

# Contribuição ao Estudo e Aplicação de Transformadores de Distribuição no Sistema Elétrico da COELBA

Carlos F. Ribeiro, Marcos V. A. Alvares, Bernardo Gustavo P. Ortega e Caiuby A. Costa

## RESUMO

A aplicação de transformadores de distribuição nos sistemas das concessionárias exige uma série de providências e avaliações, sejam elas referentes aos próprios equipamentos, bem assim, aos diversos fenômenos envolvidos na operação dos referidos sistemas.

A ligação delta-estrela, apresenta particularidades exclusivas, tais como, dificuldades na aplicação de fusíveis nos primários e probabilidades de ferroressonâncias.

Além disso, um curto fase-terra no secundário provoca correntes nos enrolamentos primários iguais em p.u. às correntes dos enrolamentos secundários. Porém, as correntes nas linhas de entrada são reduzidas pelo fator  $\sqrt{3}$ , dificultando assim a eliminação de um defeito num ponto afastado dos referidos transformadores.

Verificou-se que o carregamento de troca não deve ser superior a 140% e que o carregamento de máxima eficiência poderia ser modificado.

Foram analisadas as taxas de falha e estudados os limites mecânicos e térmicos no curto-circuito, bem assim, as temperaturas finais nos enrolamentos após a ocorrência das faltas.

Concluiu-se que nos transformadores de distribuição o limite térmico é que governa os projetos das unidades para suportar os curto-circuitos.

O trabalho também contempla a verificação dos tempos de operação dos fusíveis primários para defeitos fase-terra e as sobretensões causadas nas fases não envolvidas no curto-circuito (fases sãs).

Foram também realizados ensaios destrutivos em 7 (sete) unidades, objetivando validar-se as conclusões dos estudos.

## PALAVRAS-CHAVE

Carregamento de troca. Ensaios destrutivos. Limites térmicos e mecânicos. Sobretensões nos secundários. Transformadores de distribuição.

## I. INTRODUÇÃO

Este trabalho se constitui num resumo do Projeto de P&D-06, ciclo 2000/2001 da COELBA [1] com o mesmo título, tendo sido incluídos os capítulos de maior relevância.

Assim é que foram avaliadas as taxas de falha das diversas Territoriais da COELBA, bem assim, analisados os diagnósticos/avarias em 1309 transformadores retirados, levantada a parte ativa, inspecionados o óleo, painel, enrolamentos, núcleo e fixações. A Tabela 1 a seguir resume as prováveis causas das citadas avarias.

TABELA 1

### Diagnóstico de Avarias Analisadas

item	Avaria/Diagnóstico	Nº de unidades	%
1	Penetração de água	60	4,58
2	Baixo nível de isolamento	80	6,11
3	Curto-circuito externo	497	37,96
4	Curto-circuito interno	202	15,43
5	Descarga atmosférica	30	2,29
6	Interrupção no painel	16	1,22
7	Desequilíbrio de fases	104	7,94
8	Sobrecarga	320	24,45
9	TOTAL	1309	100

## II. CARREGAMENTO DE TROCA

O carregamento de troca pode ser definido:

- em função do carregamento de troca admitido, do carregamento inicial e da taxa de crescimento da carga.
- em função do custo ao longo do ciclo de vida do transformador (LCC).
- em função da perda de vida provável das unidades.

A hipótese a) é analisada partindo-se de um dado carregamento de troca, um carregamento inicial e da taxa de crescimento da carga, chegando-se facilmente ao tempo de substituição em anos.

Por outro lado, o custo ao longo dos anos, pode ser determinado em função do custo inicial do transformador incluindo instalação, custo inicial das perdas, carregamento inicial, taxa de crescimento da carga, escalada de preços de energia elétrica, taxa de remuneração do capital, perdas

Carlos F. Ribeiro trabalha na NORSUL Engenharia e Consultoria Ltda (e-mail: norsul@cpunet.com.br)

Marcos Vinicius A. Alvares trabalha na COELBA, GEM (e-mail: malvares@coelba.com.br).

Bernardo Gustavo Paez Ortega é professor da Escola Politécnica da UFBA (e-mail: gpaez@uol.com.br).

Caiuby A. da Costa, Dr. Engº. é professor da Escola Politécnica da UFBA (e-mail: caiuby@ufba.br)

nominais da unidade e número de anos do período de análise considerado. Este método é chamado de “Life Cycle Costing – LCC” e alguns dos resultados obtidos são mostrados na Tabela 2 a seguir, a título de exemplo.

