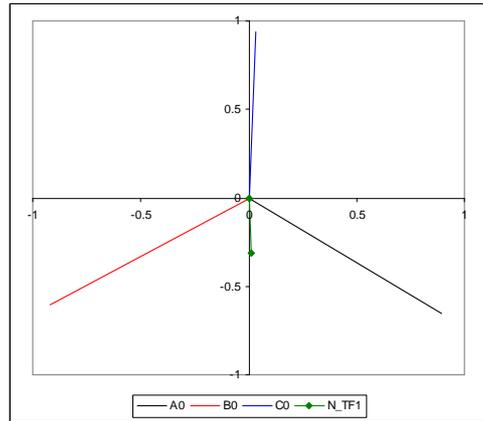


Figura 6 – Duas unidades Idênticas e uma distinta, com dois trafos de aterramento e resistor de 1 ohm

Conforme pode ser observado na Tabela 2, embora as tensões fase-fase se encontrem dentro de valores esperados (próximos à relação  $\sqrt{3}.V_{no\ min\ al}$ ), as tensões fase-neutro podem se tornar bastante elevadas conforme destacado na tabela. A aplicação dos transformadores de aterramento no terciário, com o fechamento do delta feito através de resistor, assegura tensões fase-neutro próximos dos limites suportáveis pelo enrolamento (da ordem de 1,10 pu, a vazio). Se observa, ainda, que a tensão  $3V_0$  se reduz à metade quando se aplicam duas unidades para aterramento do terciário do banco.

Durante curtos-circuitos (Tabela 3) a questão do deslocamento do neutro é menos acentuada haja vista que uma porção da capacitância é curto-circuitada pelo contato à terra e, por outro lado, a elevação das tensões nas fases sãs fica muito próximo do esperado (da ordem de  $\sqrt{3}.V_{no\ min\ al}$ ).

Tabela 2 – Tensões no Barramento de 13,8 kV do Banco, em Regime Permanente

Configuração do Banco 1 3 x (525/ $\sqrt{3}$ / 230/ $\sqrt{3}$ / 13,8 kV – 224 MVA)	Tensões Fase-Neutro e Fase-Fase no Barramento de 13,8 kV do Banco 1 (NOTA 1)						Desbalanço NOTA 2	3V0 (V <sub>RMS</sub> )
	V <sub>AN</sub>	V <sub>BN</sub>	V <sub>CN</sub>	V <sub>AB</sub>	V <sub>BC</sub>	V <sub>CA</sub>		
	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)		
3 Unidades "A"	1.042 -31.45	1.044 -151.89	1.050 88.44	1.811 -1.634	1.811 -121.63	1.811 118.37	1.01	NOTA 3
2Unidades "A" + 1Unidade "B"	<b>3.503</b> <b>-170.52</b>	<b>5.296</b> <b>-174.25</b>	<b>4.435</b> <b>166.79</b>	1.814 -1.469	1.814 -121.64	1.809 118.46	1.51	NOTA 3
3 Unidades "A" 3TFs 25 kVA + 1R = 1 ohm	1.049 -31.53	1.042 -151.50	1.045 88.13	1.811 -1.634	1.811 -121.63	1.811 118.36	1.01	0.868
2Unidades "A" + 1Unidade "B" 3TFs 25 kVA + 1R = 1 ohm	1.175 -40.06	1.158 -142.20	0.836 87.47	1.814 -1.469	1.814 -121.64	1.809 118.46	1.41	40.91
3 Unidades "A" 2 X (3TFs 25 kVA + 1R = 1 ohm)	1.045 -31.64	1.045 -151.63	1.045 88.37	1.811 -1.634	1.811 -121.63	1.811 118.37	1.00	0.0282
2Unidades "A" + 1Unidade "B" 2 X (3TFs 25 kVA + 1R = 1 ohm)	1.107 -35.98	1.099 -146.64	0.941 87.93	1.814 -1.469	1.814 -121.64	1.809 118.46	1.18	20.42
2Unidades "A" + 1Unidade "B" 3TFs 10 kVA + 1R = 9 ohms	1.874 -73.25	2.160 -126.08	0.380 -147.72	1.813 -1.530	1.812 -121.64	1.809 118.43	5.68	258.14

