



GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

ESPECIFICAÇÃO DE UNIDADES MONOFÁSICAS TRANSFORMADORAS COM COMPARTILHAMENTO DE TECNOLOGIAS SHELL E CORE TYPE - OPERAÇÃO COM CAPACITÂNCIAS, IMPEDÂNCIAS E CURVAS DE SATURAÇÃO DISTINTAS.

**ORLANDO JOSÉ ROTHSTEIN (1); RICARDO ANTUNES (1); RICARDO SOARES SALENGUE (1); RAFAEL EDUARDO SCHNEIDER RISTOW (1); PEDRO PERONI (1)
CGT ELETROSUL (1);**

RESUMO

Por muitas décadas, o setor elétrico brasileiro empregou, como concepção no planejamento de seu sistema de extra-alta tensão, bancos de autotransformadores com terciários capazes de permitir conexão de compensadores síncronos de reativos, com vistas à regulação de tensão nas fronteiras. Considerando-se as baixas impedâncias necessárias, abaixo de 10%, e os esforços mecânicos provenientes das altas correntes de curto circuito resultantes, a solução mais adequada à época foi a utilização de unidades do tipo núcleo envolvente ou "Shell Type". Como resultado, atualmente há uma gama considerável destes transformadores em operação, sobretudo conectados à malha de 525 kV.

Atualmente, com o desenvolvimento de tecnologia de projetos e otimização de autotransformadores, comumente são empregadas unidades do tipo núcleo envolvido, ou "Core Type", na expansão do sistema de transmissão. A principal motivação para o predomínio desta tecnologia é a redução de custos, com processos de fabricação mais favoráveis. Usualmente, quando da necessidade de utilização dos enrolamentos terciários com baixa impedância, são adotadas modificações de outras características construtivas, onerando o projeto.

Na ampliação de subestações existentes, onde encontram-se em operação unidades "Shell Type", a tendência natural é a especificação de novas unidades com a mesma tecnologia e impedâncias, devido à necessidade de intercâmbio entre unidades monofásicas. Esta especificação tradicional segue os mesmos parâmetros das unidades instaladas, buscando-se a perfeita compatibilidade de impedâncias dos enrolamentos adequando-se o sistema de aterramento de terciário para compatibilização das capacitâncias parasitas diferentes.

Como é de conhecimento, o projeto de unidades transformadoras "Shell Type" implica em aspectos construtivos especiais, resultando em necessidade de aumento de seu tamanho, volume de óleo, etc., quando comparados a equipamentos "Core Type". Desta forma, a fabricação destas unidades é atualmente considerada como projetos especiais, com custo ainda mais elevado pela provável necessidade de modificação de padrões fabris.

Buscando-se a padronização de projetos hoje praticada pela CGT Eletrosul, decidiu-se avaliar a possível operação conjunta de unidades de tecnologias diferentes, ou seja, composição de bancos trifásicos de transformadores com unidades monofásicas de características "Core Type" e "Shell Type". Para tanto, no presente trabalho, utilizou-se da ferramenta ATP, onde é possível a modelagem monofásica das unidades transformadoras, considerando os desequilíbrios de impedâncias, número e tensão de TAPs bem como as diferenças presentes em capacitâncias parasitas das unidades "Shell Type" e "Core Type". As curvas de saturação, notadamente joelho e reatância em núcleo de ar, também são características altamente sensíveis à tecnologia empregada.

Foram então consideradas as mais diversas combinações de configuração, analisando-se o impacto da possível operação conjunta de unidades de diferentes parâmetros, nas análises transitórias realizadas. Constatou-se, nas diversas combinações com unidades monofásicas "Shell & Core Type", a viabilidade operativa da proposta apresentada, com adequação das suportabilidades de sobretensão e corrente dos enrolamentos, bem como dos desequilíbrios de tensão, em regime permanente e transitório. Para tanto, o trabalho recomenda, dentre outras ações, a utilização de transformadores de aterramento na área terciária para adequação do desequilíbrio de tensão, a correta parametrização da proteção de forma a considerar as correntes circulantes no enrolamento terciário em "Delta", decorrentes das diferenças de impedâncias das unidades nestes enrolamentos, bem como a investigação das correntes de neutro resultantes das manobras de energização envolvendo unidades com curvas de saturação distintas.