**TABELA 2**

**Custo dos Transformadores ao Longo da Vida Útil, “Life Cycle Costing - LCC”, Classe 15 kV, 75 kVA**

Carreg. de troca (%)	Carreg. inicial (%)	Taxa de cresc. da carga (%)	Tempo de substituição (anos)*	Valor presente do custo Total (R\$)
140	40	5	25,67	30820
		10	13,14	22378
	60	5	17,36	32939
		10	8,9	22124
	80	5	11,46	30331
		10	5,87	19620
160	40	5	28,41	34070
		10	14,54	28519
	60	5	20,1	40360
		10	10,29	25745
	80	5	14,2	40052
		10	7,27	23797

Custo de aquisição e instalação do transformador: R\$ 2.530,35

\*Calculado em função do carregamento de troca, do carregamento inicial e da taxa de crescimento da carga

Quanto à hipótese c), a determinação da perda provável de vida em função do carregamento de troca esbarra na perda adicional de vida em curto-circuito, conforme explicado nas Tabelas 3, 4 e no item IV. Assim é que, qualquer análise a ser feita, tem que levar em conta o tempo em que os transformadores são submetidos aos curto-circuitos com a operação retardada dos fusíveis primários de proteção.

Em vista do exposto e de acordo com práticas internacionais, para um carregamento de troca de 140% ocorre estatisticamente uma perda de vida de 15%. Para um carregamento de troca de 160%, ocorre uma perda de vida de 40%. Em qualquer caso considera-se o tempo de vida “normal” de uma unidade de 25 anos, conforme tabela a seguir.

**TABELA 3**

Carregamento de troca (%)	Vida útil das unidades (anos)
120	25
140	21
160	15

Quando um dado transformador é submetido a um ciclo de carga dando lugar a uma ponta maior do que a potência nominal e a duração desta é superior a 2 horas, há que se considerar o aumento das perdas no ferro, que depende da tensão aplicada no primário. Assim, os “taps” deverão estar de acordo com o valor da carga de substituição. Aplicando-se a expressão utilizada na Alemanha [2].

$$V_{max} = 110 - 5 \left( \frac{\lambda}{100} \right)^2$$

ter-se-á

**TABELA 4**

Carregamento de troca (%)	Tensão máxima no primário (%)
120	102.8
140	100.2
160	97.2

Em vista do exposto e levando-se em conta que os transformadores de distribuição podem ser submetidos a tensões no período de ponta da ordem de 105%, não são recomendáveis carregamentos de troca superiores a 140%. Além disso, os carregamentos iniciais deverão ser tais, para que o tempo de substituição esteja compreendido entre 8 e 15 anos, no mínimo, a fim de se evitar um volume considerável de trocas de transformadores por ano, acarretando despesas adicionais e problemas com interrupções programadas afetando consumidores.

### III. CARREGAMENTO DE MÁXIMA EFICIÊNCIA

O projeto de um transformador exige a fixação de limites iniciais das perdas no ferro e no cobre. A raiz quadrada da relação entre as perdas no ferro e as perdas no cobre indica o carregamento de máxima eficiência em por unidade (p.u.). Os limites da densidade de corrente nos enrolamentos se situam entre 2,5 A/mm<sup>2</sup> e 3 A/mm<sup>2</sup> para transformadores com resfriamento natural a óleo. A densidade de fluxo (indução) de trabalho é uma função do tipo e corte das chapas de aço e seu valor médio corresponde a 1,45 Teslas. Partindo-se de uma dada densidade de corrente e um valor estabelecido de indução no núcleo, pode-se facilmente calcular a relação entre o peso do núcleo e o peso do cobre.

Desta maneira, pode-se construir a Tabela V onde são mostradas as relações de perdas no ferro para as perdas no cobre, carregamento de máxima eficiência e a relação entre os pesos do ferro e do cobre. Foram considerados dois valores da densidade de corrente, de 2,5 A/mm<sup>2</sup> e 3 A/mm<sup>2</sup>.

**TABELA 5**

**RELAÇÃO GF/GC DO PESO DO NÚCLEO/PESO DO COBRE, PARA TRANSFORMADORES DE DIST. COM DENS. DE CORRENTE DE 3 A/mm<sup>2</sup> E 2,5 A/mm<sup>2</sup> E INDUÇÃO DE PROJETO DE 1,45 T.**

Relação de perdas (p.u.)	Carga de máxima eficiência (%)	Relação G <sub>r</sub> /G <sub>c</sub>	
		Densidade de corrente de 3 A/mm <sup>2</sup>	Densidade de corrente de 2,5 A/mm <sup>2</sup>
0,25	50	1,58	1,10
0,33	58	2,11	1,47
0,40	63	2,53	1,76
0,50	71	3,16	2,20
1,00	100	6,32	4,40

Observa-se que o carregamento de máxima eficiência deverá ser conciliado com o carregamento de troca. Assim, para o carregamento tradicional de troca de 100%, o projeto convencional indica uma relação de perdas de 1:3 que corresponde a uma carga ou máxima eficiência de 58%.