Tabela 3 – Tensões no Barramento de 13,8 kV do Banco, durante curto-circuito monofásico (Fase A do 13,8 kV)

Configuração do Banco 1 3 x (525/ $\sqrt{3}$ / 230/ $\sqrt{3}$ / 13,8 kV – 224 MVA)	Tensões Fase – Terra e Fase – Fase no Barramento de 13,8 kV do Banco 1 (NOTA 1)						Desbalanço NOTA 2	3V0 (V <sub>RMS</sub> )
	V <sub>AN</sub>	V <sub>BN</sub>	V <sub>CN</sub>	V <sub>AB</sub>	V <sub>BC</sub>	V <sub>CA</sub>		
	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)	Módulo (pu) Ângulo (°)		
3 Unidades "A" 3TFs 25 kVA + 1R = 1 ohm	0.000 0.000	1.811 178.36	1.811 118.36	1.811 -1.636	1.811 -121.63	1.811 118.36	-	203.36
2Unidades "A" + 1Unidade "B" 3TFs 25 kVA + 1R = 1 ohm	0.000 0.000	1.814 178.53	1.809 118.46	1.814 -1.471	1.814 -121.64	1.809 118.46	-	203.42
3 Unidades "A" 2 X (3TFs 25 kVA + 1R = 1 ohm)	0.000 0.000	1.811 178.36	1.811 118.36	1.811 -1.638	1.811 -121.63	1.811 118.361	-	203.34
2Unidades "A" + 1Unidade "B" 2 X (3TFs 25 kVA + 1R = 1 ohm)	0.000 0.000	1.814 178.53	1.809 118.45	1.814 -1.473	1.814 -121.64	1.809 118.45	-	203.41
2Unidades "A" + 1Unidade "B" 3TFs 10 kVA + 1R = 9 ohms	0.000 0.000	1.814 178.53	1.809 118.46	1.814 -1.470	1.814 -121.64	1.809 118.46	-	208.24

NOTA 1 – Valores em pu, na base 13,8/ $\sqrt{3}$  kV

NOTA 2 – Relação entre o maior e menor módulo das tensões fase-neutro

NOTA 3 – Medição não realizada, haja vista a ausência dos transformadores de aterramento

### 3.0 - ANÁLISE DA SE GRAVATAÍ

#### 3.1 – Análise Analítica

A abordagem analítica foi realizada somente para a esta subestação haja vista a extensão dos cálculos necessários em estudos desta natureza, frente aos circuitos elétricos que modelam o banco de autotransformadores. Sua realização deu-se em função de valores elevados observados na operação em tempo real com a configuração atual, onde chegou a ocorrer danos na proteção de contato à terra no terciário frente à elevada tensão 3V0 então observada e onde uma análise expedita se tornou necessária.

Os modelos construtivos das unidades monofásicas que compõe o banco de transformadores foram amplamente pesquisados, conforme a construção do núcleo ferromagnético (envolvido ou envolvente), resultando nos modelos representados nas Figuras 7 e 8.

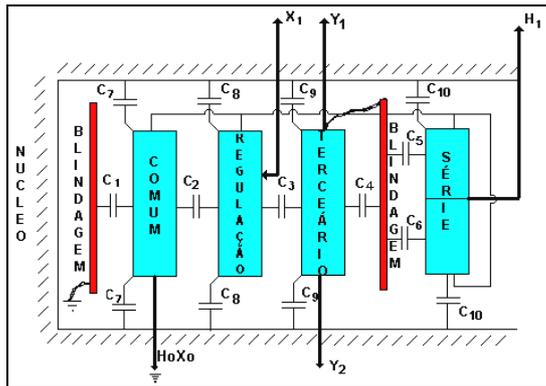


Figura 7 – Representação do fabricante “C” (núcleo envolvido, “Core Type”)