Por fim, as análises realizadas permitiram aprimorar as especificações de unidades utilizando-se a tecnologia "Core Type", usando-a como padrão na substituição de unidades "Shell Type", antigas ou sinistradas, com grau de segurança e confiabilidade adequados à operação.

PALAVRAS-CHAVE: Transformadores, desequilíbrio de terciário, núcleo envolvido, núcleo envolvente, Core Type e Shell type.

1.0 INTRODUÇÃO

No início da implantação do sistema transmissão brasileiro de Extra Alta Tensão (Anos 70), foram definidos pelo planejamento a aplicação de transformadores com baixas impedâncias de primário para secundário e para o terciário (Z_{ps} / Z_{pt} / Z_{st}), de forma a obter uma regulação de tensão adequada, seja por utilização de compensadores síncronos nos terciários, seja por definições das faixas de tensão dos comutadores sob carga.

Como resultado das baixas impedâncias em combinação com os demais requisitos técnicos impuseram-se suportabilidades a esforços de curto-circuito muito elevadas, de forma que a única tecnologia de projeto e construção disponível há época foi tecnologia "Shell Type". Nesta época poucas fábricas no mundo dispunham desta tecnologia de fabricação.

Posteriormente (anos 2000), fabricantes passaram a produzir transformadores do tipo núcleo envolvido, chamados "Core Type", que naturalmente com impedâncias para terciário mais elevadas, com características de baixa impedâncias, resultando em soluções não convencionais de topologia, e consequente aumento de custos.

Atualmente, a expansão do sistema de transmissão no Brasil tem sido realizada sob a forma de leilões de transmissão, onde o empreendedor que apresenta o menor custo para a implantação, operação e manutenção dos ativos é declarado vencedor do leilão. Nos casos em que se aplica a modalidade de autorização, o empreendedor busca implementar equipamentos semelhantes aqueles já em operação, buscando atender as condições de operação em paralelo das novas unidades com as unidades existentes.

Em ambas condições de expansão do sistema, busca-se a modicidade tarifária com a devida compatibilidade técnica, foco que motivou este trabalho em busca de solução para a operação conjunta de unidades com características diferentes otimizando instalações e custos de implantação.

Este artigo apresenta as diferenças de construção entre as topologias "Core Type" e "Shell Type". Discute-se e analisa-se a combinação das características das duas topologias em operação em um mesmo banco de transformadores, analisando-se o impacto das diferenças intrínsecas das impedâncias e capacitâncias parasitas em regime permanente e sob falta, bem como o impacto da diferença construtiva no transitório de energização. Para avaliação desta interação, foram realizadas simulações com auxílio do programa ATP.

1.1 TRANSFORMADORES "CORE TYPE" X "SHELL TYPE"

Na época de implantação das primeiras subestações de extra-alta tensão, a tecnologia disponível para atender aos requisitos de nosso sistema levou a aplicação de transformadores do tipo "Shell Type". Esta tecnologia permitia a construção dos transformadores com baixas impedâncias sem que houvesse problemas decorrentes das elevadas suportabilidades aos esforços de curto-circuito, devido a característica da construção com enrolamentos justapostos (panquecas), conforme Figura 1(a).

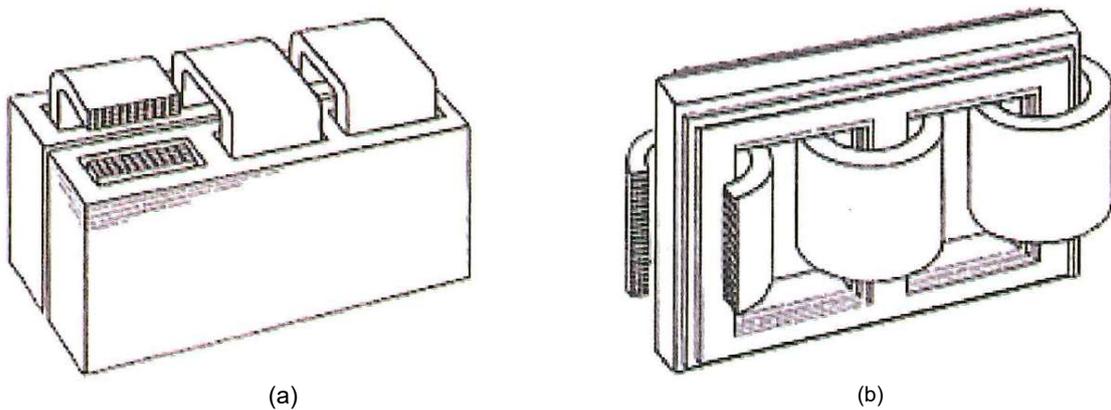


Figura 1 – Topologia de construção de transformadores "Shell Type"(a) e "Core Type"(b)