Para um carregamento de troca de 140%, a relação de perdas deveria ser no mínimo de 1:2 e o carregamento de máxima eficiência de 71%. Isto implicará num aumento de cerca de 50% na relação do peso do núcleo para o peso do cobre, significando um acréscimo substancial do peso e custo da unidade, inclusive do óleo, além de dificultar o manejo do transformador, em troca de um melhor rendimento durante a vida útil do mesmo.

Além do exposto, a filosofia de projeto das unidades teria que ser revista, sendo necessária a construção de protótipos, o que demandaria tempo e custos adicionais.

#### IV. LIMITES OPERACIONAIS EM CURTO-CIRCUITO

Os limites operacionais dos transformadores são estabelecidos conhecendo-se a corrente de curto-circuito brusco, isto é, a corrente transitória, considerando-se seu valor máximo.

Os reflexos dessa corrente se manifestam produzindo efeitos mecânicos e térmicos. Nos transformadores de potência, os efeitos mecânicos são predominantes, ao passo que, nos transformadores de distribuição os efeitos térmicos é que determinam os limites operacionais em curto-circuito. Isto é devido ao diâmetro das bobinas e a espessura radial do enrolamento, fatores esses que são maiores nos transformadores de potência [3].

A corrente de curto-circuito em função do tempo é dada pela expressão

$$i(t) = \frac{V_M}{\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \left[ \cos(\omega t + \varphi_0 - \theta) - \cos(\varphi_0 - \theta) e^{-\frac{R_k t}{L_k}} \right]$$

onde  $V_M$  é a tensão máxima senoidal,  $R_k$  e  $X_k$  são, respectivamente, a resistência e reatância de curto-circuito,  $\omega$  a frequência angular da tensão,  $\varphi_0$  o ângulo de chaveamento,  $\theta$  o ângulo interno do circuito do transformador e  $t$  o tempo.

O valor máximo instantâneo da corrente de curto-circuito é dado pela expressão

$$\hat{i} = \sqrt{2} \frac{V}{\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \left( 1 + e^{-\frac{R_k}{X_k}} \right)$$

onde  $V$  é o valor eficaz da tensão aplicada

O número de ciclos necessários para a componente contínua (transitória) se tornar desprezível pode ser dado por

$$N = 0.73 \frac{X_k}{R_k}$$

A Tabela 6 mostra as relações X/R, as componentes transitória e alternada, bem assim, o número de ciclos para a componente aperiódica se tornar desprezível.

TABELA 6

#### Característica de Curto-circuito em transformadores de Distribuição – Classe 15 kV, 15 kVA.

Fab.	Relação $X_k/R_k$ (p.u.)	Corrente Máxima de Curto Circuito (p.u.)			N° de ciclos necessários para a componente transitória se tornar desprezível
		Componente alternada (simétrica)	Componente transitória (contínua)	Total	
A	1,52	39,07	4,97	44,04	1,11
B	1,5	38,85	4,78	43,63	1,09
C	1,64	41,59	6,1	47,69	1,19
D	1,22	40,64	3,09	43,73	0,89
E	1,43	40,76	4,54	45,3	1,05
F	1,67	38,22	5,83	44,05	1,22
G	1,28	42,22	3,64	45,86	0,94
H	1,73	39,07	6,34	45,41	1,26
J	1,36	43,25	4,27	47,52	0,99
K	1,45	41,96	4,81	46,77	1,06

#### A. Solicitações Mecânicas no Curto-circuito

As correntes que percorrem os enrolamentos de um transformador dão origem a um fluxo de dispersão que se compõe em cada ponto das linhas de campo, de uma componente radial e uma componente axial. Estas componentes são responsáveis respectivamente, pelos esforços axial e radial causados pela corrente de curto-circuito. Os esforços correspondentes são proporcionais ao produto da componente considerada pela corrente de curto-circuito. Como as componentes do fluxo de dispersão são proporcionais às correntes, estes esforços são portanto, proporcionais ao quadrado da corrente de curto-circuito.

Os esforços radiais e axiais podem ser determinados pelas expressões desenvolvidas por Stenkvis & Torseke, Waters e Billig [3], [4], [5]. Na Tabela 7 são indicados os valores para transformadores de 150 kVA.

Comparando os limites mecânicos com o limite térmico sugerido por Stenkvis e Torseke, na Figura 1, onde verifica-se que em vários transformadores de 45 kVA, por exemplo, a densidade de corrente normal de curto-circuito supera o limite térmico.