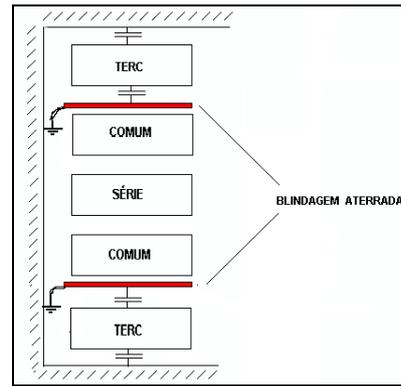


Figura 8 - Representação do fabricante “D” (núcleo envolvente, “Shell Type”)

A avaliação foi feita montando-se os circuitos equivalentes com as capacitâncias envolvidas nas diversas unidades do banco e seus equivalentes Thèvenin, chegando-se ao circuito da Figura 9 que, após trabalhado em suas diversas malhas, permite calcular, analiticamente, as tensões fase-neutro para as fases A, B e C do terciário do Banco. Estas tensões foram explicitadas em função de uma impedância genérica Z de um dos transformadores de aterramento (que pode ser simplificada através do emprego de uma resistência como é o caso do sistema existente) e da resistência R de um novo conjunto de transformadores de aterramento a ser instalado. O modelo desenvolvido permite considerar, qualquer valor de Z e R. A Figura 9 mostra o circuito equivalente empregado para a subestação Gravataí, já substituídas as capacitâncias das unidades nas diversas malhas.

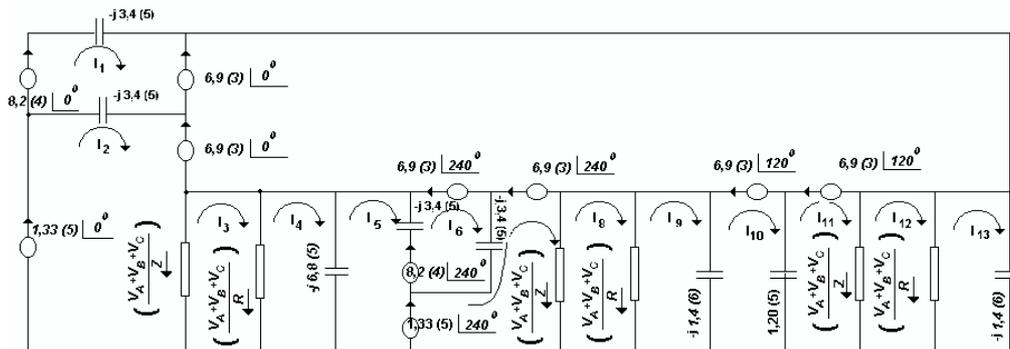


Figura 9 – Circuito equivalente do Banco de Autotransformadores para análise analítica

As equações abaixo mostram o resultado da manipulação das malhas apresentadas na Figura 9.

$$V_A = \frac{\overbrace{1,52 \angle 12,5^\circ}^{(B)} + \overbrace{(7,19 \cdot 10^4 \angle 150^\circ)}^{(A)} \left( \frac{1}{Z} + \frac{1}{R} \right)}{\underbrace{j 8,22 \cdot 10^{-6} - \left( \frac{9,03}{Z} + \frac{9,03}{R} \right)}^{(C)}}$$

$$V_B = V_A - 1,38 \cdot 10^4 \angle 0^\circ$$

$$V_C = V_A + 1,38 \cdot 10^4 \angle 120^\circ$$

A partir da formulação analítica desenvolvida foram feitas avaliações paramétricas variando-se o valor de R e mantido o valor do resistor então já empregado na subestação. Uma solução que se mostrou atraente seria manter o atual resistor de aterramento de  $9\ \Omega$  e acrescentar outro conjunto de transformadores de aterramento de  $14400/240\ \text{V} - 25\ \text{KVA}$  com um resistor de  $5\ \Omega$  fechando o seu secundário conectado em delta aberto. Nesta situação, chegou-se aos seguintes valores para as tensões fase-neutro do terciário:  $V_A = 81,5\ \text{V}$ , fase  $316^\circ$ ,  $V_B = 80,5\ \text{V}$ , fase  $226^\circ$ ,  $V_C = 42,6\ \text{V}$ , fase  $89^\circ$  e  $3V_0 = 71,5\ \text{V}$ , fase  $272^\circ$ , cuja representação fasorial está apresentada na Figura 10.