A construção de transformadores do tipo "Shell Type" permite uma composição de impedâncias entre enrolamentos muito flexível, o que levou a transformadores adotados na implantação do sistema de extra-alta tensão com a impedância entre enrolamento secundário e terciário (Z_{st}) maior do que a impedância entre primário e terciário (Z_{pt}).

A tecnologia de fabricação dos transformadores do tipo núcleo envolvido ("Core Type"), utiliza-se de enrolamentos concêntricos, conforme Figura 1(b). Na sua construção costuma-se adotar uma ordem natural (convencional) de montagem dos enrolamentos, fazendo com que os de tensão mais reduzida sejam posicionados próximos ao núcleo e os de tensão mais elevada mais distantes, o que resulta em impedâncias de terciário mais elevadas.

Para atender os requisitos de impedâncias típicas dos transformadores “Shell Type” e promover uma operação conjunta de unidades com tecnologias diferentes se desenvolveu, na construção de unidades “Core Type”, a adoção de um rearranjo na ordem de construção dos enrolamentos citado no parágrafo anterior, conforme pode ser observado na figura 2.

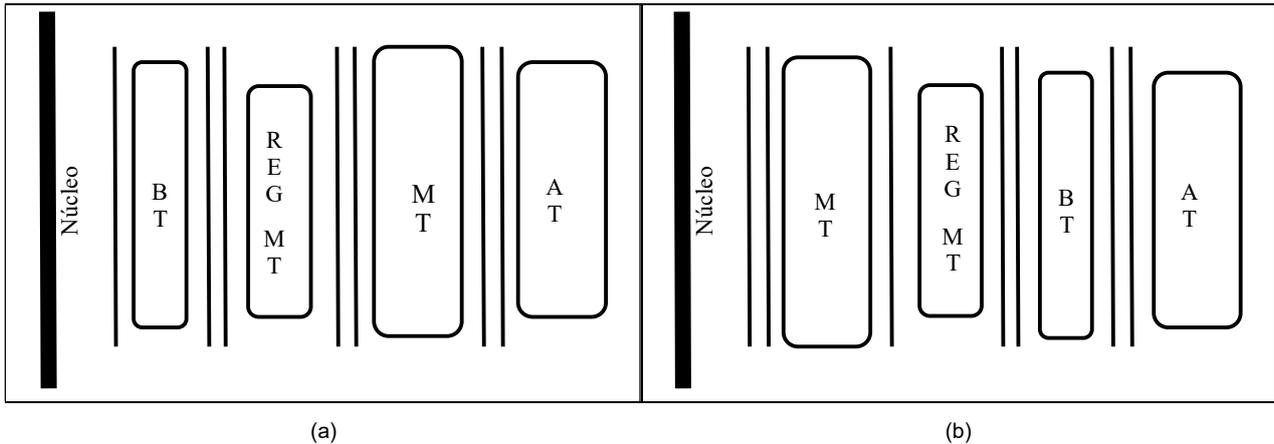


Figura 2 – Ordem de montagem dos enrolamentos no núcleo em transformadores “Core Type” convencionais (a) e com baixa impedância para o terciário (b)

Esta configuração diversa da convencional implica em transformadores com aplicação de maior volume de papel isolante, volume de óleo e especial atenção aos elevados esforços associadas às correntes de curto-circuito. Por esta razão, a construção de transformadores do tipo “Core Type” com impedâncias típicas de transformadores “Shell type” apresentam maiores tempos de projeto, fabricação e ensaios quando comparados com os da construção de transformadores “Core Type” com arranjo natural de montagem dos enrolamentos.

Todas estas modificações de manufatura acabam por elevar os custos de produção e por consequência o preço de aquisição destes equipamentos devido a não serem o projeto padrão de produção das unidades fabris atuais.

