

TESE

897

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

Monitoramento de Transformadores para Aplicações Industriais com Ligação Delta-Estrela Submetidos à Tensões e Correntes Simétricas e Assimétricas

ISMAEL MENDONÇA REZENDE

ITAJUBÁ

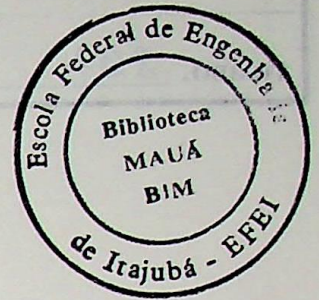
1996



**ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ**

**ISMAEL MENDONÇA REZENDE**

ENGENHEIRO ELETRICISTA  
UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ - UNITAU

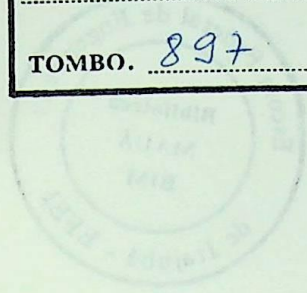


# **MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES PARA APLICAÇÕES INDUSTRIAIS COM LIGAÇÃO DELTA- ESTRELA SUBMETIDOS À TENSÕES E CORRENTES SIMÉTRICAS E ASSIMÉTRICAS**

Dissertação apresentada a Escola Federal de Engenharia de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do Grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

**Orientador: Prof. Dr. Antonio Tadeu Lyrio de Almeida**  
Departamento de Eletrotécnica  
**Co-orientador: Prof. Msc. José Carlos Grilo Rodrigues**  
Departamento de Eletrotécnica

CLASS. 621.314.004.54(043.2)  
CUTTER. R 467m  
TOMBO. 897



MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES PARA  
- APLICACÖES INDUSTRIAIS COM LIGAÇÃO DELTA -  
ESTRELA SUBMETIDOS A TENSÖES E CORRENTES  
BIMÉTRICAS E ASSIMÉTRICAS

Resumo do Trabalho em Engenharia Elétrica  
Apresentado para a obtenção do Grau de  
Licenciado em Engenharia Elétrica  
da Escola Federal de Engenharia de Rio de Janeiro

Orientador: Prof. Dr. Antônio Tavares Lins de Almeida  
Co-orientador: Prof. Eng. José Carlos Otton Rodrigues

## RESUMO

O objetivo desta dissertação é o de fornecer subsídios para o monitoramento periódico ou "on-line" de transformadores imersos em óleo isolante, utilizados em aplicação industriais e conectados em delta - estrela.

Os procedimentos desenvolvidos são diretamente aplicáveis às rotinas de manutenção preventiva e de verificação da adequabilidade da execução de carregamentos.

São apresentados expressões para cálculos de componentes simétricas de tensões e correntes, bem como, suas influências sobre o comportamento de várias grandezas do transformador, incluindo a elevação de temperatura dos enrolamentos e do óleo.

**ABSTRACT**

The aim of this dissertation is to provide details for the periodic or on line monitoring of insulating oil-type immersed transformers, used in industrial applications and connected in delta-wye topology.

The developed procedures are directly applied to the preventive maintenance routine and to the verification of the loading capability task.

In this work equations for the calculation of voltage and current symmetrical components are presented. Their influence on the behaviour of several transformer parameters are shown as well including the temperature raising of the windings and the insulating oil.

## AGRADECIMENTOS

- À Deus, motivo maior desta existência, e que tornou possível superar os momentos difíceis desta caminhada.

- Ao Prof. Antonio Tadeu Lyrio de Almeida, que prestou imprescindível orientação técnica sempre enriquecedora, pela amizade, dedicação e por ter acreditado em mim para execução deste trabalho.

- Ao Prof. José Carlos Grilo Rodrigues, pelo apoio e orientação na execução dos ensaios e atenção que lhe é muito peculiar.

- Ao Prof. Antônio Eduardo Hermeto, pela valiosa ajuda prestada durante o desenvolvimento deste trabalho.