TABELA 7

#### Limites Mecânicos no Curto-circuito a depender da Geometria e disposição dos enrolamentos – Classe 15 kV, 150 kVA

Fab.	Dens. de corrente de projeto (A/mm²)	Dens. de corrente curto-circ. (A/mm²)	Esforço radial máx. (t)	Tensão de tração radial máx. (kgf/cm²)	Limite mec. da dens. de corrente (A/mm²)
A	2,2	67,99	65,63	338,58	94,32
B	2,2	64,4	64,76	334,07	94,14
C	2,77	78,09	54,63	274,79	121,18
D	2,77	77,44	59,22	297,88	118,4
E	2,2	61,17	58,28	196,41	118,4
F	2,77	81,3	64,31	418,82	103,5
G	2,2	59,19	77,22	260,23	117,58
H	2,2	66,39	64,09	255,38	108,66
J	2,2	63,65	78,1	281,53	104,68
K	2,2	64,59	79,25	307,56	101,92

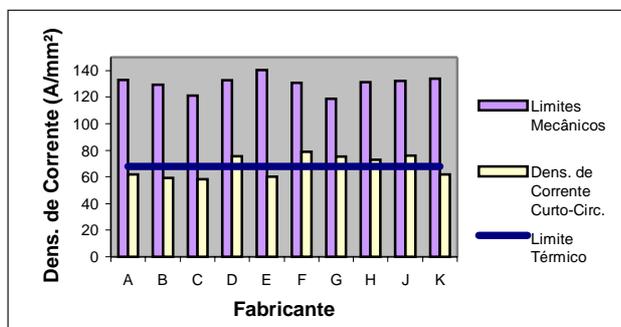


FIGURA 1. Limites Mecânico e Térmico e Densidade de Corrente de Curto Circuito de Transformadores Classe 15 kV, 45 kVA

### B. Solicitações Térmicas no Curto-circuito

As solicitações térmicas no curto-circuito são caracterizadas pela elevação de temperatura nos condutores e no isolamento das bobinas causadas basicamente pelas perdas ôhmicas no cobre.

Os critérios e teorias em que se baseia o estudo das solicitações térmicas apresentam pequenas variações que conduzem a resultados relativamente distintos. A suportabilidade dos transformadores pode ser avaliada em função do tempo máximo permitido no curto-circuito. Os métodos utilizados neste trabalho foram o de André, Küchler, Vidmar e da Energia Específica no Curto-circuito [1]. Como o método de Vidmar é bastante semelhante ao de Küchler, apenas este último foi considerado na Figura 2 para transformadores de 15 kV, 15 kVA.

Assim, o método de André conduz a tempos maiores, o de Küchler a valores intermediários e o método da Energia Específica no Limite Térmico a tempos menores.

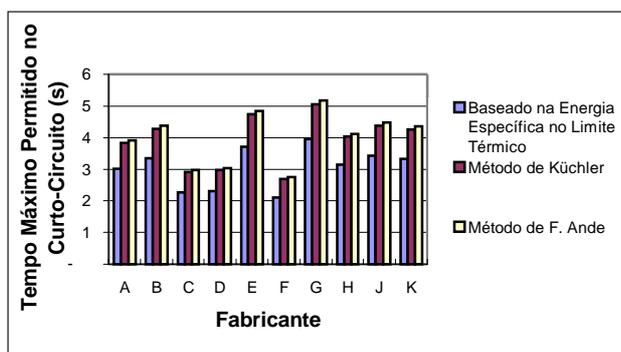


FIGURA 2. Tempo Máximo Permitido no Curto-Circuito, Transformadores de 15 kV, 150 kVA

### C. Características Termomecânicas do Cobre e Curva Combinada dos Limites Médios

Comparando-se a tensão de tração radial máxima sob curto-circuito das unidades, com os valores da tensão de tração radial máxima admissível no cobre (1000 kgf/cm<sup>2</sup>) e tensão de escoamento a 200° C (6,4 kgf/mm<sup>2</sup>), chega-se aos valores indicados na Figura 3. Verifica-se em todos os casos que os esforços mecânicos se situam bastante abaixo do máximo admissível no cobre, bem assim, abaixo da tensão de escoamento do cobre a 200°C.

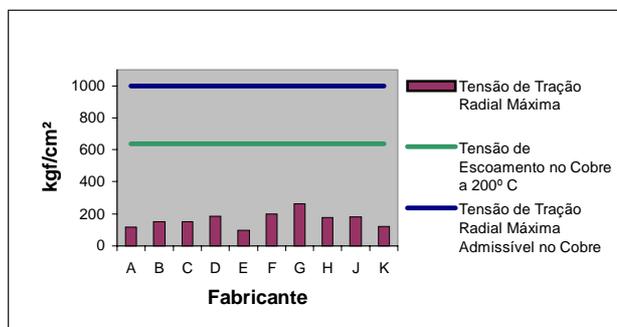


FIGURA 3. Tensão de Tração Radial Máxima em Transformadores de Classe 15 kV, 45 kVA, Comparada com as Tensões de Escoamento do Cobre a 200° C e Admissível de Projeto

Fica portanto demonstrado que nos transformadores de distribuição, os limites mecânicos não são críticos e que o limite térmico é que governa as restrições em curto-circuito.