Outra questão relevante é a distribuição das capacitâncias intrínsecas dos enrolamentos, pois, devido às diferenças de fabricação, as capacitâncias parasitas se distribuem de outra forma, podendo levar a desequilíbrio de neutro da área terciária. Este fenômeno já é conhecido em bancos de transformadores de mesma topologia, mas com fabricantes diferentes, devido às características particulares de cada projeto [1]. A alteração da disposição dos enrolamentos torna esse problema mais relevante e que requer maior atenção.

Uma solução para evitar a necessidade de modificações nos projetos e operações fabris atuais é a operação de unidades com características de baixa impedância para terciário operarem em banco com unidades “Core Type” convencionais. O grande dilema sempre foi o de operar unidades em banco com características diversas, devido a circulação de correntes nos terciários, distribuição de corrente de curto-circuito dentre outros fenômenos.

Este trabalho buscou equacionar e analisar a operação conjunta de unidades com impedâncias, capacitâncias e curvas de saturação distintas de forma a otimizar a substituição da frota de transformadores com idade avançada provenientes da implantação do sistema EAT atual por transformadores de fabricação mais atual e economicamente mais eficaz.

2.0 ANÁLISES REALIZADAS

Para realização das análises, foi utilizado o programa de simulação digital ATP e sua interface gráfica ATPDraw. Esta ferramenta foi escolhida por utilizar a modelagem de componentes multipolares, permitindo assim considerar características diferentes para cada uma das fases dos equipamentos.

O sistema de transmissão foi modelado em detalhe até a segunda vizinhança do transformador em análise, visando considerar possíveis desequilíbrios em linhas próximas. Realizou-se a análise em uma subestação com três bancos de transformadores, permitindo assim verificar o impacto deste desequilíbrio no terceiro banco de transformadores operando com diferentes unidades monofásicas.

O transformador em análise foi modelado de forma a permitir a inserção das diferentes impedâncias dos enrolamentos em cada fase, bem como as diferentes capacitâncias parasitas das unidades de modelos diferentes. Foram também modelados os barramentos de fechamento de terciário e transformadores de aterramento (14400/120V 25KVA $R=1\Omega$).

Os problemas vislumbrados quando da operação conjunta de transformadores com impedâncias e capacitâncias diferentes se traduzem em desequilíbrios de tensões e correntes, tanto em condição normal de operação quanto na presença de faltas no setor terciário. Nesta última condição, as solicitações podem, inclusive, violar a capacidades dos enrolamentos nos casos de ocorrência de faltas no setor terciário da subestação, caso o problema não seja investigado e devidamente mitigado.

Neste sentido, apresenta a seguir uma análise da influência do desequilíbrio de impedância dos enrolamentos e do desequilíbrio de capacitâncias parasitas nas questões do deslocamento de neutro e correntes circulantes no delta do terciário. Verificou-se que os desequilíbrios de impedância não têm influência significativa no deslocamento do neutro, sendo este influenciado basicamente pelas diferentes capacitâncias parasitas das unidades. Este desequilíbrio se mostrou bastante relevante na distribuição de correntes das unidades e nas correntes circulantes no delta das unidades mistas, conforme é apresentado na TABELA I.

TABELA I – TABELA COMPARATIVA DE DESEQUILÍBRIOS DE IMPEDÂNCIAS E CAPACITÂNCIAS.

	Equilibrado	Desequilíbrio de impedâncias	Desequilíbrio de capacitâncias	Desequilíbrio de capacitâncias e impedâncias	Com TF Aterramento
V_{TA} [pu]	1.130	1.105	6.872	6.713	1.223
V_{TB} [pu]	0.935	0.964	5.844	5.700	0.736
V_{TC} [pu]	1.095	1.084	5.098	4.944	1.249
I_{TA} [A_{rms}]	3.55	373.90	3.36	373.90	373.80
I_{TB} [A_{rms}]	0.44	376.80	1.23	376.70	376.70
I_{TC} [A_{rms}]	3.57	374.10	3.79	374.00	374.00

A composição das capacitâncias tem grande influência no desequilíbrio de tensão do terciário, fazendo com que, em alguns casos, possam ultrapassar os limites de sobretensão dos equipamentos conectados.

Na sequência, é apresentada uma análise de sensibilidade em função dos valores de capacitâncias de várias unidades transformadoras de modo a identificar a condição crítica em termos de desequilíbrios de tensão. Essa análise está exemplificada na TABELA II.