- Aos Professores Paulo Márcio da Silveira, José Policarpo Gonçalves de Abreu, Valberto Ferreira Silva, Ronaldo Rossi, Ângelo José Junqueira Rezek, José Manuel Esteves Vicente e Délvio Franco Bernardes com quem sempre pudemos contar.

- Aos técnicos Edmundo Francisco da Silva, Luiz Sérgio Ferreira, João Carlos Anselmo, Luiz Otávio Campos de Medeiros pelo incansável esforço na montagem dos inúmeros ensaios, e a atenção dispensada ao mesmo.

- A amiga Ilze Maria Souza Mota, pelo apoio, palavras de carinho e sabedoria nas horas difíceis.

- Em especial aos meus queridos amigos Antonio José do Couto Pitta, Luiz Octávio Mattos dos Reis e José Eugênio Pereira Ribeiro, pelo apoio incondicional, dedicação, companheirismo e carinho, através desta jornada.

- Aos amigos Roubério Ribeiro Rolin, Evandro Ponzetto, Nelson Clodoaldo de Jesus, José Batista Siqueira Filho, Roberto Devienne Filho, pelo companheirismo, solidariedade e apoio no decorrer desta tese.

- Ao amigo Carlos Gilberto Figueredo, que infelizmente não está mais junto de nós.

- Ao técnico João Nogaly da UNITAU - Universidade de Taubaté, pelo apoio e atenção na execução dos inúmeros ensaios realizados nesta tese.

- A CAPES, órgão que tornou financeiramente possível a realização de parte desta tese.

- Aos funcionários da PPG, DRA e da BIM indistintamente, pela boa vontade demonstrada durante todo esse tempo.

- Esta tese não é apenas a conclusão de um trabalho, mas sim o esforço contínuo de inúmeras pessoas que contribuíram direta ou indiretamente para sua realização, e que através deste vem culminar na conclusão deste trabalho científico. Por isto, agradeço a todos aqueles que embora não tenham sido citados, mas são merecedores do nosso reconhecimento.

## DEDICATÓRIA

*Dedico este Trabalho:*

*À minha filha Gabriela e à minha esposa Maria Elisabete, pelo apoio, otimismo e compreensão (principalmente nos momentos mais difíceis) durante a confecção deste trabalho, que foram constantes e de valor fundamental para sua conclusão.*

*À meus pais Elpidio [in memorium] e Afonsa e aos meus irmãos Mariza, Ezequiel, Daniel, Isaias, Maria Aparecida, Maristela, que compartilharam e possibilitam que este sonho se tornasse realidade.*

*À D<sup>ma</sup> Odete e Sr Wanderley, que sempre acreditaram no meu potencial.*

## SIMBOLOGIA

$a$	Operador que causa rotação de $120^\circ$ ;
$A$	Coefficiente de transmissão de calor [ $\text{kW}/^\circ\text{C}$ ];
$C$	Capacidade térmica do óleo do transformador [ $\text{kWh}/^\circ\text{C}$ ];
$C_m$	Consumo médio do período amostrado (ativo ou reativo) [ $\text{kWh}$ ] [ $\text{kVARh}$ ];
$C_d$	Consumo diário [ $\text{kWh}$ ];
$C_A$	Consumo anual. [ $\text{kWh}$ ];
$\cos\varphi$	Fator de potência[ $^\circ$ ];
$\cos\varphi_2^+$ , $\cos\varphi_2^-$ , $\cos\varphi_2^0$	Fator de potência secundário de seqüência positiva, negativa e zero
$D_{mi}$	Demanda máxima do "i-ésimo" dia;
$D_{mdi}$	Demanda máxima diária;
$E_{pd}$	Energia perdida durante um dia [ $\text{kWh}$ ];
$E_{pm}$	Energia perdida durante um o período de um mês [ $\text{kWh}$ ];
$E_{pA}$	Energia perdida durante um ano [ $\text{kWh}$ ];
$E_{pdu}$	Energia perdida em dias úteis [ $\text{kWh}$ ];
$E_{ps}$	Energia perdida em sábados [ $\text{kWh}$ ];
$E_{pdo}$	Energia perdida em domingos [ $\text{kWh}$ ];
$f_d$	Fator de desbalanço de tensões [%];
$f_{di}$	Fator de desequilíbrio de correntes [%];
$f_{d(NEMA)}$	Fator de desbalanço conforme a NEMA [%];
$f_c$	Fração de plena carga ou razão entre a ponta $S_p$ e $S_n$ [p.u.];
$f_{cm}$	Fator de carga médio do conjunto amostrado [p.u.];
$f_{cd}$	fator de carga para um determinado dia [p.u.];
$G_{Nb}$	Peso do núcleo e das bobinas [kg];
$G_{TA}$	Peso do tanque e acessórios [kg];
$I_A, I_B, I_C$	Correntes primárias [A] - [módulos];
$\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$	Correntes primárias [A] - [fasores];