Tomando-se, outrossim, os limites mecânicos médios das unidades de 15 kV pesquisadas, em comparação com o limite térmico, verifica-se que à medida que a potência das unidades aumenta, o limite mecânico se reduz, tendendo a alcançar o limite térmico, conforme mostrado na Figura 4 a seguir.

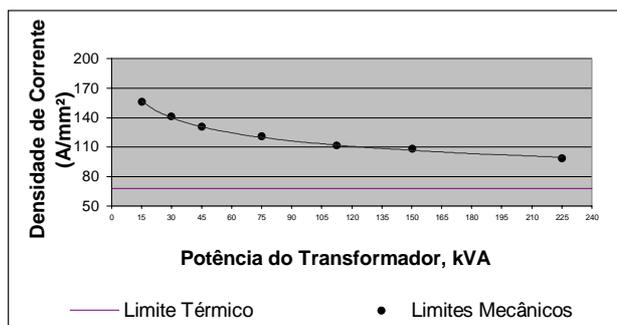


FIGURA 4. Transformadores de Distribuição, Classe 15 kV, Limites Mecânicos e Térmico

O andamento da curva do limite mecânico, conforme a Figura 4, se deve basicamente ao aumento do diâmetro das bobinas e para as unidades maiores, ao aumento do diâmetro dos condutores.

Para transformadores de potência, a curva do limite mecânico alcança valores inferiores ao limite térmico. Assim, nos transformadores de potência, a condição governante é o limite mecânico.

De acordo com as conclusões deste trabalho, os transformadores de distribuição deverão resistir a um ensaio de curto-circuito nos terminais conforme especificado no item VI, apresentando apenas sinais de efeitos térmicos, sem qualquer reflexos destrutivos originados por efeitos mecânicos.

### D. Determinação das Temperaturas Finais em Curto-circuito

Quando são conhecidos dados referentes à temperatura inicial, densidade da corrente de curto-circuito e o tempo de eliminação da falta, pode-se calcular com boa aproximação a temperatura final nos enrolamentos dos transformadores, utilizando-se expressões matemáticas proporcionadas por algumas normas.

Neste trabalho são oferecidas sugestões com base em normas americanas e alemãs bem assim pelo método clássico alemão [1].

Apesar de em alguns casos, os tempos máximos permitidos pelo método da Energia Específica terem sido menores do que 2 segundos, foi tomado o tempo de permanência dos curto-circuitos de 3 segundos para a aplicação dos métodos das Normas ANSI, DIN/VDE e do método clássico alemão. Os resultados são mostrados na Figura 5 para uma temperatura inicial de 95°C precedendo o curto-circuito.

Observa-se uma expressiva coerência entre os três métodos em todas as unidades de diferentes fabricantes e potências nominais.

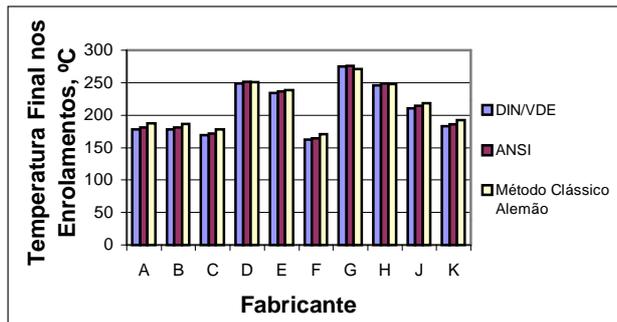


FIGURA 5. Temperatura Final nos Enrolamentos dos Transformadores de 15 kV e 112,5 kVA, após Curto-circuito nos Terminais com 3 Segundos de Duração – Temperatura inicial 95 °C

## V. SOBRETENSÕES NA REDE SECUNDÁRIA CAUSADAS POR FALTAS À TERRA – TEMPOS DE ABERTURA DOS FUSÍVEIS

O valor da corrente de curto-circuito no caso de uma falta à terra na rede secundária depende da tensão pré-falta e das impedâncias de seqüências positiva, negativa e zero.

A impedância de seqüência zero pode limitar o valor da corrente a ponto de não causar a queima dos fusíveis primários dos transformadores.

Por sua vez, a relação  $X_0/X_1$  da reatância de seqüência zero para a reatância de seqüência positiva, é que determina o coeficiente de aterramento e conseqüentemente, a amplitude das tensões nas fases sãs, isto é, naquelas não afetadas diretamente pela falta.