### 3.2 Simulação Digital

Para a subestação de Gravataí foram adotados os mesmos critérios de análise adotados para a SE CURITIBA, ou seja, as unidades monofásicas que compõe o banco foram representadas através do modelo explicitado anteriormente através da Figura 1. Os valores das capacitâncias utilizadas foram obtidos a partir do ensaio de fator de potência das unidades transformadoras monofásicas que compõem o banco. A análise através de simulação digital foi realizada posteriormente com o objetivo de comprovar os resultados com a análise analítica.

Ressalta-se que nesta subestação já se encontrava em operação um conjunto de transformadores de aterramento  $14400/120\ \text{V} - 10\ \text{KVA}$  com um resistor de  $9\ \Omega$  conectado no seu secundário, fechando o delta aberto. A análise se concentrou na aplicação de um segundo transformador de aterramento de relação  $14400/240\ \text{V} - 25\ \text{KVA}$ , com um resistor de  $5\ \Omega$  conectado no seu secundário, fechando o delta aberto.

A simulação digital consistiu em se equivalentar a subestação de Gravataí nas barras de 525 e 230 kV, detalhando-se a modelagem do autotransformador cuja operação assimétrica de suas unidades se desejava avaliar. Os valores a que se chegou para as tensões fase-neutro do terciário com os dois transformadores de aterramento e com resistores de fechamento do delta iguais a  $9\ \Omega$  e  $5\ \Omega$  foram:  $V_A = 80,4\ \text{V}$ , fase  $-19,3^\circ$ ,  $V_B = 49,1\ \text{V}$ , fase  $-152^\circ$ ,  $V_C = 80,97\ \text{V}$ , fase  $75^\circ$  e  $3V_0 = 61,0\ \text{V}$ , fase  $28^\circ$ , cuja representação fasorial está apresentada na Figura 11.

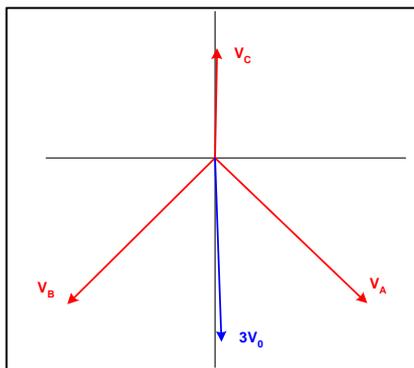


Figura 10 – Representação fasorial das tensões fase-terra e  $3V_0$  – Análise Analítica

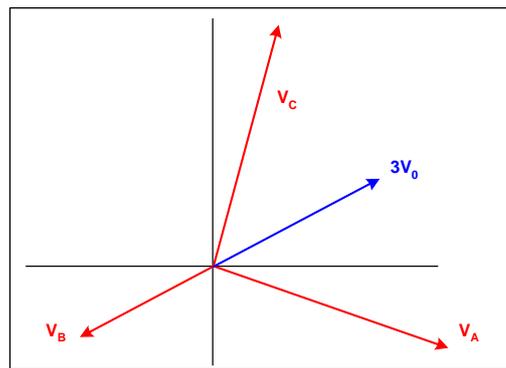


Figura 11 – Representação fasorial das tensões fase-terra e  $3V_0$  – Simulação Digital

## 4.0 - CONCLUSÕES

4.1 As assimetrias que se observam nas correntes de fase quando da operação de unidades monofásicas de características diferentes compondo o banco, não chegam a comprometer a operação do mesmo. Via de regra, há recursos para se adaptar as proteções de neutro à estas situações. Para as proteções instaladas nos neutros dos autotransformadores a tendência é que este efeito seja mais diluído. De um modo geral, as assimetrias nas capacitâncias do banco têm pouco ou nenhum efeito sobre as correntes de fases.

4.2 O efeito da assimetria das capacitâncias é fortemente limitante quanto às tensões fase-neutro do terciário dos bancos de autotransformadores. Seu efeito pode ser eliminado ou minimizado com a aplicação de resistores nos secundários dos transformadores de aterramento aí instalados.