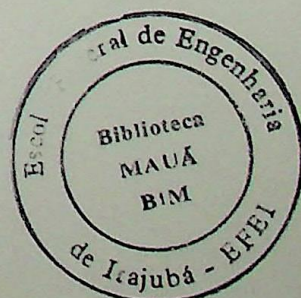


$I_N$	Corrente nominal [A];
$\dot{I}^+, \dot{I}^-, \dot{I}^0$	Correntes de seqüência positiva, negativa e zero[A];
$\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$	Correntes secundárias [A];
$I_{AV}$	Corrente média [A];
$I_2^+, I_2^-, I_2^0$	Correntes secundárias de seqüência positiva, negativa e zero [A];
$I_c$	Corrente de Ensaio [A];
$\dot{I}_{AB}, \dot{I}_{BC}, \dot{I}_{CA}$	Corrente circulante no delta nos enrolamentos [A];
$k$	Constante de proporcionalidade, que depende do material utilizado;
$k_{\theta i}$	É o coeficiente de correção de resistência equivalente do transformador, de forma a considerar a variação das perdas em carga em função da temperatura [°C];
$K_N$	Relação de transformação;
$m$	Expoente que permite levar em consideração a maneira de circulação (e, conseqüentemente, do resfriamento) do óleo no cálculo da elevação de temperatura do enrolamento;
$n$	Expoente que permite levar em consideração o meio de resfriamento externo no cálculo da elevação de temperatura do óleo;
$\eta_c$	O rendimento energético diário ou cíclico do transformador [%];
$\eta_{AN}$	Rendimento do transformador em um ano [%];
$\eta$	rendimento [%];
$P_0$	Perdas em Vazio [W];
$P_0^+, P_0^-$	Perdas em vazio de seqüência positiva e negativa [W];
$P_{0des}$	Perdas totais em vazio em condições desequilibradas [W];
$P_{cc}$	Perdas em curto-circuito [W];
$P_{cc}^+, P_{cc}^-, P_{ccN}$	Perdas em curto-circuito de seqüência positiva, negativa e nas condições nominais [W];
$P_{ccdes}$	As perdas em curto-circuito em condições assimétricas de tensões e correntes [W];
$\Sigma P_{edes}$	Perdas totais do transformador em condições assimétricas [W];