Os fusíveis de proteção dos transformadores devem portanto ter duas funções principais:

- Proteger o transformador e a rede secundária associada, contra os efeitos das correntes de curto-circuito.
- Proteger os aparelhos dos consumidores ligados às fases não envolvidas pela falta, eliminando o defeito num tempo compatível com a suportabilidade de tensão dos referidos aparelhos.

Os cálculos referentes aos níveis de curto-circuito monofásico foram feitos segundo as seguintes hipóteses:

- a) Curto-circuito fase-terra supondo o neutro no trans-

formador aberto e portanto, considerando o retorno apenas pela terra.

- b) Curto-circuito fase-neutro ou fase-terra admitindo retorno pelo neutro e terra.

No primeiro caso, por se tratar de uma condição extremamente crítica, foram verificadas as condições de abertura (queima) dos fusíveis primários e tensões nas fases sãs para transformadores da classe de 15 kV, de 15 / 30 / 45 / 75 / 112,5 / 150 / 225 kVA com condutores secundários de bitolas 4, 2, 1/0, 2/0 e 4/0 CA AWG e faltas a 50, 100, 150, 200 e 300 metros distantes dos transformadores.

No segundo caso, foram considerados os mesmos transformadores, nas mesmas condições do primeiro caso, com as mesmas bitolas e um curto-circuito fase-neutro, ou fase-terra com contato com o neutro. As bitolas menores, # 4 AWG e # 2 AWG foram consideradas mesmo nos transformadores maiores, admitindo-se a possibilidade da existência de ramais (derivações) eventualmente ligados ao condutor tronco. Além disso, foi considerada uma alta resistividade do solo, de 500  $\Omega.m$ , para o cálculo das impedâncias de seqüência zero. Em todos os casos porém, não foram consideradas faltas sob condições de resistência de arco e sim, curto-circuitos francos.

Observa-se na hipótese a) que em grande parte dos eventos, as correntes primárias não são suficientes para causar a queima dos fusíveis, além de ocorrer severas sobretensões em pelo menos uma das fases não envolvidas no curto. É claro que se esta situação se mantiver durante um período de tempo muito longo, haverá deterioração dos fusíveis que certamente se queimarão após um tempo indeterminado. O problema é tanto mais grave quanto maiores forem as potências nominais das unidades.

São dois os reflexos principais neste caso; a perda adicional de vida dos transformadores e a conseqüente queima dos aparelhos dos consumidores ligados a uma das “fases sãs”.

Também na hipótese b) ocorrem muitos casos em que as correntes de curto-circuito para a terra (neutro) não são suficientes para causar a queima dos fusíveis primários, provocando sobretensões perigosas, porém em menor intensidade que aquelas referentes à hipótese a).

TABELA 8

### Valores Percentuais das Tensões nos Aparelhos

Tensão resultante, V	Tempo de abertura dos fusíveis, s	Tensão nominal do aparelho, V			
		110	115	120	127
158 (b)	290	143,6	137,4	131,7	124,4
181(a)	NO(*)	164,5	157,4	150,87	142,5

Nota (\*) o fusível não queima num tempo definido, podendo vir a operar após deterioração do mesmo, num tempo indefinido.

Objetivando comparar os valores máximos das tensões indicadas na Tabela 8 com as tensões máximas permitidas para capacitores até 660V de acordo com as normas DIN/IEC 33/CO/67 e VDE 0560 [1], tem-se:

**TABELA 9**

**Tensão Máxima Permitida e Duração para Capacitores até 600 V**

Tensão de operação em (p.u.)	Duração
1.10	8 horas / dia
1.15	30 minutos / dia
1.20	5 min
1.30	1 min

Observa-se que no caso de retorno pelo neutro e terra a 300 metros do transformador, capacitores com tensão nominal de 127 V estariam sujeitos a uma sobretensão de 24.4%, mesmo assim, durante 290 segundos (4,83 min), portanto, além dos limites das citadas normas.

No caso de computadores ou qualquer dispositivo eletrônico de informática, os limites estabelecidos pela CBMA [1] são ainda mais rígidos. Assim a tensão de 124.4% somente poderá ser permitida durante cerca de 0.6 ciclos.

Pesquisas feitas por J. Harisson [1] com fabricantes de computadores nos Estados Unidos, demonstraram que tensões de 150% a 200% de origem transitória, poderão ser suportadas durante, no máximo, 0,2 ms.

Por outro lado, a Resolução N° 505 da ANEEL [7] estabelece que, para tensões padronizadas, o limite superior para sistemas trifásicos de 220/127 V corresponde a 1,06 p.u. para a faixa precária, isto é, 134,62 V. Acima deste valor os aparelhos estariam na faixa crítica.

Pode-se analogamente analisar o caso de neutro interrompido no transformador, para o qual, em qualquer caso, as sobretensões seriam intoleráveis.