TABELA II – CAPACITÂNCIAS PARASITAS PARA UNIDADES MONOFÁSICAS DE DIVERSOS FABRICANTES E SEUS DESEQUILÍBRIOS CORRESPONDENTES.

Fabricante	Núcleo	CH [pF]	CY [pF]	CHY [pF]	VT(f-t) [pu]	3Vo [Vpico]
Banco de Autotransf. A	CORE	5418	11240	6438	1,161	27,51
		5443	11430	6340	1,158	26,81
		5485	11380	6361	1,159	26,81
Banco de Autotransf. B	CORE	5658	11118	6094	1,148	25,16
		5589	11020	6135	1,149	26,81
		6302	11053	6302	1,153	26,81
Banco de Autotransf. C	CORE	4489	8054	3194	1,086	6,531
		4459	8127	3215	1,086	6,651
		4512	8164	3270	1,088	7,038
Banco de Autotransf. D	CORE	4598	8369	3748	1,099	10,15
		4577	8305	3769	1,099	10,3
		4624	8802	3744	1,098	10,03
Banco de Autotransf. E	CORE	5017	10062	3279	1,087	6,872
		5078	10239	3221	1,085	6,461
		5013	10237	3276	1,087	6,849
Banco de Autotransf. F	CORE	4914	8095	3812	1,096	10,59
		4897	7882	3850	1,097	10,88
		4899	8009	3733	1,094	10,08
Banco de Autotransf. G	CORE	4257	13331	3731	1,091	9,371
		4244	12882	3754	1,092	9,558
		4293	13245	3728	1,091	9,381

A partir do caso crítico de desequilíbrio, citado anteriormente, foram realizadas análises de sensibilidade adicionais em termos de variação dos taps a vazio e sob carga. Nestas situações foram realizadas análises de curtos-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos no terciário do transformador, verificando-se os desequilíbrios de corrente e tensão nos enrolamentos. Os resultados são apresentados na TABELA III. Também foram avaliadas as correntes que circulam nos resistores dos transformadores de aterramento, visando não ultrapassar as suas capacidades de dissipação de energia.

Verifica-se, pelos resultados apresentados na TABELA III, que nos casos de operação de transformadores desequilibrados, cada unidade assume correntes de curto-circuito proporcionais às suas impedâncias, não superando assim suas suportabilidades de corrente. No caso da operação contínua, sem falta aplicada, circulará pelo terciário corrente da ordem de centenas de ampères, corrente essa não danosa aos enrolamentos, sendo que esta fica restrita ao delta e com valor consideravelmente inferior à sua corrente nominal. Nesta condição, uma eventual avaliação dos ajustes de proteção pode ser necessária a fim de se evitar atuação indevida. A Figura 5 apresenta os diagramas fasoriais referentes às piores condições da TABELA III.