$P_{ades}$	Perdas adicionais devido às assimetrias de tensões e correntes [W];
$P_1$	Potência primária absorvida pelo transformador [W];
$P_2$	Potência ativa fornecida à carga em condições assimétricas [W];
$P_{des}$	Potência em condições desequilibradas [W];
$\sum P_e$	Perdas totais do transformador [kW];
$\sum P_{eN}$	Perda totais sob carga nominal [kW];
$P_{JN}$	Perdas por efeito Joule nos enrolamentos do transformador [W];
PVU	Perda de vida útil percentual [%];
$R_{cc} \%$	Resistência percentual [%];
$R_p$	Relação de perdas ou relação entre as perdas em carga sob carga nominal e perda a vazio [p.u.];
$S_i, S_n$	Potência aparente para o instante “i” e nominal [kVA];
$T_o$	Constante de tempo térmica do óleo do transformador;
$T_n$	Constante de tempo térmica do óleo para a carga nominal;
$T_e$	Constante de tempo térmica do ponto mais quente do enrolamento;
tj	Tempo genérico (sugere-se 15 [min], conforme empregado no RDTD ou RDMT);
T	Período que o transformador permaneceu energizado [horas];
$U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$	Tensões primárias [V] - [módulos];
$\dot{U}_{AB}, \dot{U}_{BC}, \dot{U}_{CA}$	Tensões primárias [V] - [fasores];
$\dot{U}^+, \dot{U}^-, \dot{U}^0$	Tensões de seqüências Positiva, Negativa e Zero [V];
$U_{AV}$	Tensão média [V];
$U_1, U_2$	Tensão primária e secundária [V];
$U_1^+, U_1^-, U_{1N}$	Tensões primárias de seqüência positiva, negativa e nominal [V];
$U_2^+, U_2^-, U_2^0$	Tensões secundárias de seqüência positiva, negativa e zero [V];
$U_{cc}$	Tensão de curto-circuito [V];
$\dot{U}_{an}^+, \dot{U}_{an}^-$	Tensão de Seqüência referia a fase e neutro [V];
$\dot{U}_A^+, \dot{U}_A^-$	Tensão de Seqüência positiva e negativa refletida na fase no lado de tensão superior [V];

$V_o$	Volume de Óleo [Litros];
$X_{cc} \%$	Reatância percentual [%];
$Z_{cc} \%$	Impedância percentual [%];
$Z^+, Z^-, Z^0$	Impedâncias de seqüência positiva, negativa e zero [%];
$\sigma_{CM}$	Desvio padrão da média;
$\sigma_{fcm}$	Desvio padrão:
$\theta_a$	Temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ];
$\theta_{e(tj)}$	Temperatura do ponto mais quente temperatura do ponto mais quente do enrolamento para a carga de ponta $S_p$ [ $^{\circ}C$ ];
$\theta_{en}$	Temperatura do ponto mais quente do enrolamento para condições nominais e temperatura ambiente de 30 [ $^{\circ}C$ ];.
$\theta_{e(i-1)}$	Temperatura do ponto mais quente do enrolamento quente no intervalo (i-1) calculada para a carga de ponta $S_p$ . [ $^{\circ}C$ ];
$\Delta U$	Desvio máximo entre as tensões [V];
$\Delta I$	Desvio máximo entre as correntes [A];
$\Delta \theta_o$	Elevação de temperatura do óleo no instante t sobre a temperatura no instante $t = 0$ [ $^{\circ}C$ ];
$\Delta \theta_{oi}$	Elevação inicial de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente para $t = 0$ [ $^{\circ}C$ ];
$\Delta \theta_{of}$	Elevação de temperatura final do topo do óleo sobre a temperatura ambiente para uma determinada carga [ $^{\circ}C$ ];
$\Delta \theta_{oi2}$	Elevação de temperatura sobre a ambiente, para uma carga aplicada que possibilite o resfriamento: [ $^{\circ}C$ ];
$\Delta \theta_e$	Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura do topo do óleo [ $^{\circ}C$ ];
$\Delta \theta_{cf}$	Elevação final de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para uma determinada carga [ $^{\circ}C$ ];
$\Delta \theta_{ei}$	Elevação inicial do ponto mais quente sobre o topo do óleo para $t=0$ [ $^{\circ}C$ ];

- $\Delta\theta_{ot}$  Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a ambiente, em regime permanente, para carregamento constante e para um instante genérico "i" da curva de carga [°C];
- $\Delta\theta_{on}$  Elevação final de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente sob carga nominal [°C];
- $\Delta\theta_{et}$  Elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a do topo do óleo, em regime permanente, para carregamento constante [°C];
- $\Delta t$  intervalo de medição [min];
- $\delta_{ip}$  e  $\delta_{iq}$  Desvio médio quadrático para carga ativa e reativa [%].