**VI. ENSAIOS DESTRUTIVOS**

De acordo com o que foi demonstrado no item IV deste trabalho, o limite térmico dos transformadores de distribuição é mais crítico que o limite mecânico. Desta maneira, quando os transformadores forem submetidos a curto-circuito nos terminais, deverão ocorrer vazamentos de óleo pelas juntas da tampa antes das unidades falharem mecanicamente. Quando um transformador de distribuição apresenta inicialmente falha mecânica com danificação dos enrolamentos, pode-se afirmar com segurança que a unidade foi mal projetada e/ou mal construída.

Objetivando validar o que foi exposto no item IV, foram realizados ensaios destrutivos em 7 (sete) unidades da classe de 15 kV, de potências nominais de 15/30(2)/45/75/112.5 e 150 kVA, inclusive um transformador de 30 kVA que tinha sido danificado, tendo sido reconicionado pela TRACOL.

Os ensaios foram realizados no IEE - Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo - USP, de acordo com especificações NORSUL, n° NS-CO-ESP-350-01-02, para curto-circuitos nos terminais sob tensão constante no primário. Foram aplicadas tensões correspondentes ao maior “tap” do primário com o secundário em curto-circuito durante 3 segundos, repetidas a cada 5 minutos até verificar-se qualquer anomalia.

As correntes primárias e secundárias foram medidas e oscilografadas, a fim de se verificar as eventuais deformações das ondas correspondentes.

Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 10 a seguir.

**TABELA 10**

**Ensaio Destrutivos em Transformadores, Classe de 15 kV em Curto-circuito durante 3 segundos, repetidos a cada 5 minutos**

Transformador	kVA	N° de Aplicações	Observação
T1	15	40	Não foi observada qualquer anomalia.
T2	30	22	Deformação da forma de onda na 22ª aplicação.
T3	30	21	Deformação das envoltórias após a 21ª aplicação. Este transformador tinha sido reconicionado na TRACOL.
T4	45	40	Óleo (interno) borbulhando após a 40ª aplicação
T5	75	7	Deformação da forma de onda após 7ª aplicação.
T6	112,5	28	Vazamento de óleo pela tampa de inspeção do comutador após a 28ª aplicação.
T7	150	1	Após a 1ª aplicação o transformador expeliu óleo através da tampa de inspeção da chave comutadora (ver Fotos n° 1 e n° 2).

As Figuras 1 e 2 referentes ao transformador T7 são mostradas a seguir, verificando-se a total deformação das bobinas secundárias resultantes de tensões radiais principalmente, apresentando ainda deformações devidas às tensões axiais (colapso nas bobinas). O fabricante deste transformador tinha sido anteriormente credenciado pela COELBA, sendo que após este ensaio, o mesmo foi descredenciado, não mais fazendo parte dos fornecedores da empresa.



Figura 1



Figura 2

O transformador T3 tinha sido completamente danificado, e foi reconicionado pela TRACOL. Mesmo assim, suportou 21 curto-circuitos após o que, apresentou deformações nas ondas de corrente, sem qualquer vazamento de óleo. Não é possível admitir-se que unidades novas, como no caso do T5 e principalmente o T7, que apresentou total deformação dos enrolamentos, tenham seus fabricantes credenciados para fornecer transformadores de distribuição às concessionárias. No caso do transformador T7 de 150 kVA, tanto o projeto como a construção são de baixíssima qualidade, provocando prejuízo às concessionárias, prejudicando a imagem das mesmas face às interrupções que causam no fornecimento de energia elétrica.

Os resultados dos ensaios destrutivos confirmam as hipóteses expressas no item IV deste relatório.

**VII. Recomendações**

Tendo em vista os resultados apresentados, as seguintes recomendações devem ser levadas em conta:

- a) Recomenda-se fortemente uma mudança de procedimentos nas trocas de “tap” dos transformadores, que são feitas por empreiteiros, possivelmente em locais e condições meteorológicas inadequadas. É claro que o ideal seria a COELBA entregar os transformadores aos empreiteiros já no “tap” adequado aos pontos dos alimentadores onde os mesmos deverão ser instalados.
- b) Devem ser analisados os procedimentos realizados nas Territoriais onde as taxas de falha foram consideradas elevadas neste trabalho.
- c) O número de defeitos causados por curto-circuitos externos, correspondendo a 37,96% do total, indica a necessidade de revisão dos secundários no que se concerne a árvores, flechas diferenciais dos condutores, ocorrência de ventos fortes, etc., possivelmente proporcionando-se uma maior utilização de condutores multiplexados.
- d) Além do exposto no item anterior, recomenda-se intensificar o uso de proteção secundária, que é aplicada no interior de transformadores até 45 kVA e que se constituiu numa experiência bem sucedida.
- e) A COELBA está procedendo balanceamento periódico de fases e outras medidas de controle de sobrecarga, inclusive um projeto de P&D visando a construção de um protótipo para possibilitar a indicação dos níveis de carregamento. Recomenda-se intensificar estas providências.
- f) O carregamento de troca deverá ser limitado a 140%, tendo em vista a ocorrência de curto-circuitos nos secundários e o nível de tensão na hora da ponta, que reduzem a probabilidade de vida das unidades.
- g) A carga de máxima eficiência coerente com o carregamento de troca deveria ser no mínimo 71%. Todavia, isto provocaria um aumento de 50% da relação entre o peso do núcleo e o peso do cobre, aumentando o peso total e o custo das unidades, além de dificultar um pouco a movimentação das mesmas. Por outro lado, o aumento do rendimento das unidades seria considerável e, por isso mesmo, seria recomendável um projeto de P&D a ser realizado com uma empresa consultora em parceria com um fabricante de transformadores, principalmente para a obtenção de protótipos a serem ensaiados e aplicados no sistema de distribuição.
- h) O valor presente de custo total das unidades ao longo de suas vidas foi determinado para taxas de crescimento de carga de 5% e 10% e diferentes carregamentos iniciais, devendo ser seguida esta filosofia na instalação das unidades ou na troca das mesmas.
- i) Tendo em vista a dispersão dos valores encontrados nas tabelas VI e VII, recomenda-se aplicar fusíveis de modo a obter um tempo máximo de abertura para curto-circuitos nos terminais de 1 (um) segundo, objetivando prover uma segurança adequada.
- j) Recomenda-se reduzir os comprimentos máximos dos secundários nas regiões onde as resistividades de terra ultrapassam 300 W.m, além de proporcionar sempre que possível, uma proteção secundária, conforme recomendado no item d.
- k) No caso de unidades maiores, de 112,5, 150 e 225 kVA, recomenda-se sua utilização em áreas de maiores densi-

dades de carga, reduzindo-se na medida do possível comprimento dos secundários, minimizando-se o tempo de operação dos fusíveis e as sobretensões resultantes nas fases sãs perante curto-circuitos fase-terra.

- l) Em áreas comerciais e industriais leves, onde possivelmente existam capacitores de baixa tensão e variados equipamentos de informática, o desempenho dos secundários deverá ser monitorado em consonância com a sensibilidade destas cargas. Recomenda-se ainda que sejam realizados ensaios de desempenho em estabilizadores de tensão para micro-computadores no Laboratório da UFBA - Escola Politécnica ou no IMETRO, para que sejam corretamente recomendados aos consumidores destes equipamentos.
- m) Recomenda-se que a COELBA proceda a realização de ensaios destrutivos, escolhendo ao acaso unidades para a realização dos referidos testes na encomenda de um grande número de transformadores a um determinado fabricante, ou quando um novo fabricante quiser se credenciar como fornecedor. Esta medida reduz as possibilidades de aquisição de unidades de baixa qualidade.

Finalmente, deve ser esclarecido que de acordo com a referência [7], quando as amplitudes das correntes de curto-circuito se aproximam do valor máximo (falta nos terminais dos transformadores), os efeitos mecânicos são mais significativos.

Para valores das correntes de defeito vizinhas da zona de sobrecarga, os efeitos mecânicos são de menor importância, a menos que a frequência das faltas seja alta. Todavia, o guia citado [7] reconhece que o ponto de transição entre os limites mecânico e térmico não pode ser definido com precisão.

De acordo com os resultados desta pesquisa, para transformadores de distribuição não existe “ponto de transição”, pois que o fator dominante é tão somente o limite térmico.

Em vista do exposto e para confirmar as conclusões do trabalho, foram realizados os ensaios destrutivos sem considerar-se qualquer norma existente.

## X. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ribeiro, C. F., Álvares, M. V. A., Ortega, B. G. P. e Costa, C. A. – Contribuição ao Estudo e Aplicação dos Transformadores de Distribuição no Sistema Elétrico da COELBA, P&D – 06, ciclo 2000/2001, Salvador, Ba, 2002.
- [2] Dietrich, W. – Permissible Overexcitation of Transformers, Seminário TUSA-IEEE-COELBA, Salvador, Ba., Agosto 1978.
- [3] Stenkvis, E. e Torseke, L. – What is Known About the Ability of Transformers to Withstand a Short-circuit?, ASEA Research n° 6, Vasteras, Sweden, 1961.
- [4] Waters, M. – The Short-circuit Strength of Power Transformers, Macdonald, London, 1966.
- [5] Billig, E. – Mechanical Stresses in Transformer Windings, E.R.A. Report, 1983.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Resolução n° 505 de 26 de Novembro de 2001.
- [7] ANSI/IEEE Standard C 57.109-1985, IEEE Guide for Transformer Through-Fault-Current Duration.