4.3. Embora haja forte elevação das tensões fase-neutro do terciário ligado em delta, as tensões de fase tendem a se manter próximas dos valores aceitáveis ou limites. De fato, os valores de tensão nos enrolamentos de alta, média e baixa tensão (valores de fase) estão vinculados à relação de transformação do autotransformador.

4.4 A aplicação de resistores de maior valor resulta em transformadores de aterramento de menor potência. Entretanto, há a tendência de maiores valores serem menos eficazes para o controle das tensões fase-neutro dos terciários dos bancos, justificando a adoção de menores resistores mesmo que com a aplicação de potências mais

elevadas nos transformadores de aterramento. Um aspecto que permite esta escolha reside no fato do relativo baixo custo destes transformadores de aterramento frente ao custo do banco principal de transformadores.

4.5 A proteção contra contato à terra no terciário deve ser compatível com a tensão  $3V_0$  que surgirá no delta aberto. Há que se considerar, ainda, que esta proteção, via de regra, não desliga o banco principal mas, somente, fornece alarme para a operação.

4.6 A ocorrência de tensões fase-neutro elevadas no terciário do banco pode resultar em saturação dos núcleos dos transformadores de aterramento e eventuais riscos de ferrorressonância.

4.7 É importante que nas Especificações Técnicas de novas unidades monofásicas que irão compor um banco de transformadores haja cláusula solicitando que os fabricantes destes bancos forneçam as diversas capacitâncias inerentes aos equipamentos. Esta providência permite uma modelagem mais acurada do equipamento, melhor avaliação das tensões terciárias e um melhor direcionamento para a solução que mitigará os efeitos de eventuais sobretensões terciárias.

4.8 A aplicação de resistor de  $9 \Omega$  apresenta piores resultados do que a alternativa de resistor de  $1 \Omega$ . Isto se prende ao fato destes resistores serem refletidos para o primário dos transformadores de aterramento multiplicados pela relação de transformação ao quadrado ( $n^2$ ). Para transformadores de relação 14400/120 isto representa uma resistência primária igual a  $43200 \Omega$ /fase, enquanto que para o resistor de  $1 \Omega$  a resistência primária é da ordem de  $4800 \Omega$ /fase. Isto representa reduzir fortemente a reatância equivalente (reatância capacitiva  $X_C$  em paralelo com a impedância refletida para o primário do transformador de aterramento) por fase do banco, assegurando uma operação com neutro mais "estável".

4.9 A análise analítica se mostrou como uma ferramenta válida para análise na ausência de programa para simulação digital. Entretanto, a simulação digital com o programa ATP, sempre que possível, deve ser preferida haja vista a possibilidade de melhor modelagem do banco e de menor probabilidade de erros ao se manusear um grande conjunto de equações de malha como aqueles apresentados na Figura 9.

4.10 Embora uma comparação quantitativa entre os resultados das análises analíticas e via simulação digital realizados para a SE Gravataí não seja possível, devido às condições iniciais (tensão e ângulo das fontes) diferentes entre as mesmas, é importante observar que qualitativamente os fasores das figuras 10 e 11, demonstram que os resultados obtidos através de ambos os métodos de análise são muito próximos.

## 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO COM FASES DIFERENCIADAS NA SE GRAVATAÍ – Eletro Service Serviços de Engenharia Ltda.

[2] ANÁLISE DA OPERAÇÃO DO BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES DA SE AREIA – Relatório ABB R 1ZBR03-0118

[3] - ANÁLISE EXPEDITA DA OPERAÇÃO DO AUTOTRANSFORMADOR RESERVA DE BLUMENAU (ECTE) EM CONJUNTO COM OS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 5 E 6 (ELETROSUL) – Relatório DPES/SEACS 023/2003

[4] AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DAS UNIDADES RESERVA DE AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 525/230/13,8 kV – 224 MVA NO SISTEMA DA ELETROSUL SOB A ÓTICA DA OPERAÇÃO – Relatório DPES/SEACS 026/2008

[5] BLACKBURN J. L., "SYMMETRICAL COMPONENTS FOR POWER SYSTEMS ENGINEERING", ED. MARCEL DEKKER, NEW YORK, 1993.