# SUMÁRIO

**CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO..... 1**

**CAPÍTULO II: METODOLOGIA PARA CÁLCULO DAS TENSÕES E  
CORRENTES DE SEQÜÊNCIA POSITIVA, NEGATIVA E ZERO ..... 5**

**RESUMO**

**II.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

**II.2 - CÁLCULO DAS TENSÕES DE SEQÜÊNCIA**

**II.3 - COMPROVAÇÃO EXPERIMENTAL DA METODOLOGIA (TENSÕES DE  
SEQÜÊNCIA)**

**II.4 - CÁLCULOS DAS CORRENTES DE SEQÜÊNCIA**

**II.5 - COMPROVAÇÃO EXPERIMENTAL DA METODOLOGIA (CORRENTES DE  
SEQÜÊNCIA)**

**II.6 - ANÁLISE COMPARATIVA COM OS FATORES DE DESBALANÇO CALCULADOS  
PELA NEMA**

**II.7 - FATORES DE DESEQUILÍBRIO DE CORRENTES**

**CAPÍTULO III: COMPORTAMENTO DOS TRANSFORMADORES EM  
CONDIÇÕES ASSIMÉTRICAS..... 29**

**RESUMO**

**III.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

**III.2 - CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SEQÜÊNCIA**

**III.3 - INFLUÊNCIAS DOS DESBALANÇOS DE TENSÕES SOBRE AS PERDAS EM  
VAZIO**

**III.4 - INFLUÊNCIAS DOS DESBALANÇOS DE TENSÕES SOBRE AS PERDAS EM  
CURTO-CIRCUITO**

**III.5 - INFLUÊNCIAS DAS ASSIMETRIAS DE TENSÕES E CORRENTES SOBRE AS  
PERDAS TOTAIS E RENDIMENTO**

**III.6 - INFLUÊNCIAS DOS DESBALANÇOS DE TENSÕES SOBRE O CÁLCULO DOS  
PARÂMETROS PORCENTUAIS**

**CAPÍTULO IV: INFLUÊNCIAS DAS ASSIMETRIAS DE TENSÕES E CORRENTES SOBRE AS ELEVAÇÕES DE TEMPERATURA DO ÓLEO E DOS ENROLAMENTOS..... 51**

**RESUMO**

**IV.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

**IV.2 - ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO ÓLEO EM CONDIÇÕES SIMÉTRICAS**

**IV.3 - ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DOS ENROLAMENTOS EM CONDIÇÕES SIMÉTRICAS**

**IV.4 - ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO ÓLEO E DOS ENROLAMENTOS EM CONDIÇÕES ASSIMÉTRICAS**

**CAPÍTULO V :MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES ATRAVÉS DO CICLO DE CARGA TÍPICO ..... 67**

**RESUMO**

**V.1- INTRODUÇÃO**

**V.2 - CORRENTES DE SEQUÊNCIA DE UM TRANSFORMADOR TRIFÁSICO LIGADO EM  $\Delta/Y$  COM NEUTRO ATERRADO**

**V.3 - TENSÕES DE SEQUÊNCIA DE UM TRANSFORMADOR TRIFÁSICO LIGADO EM  $\Delta/Y$  COM NEUTRO ATERRADO**

**V.4- DETERMINAÇÃO DA CURVA DE CARGA TÍPICA**

**V.5 - ESTIMATIVA DA TEMPERATURA EM UM CICLO DE TRABALHO**

**V.6 - ESTIMATIVA DA PERDA DE VIDA EM TRANSFORMADORES**

**V.7- ROTINA PARA O MONITORAMENTO**

**V.8- APLICAÇÃO DA METODOLOGIA - EXEMPLO**

**CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA NOVOS TRABALHOS 87**

**ANEXO I : ENSAIOS EXECUTADOS EM TRANSFORMADORES ..... 89**

**RESUMO**

**A.I.1 - EQUIPAMENTOS E INSTRUMENTAÇÃO UTILIZADAS NO ENSAIO DE .....  
CURTO-CIRCUITO**

**A.I.2 - PROCEDIMENTOS E DADOS OBTIDOS NO ENSAIO DE AQUECIMENTO**

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 105**

# CAPÍTULO I

## CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O cunho dado à manutenção de transformadores pode variar de um enfoque tipicamente econômico nas instalações industriais de potência a institucional nos grandes blocos residenciais.