TABELA III – SIMULAÇÕES DE CURTO CIRCUITO NO TERCIÁRIO DO TRANSFORMADOR

CAV	CSC	Fase	Sem Curto				Curto 1FT				Curto 2FT				Curto 3FT			
			I_{terc}		$V_{\text{ff-terc}}$		I_{terc}		$V_{\text{ff-terc}}$		I_{terc}		$V_{\text{ff-terc}}$		I_{terc}		$V_{\text{ff-terc}}$	
			[Arms]	[°]	[pu ¹]	[°]	[Arms]	[°]	[pu ¹]	[°]	[Arms]	[°]	[pu ¹]	[°]	[Arms]	[°]	[pu ¹]	[°]
525kV	207 kV	A	644.00	-0.9	1.248	-30.9	646.80	-1.02	0.000	0.0	42,453.61	-100.74	0.000	0.0	42,468.05	-101.10	0.000	0.0
		B	644.10	-1.1	0.739	-163.0	645.10	-1.11	0.831	166.4	7,995.02	72.71	0.000	0.0	46,833.28	139.20	0.000	0.0
		C	642.90	-0.9	1.271	65.3	642.10	-0.88	1.875	106.7	7,996.86	72.72	1.717	57.0	10,280.37	16.44	0.000	0.0
		R*	62.45				212.60				113.50				0.00			
	230kV	A	301.90	-88.8	1.227	-25.8	303.20	-88.30	0.000	0.0	41,756.19	-96.60	0.000	0.0	41,764.16	-96.94	0.000	0.0
		B	304.00	-88.8	0.740	-159.0	304.40	-88.60	1.817	171.4	7,582.68	81.92	0.000	0.0	47,294.31	143.55	0.000	0.0
		C	302.40	-89.0	1.257	68.7	301.90	-89.20	1.825	110.8	7,584.66	81.93	1.703	60.5	9,449.53	20.00	0.000	0.0
		R*	62.57				208.00				112.70				0.00			
	253kV	A	494.80	-138.0	1.159	-23.7	493.50	-137.00	0.000	0.0	42,287.71	-95.47	0.000	0.0	42,202.95	-96.06	0.000	0.0
		B	496.00	-137.0	0.690	-158.0	495.50	-137.00	1.716	173.0	7,159.70	86.47	0.000	0.0	47,830.37	144.96	0.000	0.0
		C	496.00	-138.0	1.200	69.2	496.30	-138.00	1.710	111.8	7,161.70	86.48	1.614	61.6	8,535.84	21.63	0.000	0.0
		R*	62.00				195.10				106.80				0.00			
500kV	207 kV	A	334.60	-13.3	1.291	-29.7	337.80	-13.40	0.000	0.0	43,148.75	-99.50	0.000	0.0	43,126.31	-99.94	0.000	0.0
		B	335.20	-13.6	0.794	-162.0	336.30	-13.70	1.919	168.1	8,140.90	76.58	0.000	0.0	47,383.66	140.60	0.000	0.0
		C	333.60	-13.4	1.314	66.8	332.70	-13.40	1.943	108.1	8,142.85	76.59	1.789	58.3	10,313.98	17.94	0.000	0.0
		R*	62.23				221.20				118.30				0.00			
	230kV	A	375.60	-117.0	1.258	-25.2	375.40	-116.00	0.000	0.0	43,024.22	-95.80	0.000	0.0	43,002.15	-96.20	0.000	0.0
		B	377.30	-116.0	0.784	-158.0	377.20	-116.00	1.883	172.5	7,754.61	84.28	0.000	0.0	47,313.69	144.30	0.000	0.0
		C	376.50	-117.0	1.286	69.8	376.50	-117.00	1.875	111.7	7,756.65	84.29	1.755	61.4	9,530.14	21.13	0.000	0.0
		R*	61.91				214.40				116.10				0.00			
	253kV	A	559.00	-140.0	1.181	-21.9	557.50	-140.00	0.000	0.0	43,095.73	-93.70	0.000	0.0	42,988.28	-94.30	0.000	0.0
		B	560.00	-140.0	0.712	-157.0	559.50	-140.00	1.757	174.8	7,288.12	88.89	0.000	0.0	47,644.52	146.60	0.000	0.0
		C	560.20	-140.0	1.211	71.1	560.60	-140.00	1.734	113.9	7,290.14	88.91	1.636	62.8	8,584.52	23.87	0.000	0.0
		R*	61.94				199.00				108.20				0.00			

¹ $V_{\text{base}} = 13.8/\sqrt{3}$ kV * Resistor do transformador de aterramento

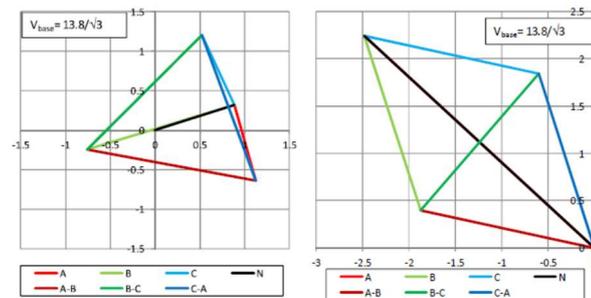


Figura 5 – Fasores tensões fase-terra e fase-fase [pu] terciárias da configuração sem curto e com curto 1F na pior condição da Tabela III

Verifica-se também que as variações dos Taps a vazio e sob carga influenciam fortemente no desequilíbrio de tensões do terciário, visto que variam as relações de transformação, podendo assim influenciar no dimensionamento dos equipamentos conectados a este enrolamento.

Avaliou-se ainda a condição de suprimento do sistema de serviços auxiliares, conectados ao terciário na topologia mais crítica. Observam-se, nas Figuras 6 e 7, os diagramas fasoriais das tensões no terciário do transformador e nos serviços auxiliares correspondentes na situação com e sem curto circuito aplicado.