Naturalmente, na ocorrência de um desligamento ocorrerão prejuízos financeiros, quanto maior for o bloco de carga interrompida, bem como, possíveis danos a imagem institucional das empresas de suprimento de energia elétrica.

A avaliação precisa dos custos envolvidos em qualquer tipo de interrupção de energia, principalmente, quando se trabalha com conceitos estatísticos, resulta na necessidade de implantação de programas de manutenção. Neste caso, os objetivos principais são adequar a cada intervalo de tempo, as condições da instalação e seus equipamentos a um novo período ininterrupto de funcionamento. Isto permite reduzir os custos dos problemas intempestivos, que, eventualmente, ocorram durante os períodos de operação normal.

Entre as atividades clássicas de manutenção, a corretiva é a sua forma mais primária sendo realizada após a ocorrência de um defeito qualquer, que, em geral, torna indisponível o equipamento. Naturalmente, isto implica em desligamentos fora da previsão, em momentos pouco adequados, levando, por vezes, a prejuízos consideráveis.

Por outro lado, a manutenção preventiva é o conjunto de atividades desenvolvidas visando a reduzir a ocorrência de condições insatisfatórias, ou, se ocorrerem, evitar que se tornem cumulativas, possibilitando a redução da necessidade de se adotarem ações corretivas. Pode-se considerá-la como um dos ramos da técnica que mais evolui na atualidade, pois se constitui em uma poderosa ferramenta para garantir o funcionamento contínuo das instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica.

Os transformadores, como se sabe, são equipamentos muito simples e robustos. Sendo assim, comumente são esquecidos e ignorados, até que ocorram falhas, o que, em geral, resulta em uma interrupção prolongada da carga conectada.

Planos de manutenção preventiva em transformadores devem ser determinados de acordo com a natureza crítica ou não de seu funcionamento, bem como, guardar um grau de proporção com a sua carga. Unidades responsáveis pelo suprimento de um grande grupo de consumidores, são mais importantes do que aquelas empregadas em iluminação e distribuição e, portanto, necessitam maior atenção e cuidados.

Tais planos devem conter um conjunto de medições tecnicamente adequadas, as quais devem ser selecionadas entre uma grande variedade de alternativas. Além disto, é necessário que se associe confiabilidade e custo com um programa de atividades compatíveis.

Adicionalmente, observa-se que, nem sempre, medições sofisticadas propiciam resultados mais efetivos que os obtidos com testes rotineiros, e além disto, seus custos, tempo dispendido e pesquisa para implementação são sempre maiores. A relação custo/benefício, neste caso, pode ser muito alta. Assim as medições não devem ser tão complexas que os resultados sejam de difícil análise e compreensão.

Neste sentido, torna-se importante o conhecimento de estatísticas de falhas/defeitos e, em especial, suas causas. Para cada uma destas condições, as atividades selecionadas podem ser divididas em três tipos a saber:

- a) Monitoramento contínuo;
- b) Medições periódicas;
- c) Técnicas preditivas.

Os resultados obtidos com tais atividades, caso sejam determinadas condições insatisfatórias, devem ser cuidadosamente analisados para verificar em qual instante a manutenção corretiva deve ser aplicada. Portanto, o objetivo básico da manutenção preventiva de transformadores é salvaguardá-los contra interrupções e danos através da detecção e eliminação de causas potenciais de defeitos. Por outro lado, a sua periodicidade deve possibilitar muitos anos de operação livre de problemas.