A instalação de transformadores de aterramento, já normalmente utilizados em bancos de transformadores, mitiga o problema em todas as situações, apresentado correntes de baixas amplitudes nos resistores. Cabe salientar que, conforme relatado em [1], é necessária a instalação de conjuntos redundantes de transformadores de aterramento, visando a adequação das tensões terciárias mesmo na falha de um dos transformadores.

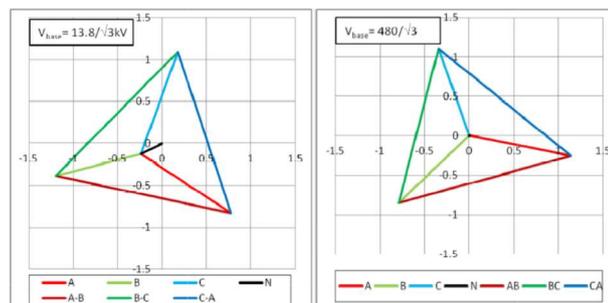


Figura 6 - Fasores de tensão fase-terra e fase-fase [pu] no terciário do ATF e no secundário do TSA (480V) com fase C substituída, sem curto monofásico aplicado.

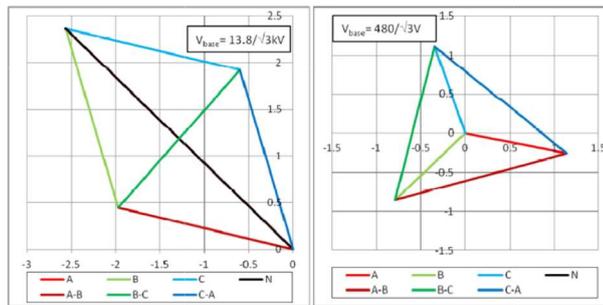


Figura 7 - Fasores de tensão fase-terra e fase-fase [pu] no terciário do ATF e no secundário do TSA (480V) com fase C substituída, com curto monofásico aplicado.

Verifica-se nos diagramas que a tensão no secundário do transformador de serviços auxiliares (480V) permanece equilibrada para condições normais e sob curto-circuito monofásico no 13,8kV. Isso se deve ao fato do transformador de serviços auxiliares possuir conexão Delta-Estrela, que faz com que o equilíbrio das tensões de linha seja espelhado para a tensão de fase do secundário do TSA.

Com relação a energização do transformador, considerando a composição com transformadores “core type” e “shell type”, vislumbra-se não haver grandes influências devido as diferenças das curvas de saturação entre as diferentes unidades, visto que hoje já se pratica a composição em banco com unidades de diferentes fabricantes que a princípio possuem características de saturação diferentes. Considera-se também que o fenômeno transitório de energização, por suas características estatísticas de chaveamento, já abrange um desequilíbrio mesmo em condições de unidades consideradas semelhantes, que não haverá necessidade de adaptações devido às diferenças nas unidades de composição do banco de transformadores.

3.0 CONCLUSÕES

No caso de operação desequilibrada, ou seja, unidades monofásicas com impedâncias para o terciário diferentes conectadas em banco trifásico, não se observaram restrições com relação às correntes circulantes nos enrolamentos conectados em delta do terciário.

Cabe salientar que a verificação dos valores em toda a faixa de taps a vazio e sob carga é relevante devido à amplificação das tensões terciárias e seus desequilíbrios, podendo ser impactante no dimensionamento dos equipamentos conectados na área terciária e de serviços auxiliares.

Não foram observadas restrições quanto ao deslocamento de neutro considerando-se a instalação de transformadores de aterramento. Salienta-se a necessidade de conjuntos de transformadores de aterramento redundantes devidos as altas tensões que podem aparecer no caso de falha de um dos conjuntos.

Nas simulações de curto-circuito terciário, observam-se que os valores resultantes foram inferiores às suportabilidades de cada unidade, não apresentando, portanto, restrições para a operação conjunta. Reforça-se que no entanto, atenção especial deve ser dada à especificação dos barramentos de interligação do terciário uma vez que os mesmos estarão sujeitos às maiores correntes de curto-circuito resultantes dos desequilíbrios ora apresentados neste trabalho.

Com relação aos transitórios devido às manobras de energização das unidades, o histórico operativo e os estudos de energização realizados rotineiramente não apresentaram impedimento à aplicação da operação conjunta. Esse fato se baseia no desequilíbrio resultante da própria manobra de energização e ao fato de hoje já se operar unidades de fabricantes diferentes com características de saturação diferentes.

Observou-se nos resultados desta análise a adequação das suportabilidades de corrente dos enrolamentos, bem como dos desequilíbrios de tensão, quando do uso de configurações de banco transformadores combinando unidades de impedância terciária diferentes, cabendo somente eventuais ajustes em proteções e utilização de dispositivos comumente utilizados para sua correta operação.

As análises ora apresentadas vêm permitindo à CGT Eletrosul a renovação de sua frota de transformadores com unidades novas utilizando-se das melhores práticas de projeto e alinhadas aos processos fabris. Por conseguinte, percebe-se uma otimização natural e viabilidade de padronização das especificações das unidades, sem quaisquer restrições técnicas na operação conjunta de unidades com características diferentes, conforme abordado nesse artigo.

4.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] U.R.R. Massaro, R. Antunes, J. F. M. Carvalho, F. S. Borges, R. S. Salengue, B. T. Meyer “Desequilíbrio de Neutro e Sobretensões na Área Terciária Ligada em Delta de Subestações”, XX SNPTEE, Recife.

DADOS BIOGRÁFICOS



Engenheiro Eletricista (2002) e Especialista em Sistemas de Energia (2005) pela UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina).

Engenheiro de Estudos de Sistemas de Potência na CGT Eletrosul desde 2002, atuando nas áreas de regime permanente e transitórios eletromagnéticos.

Atualmente atua no Setor de Estudos de Engenharia, no Departamento de Engenharia e Expansão do Sistema de Transmissão (DES) com ênfase na elaboração e análises de projetos básicos além de estudos especiais para especificação de equipamentos.

Participante dos grupos de estudo do Cigré Brasil C4 e B4, tendo atuado alguns GTs e WGs.

(2) RICARDO ANTUNES

Graduação e mestrado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2001). Trabalhou na Eletrosul por 16 anos, executando estudos de sistemas de potência relacionados à transmissão, geração hidroelétrica/eólica e projetos de equipamentos de alta tensão. Desde 2018, trabalha no ONS, na avaliação de Projetos Básicos de novos empreendimentos de transmissão e na elaboração e análise de estudos pré-operacionais e de engenharia, principalmente nas áreas de transitórios eletromagnéticos e qualidade de energia. Membro do Cigré, atua nas áreas de conhecimento dos grupos CE-A2 (Transformadores) e CE-C4 (Desempenho de Sistemas Elétricos).

(3) RICARDO SOARES SALENGUE

Engenheiro Eletricista (1987) Especialização - Master Business Administration em Gestão de Mercado de Energia (2008). Atualmente atua como Gerente de Divisão de Engenharia Eletromecânica e Civil de Linhas de Transmissão e Subestações no Departamento de Engenharia do Sistemas de Transmissão da CGT ELETROSUL.

(4) PEDRO PERONI

Engenheiro Eletricista (2001) pela UFRGS (Universidade Federal do Rio Grande do Sul). Projetista e calculista de transformadores de média força (5MVA - 34,5kV) na TRAFOS Equipamentos elétricos, no período de 2001 a 2005. Engenheiro de projeto de equipamentos de pátio na CGT Eletrosul desde 2005, atuando na elaboração de especificações técnicas, análise de documentação e inspeção de transformadores e autotransformadores de força, para-raios e banco de capacitores.

(5) RAFAEL EDUARDO SCHNEIDER RISTOW

Trabalha na CGT Eletrosul há 11 anos. Possui ampla experiência com simulações de regime permanente (ANAREDE), curto-circuito (ANAFAS), estabilidade eletromecânica (ANATEM) e transitórios eletromagnéticos (EMTP-ATP). Atualmente trabalha na engenharia de manutenção, previamente trabalhava na área de engenharia do sistema elétrico. Defende no final de 2021 a dissertação de mestrado em Engenharia Elétrica com o tema "Modelagem de transformador de corrente para simulação de transitórios eletromagnéticos alta-frequência". Elaborou ou participou de diversos estudos de energização de transformadores, manobras de linhas de transmissão, reatores e banco de capacitores internos da CGT Eletrosul, de R2 e de projeto básico.