Neste contexto, os critérios de manutenção preventiva de transformadores, devem incluir rotinas de inspeção de grandezas elétricas e físicas da instalação e do equipamento,



reparos tais como pintura e/ou troca de elementos danificados, ensaios, recondicionamento ou troca do líquido isolante e/ou do isolamento das bobinas, bem como, qualquer outro procedimento especial que seja recomendado pelo fabricante do transformador.

Considerando-se estes fatos, que se verifica um envelhecimento de muitas instalações industriais, e que há uma evolução acelerada de técnicas digitais e da informática, e que nota-se também uma tendência da comunidade técnico-científica de modernizar as citadas atividades de manutenção.

O emprego de transdutores, sistemas de aquisição de dados e microcomputadores para a amostragem, digitalização e armazenamento de sinais para posterior manipulação encontram hoje as mais variadas aplicações. As áreas que envolvem testes e ensaios em equipamentos elétricos estão se tornando beneficiárias desta tecnologia, causando uma grande ênfase na procura e desenvolvimento de rotinas específicas para tanto. Neste aspecto, a adaptação de alguns métodos normalizados ou consagrados levam à bons resultados e às suas simplificações. Entretanto, em alguns casos, é necessário o uso de novas técnicas e conceitos.

A identificação das características, parâmetros e eventuais falhas e defeitos de transformadores utilizando-se destes equipamentos é, particularmente, interessante pois substituem os tradicionais (amperímetros, wattímetros com baixo fator de potência e outros), bem como, acarreta em uma redução de tempo e incertezas na análise dos resultados.

Em função do exposto, o propósito deste trabalho é o de fornecer subsídios para o monitoramento periódico ou "on-line" de transformadores imersos em óleo isolante, visando auxiliar sua manutenção preventiva.

Como vários dos sistemas elétricos industriais são intrinsecamente desequilibrados, são desenvolvidas técnicas para a avaliação do comportamento de transformadores submetidos à estas condições.

Os transformadores considerados possuem ligação delta no circuito de tensão superior e estrela no de tensão inferior, por serem os de uso mais comum nestes sistemas.

Sendo assim, o Capítulo II apresenta deduções de expressões relativas ao cálculo das tensões e correntes de seqüência positiva, negativa e zero a partir de simples medições das grandezas de linha. Adicionalmente, verifica-se a validade da formulação proposta e efetua-se uma análise comparativa com os fatores de desbalanço calculados pela NEMA.[1]

O Capítulo III apresenta uma análise das influências sobre as perdas, o rendimento e o aquecimento dos transformadores quando submetidos às condições assimétricas, de forma a possibilitar o seu monitoramento periódico ou "on-line". Além disto, verifica-se o efeito dos desbalanços de tensões sobre o cálculo dos parâmetros do circuito equivalente do transformador obtido através dos ensaios em vazio e em curto-circuito.

O Capítulo IV analisa o aquecimento resultante da operação do transformador submetido às tensões e correntes assimétricas sugerindo uma metodologia para a avaliação das elevações de temperatura do óleo e dos enrolamentos.

Finalmente, o Capítulo V apresenta os procedimentos para o monitoramento dos transformadores em operação baseando-se em seu ciclo típico de carga. Enfoca-se, basicamente, a supervisão da temperatura do óleo e dos enrolamentos visando avaliar a perda de vida e possíveis carregamentos. Para tanto, realiza-se um simples conjunto de medidas com um sistema de aquisição de dados instalado no circuito secundário do transformador.

## CONSIDERAÇÕES INICIAIS

## CAPÍTULO II

### METODOLOGIA PARA CÁLCULO DAS TENSÕES E CORRENTES DE SEQÜÊNCIA POSITIVA, NEGATIVA E ZERO

#### RESUMO

Este capítulo apresenta as deduções das expressões relativas ao cálculo das tensões e correntes de seqüência positiva, negativa e zero a partir de simples medições das grandezas de linha. Adicionalmente, verifica-se a validade da formulação e efetua-se uma análise comparativa com os fatores de desbalanço calculados pela NEMA.[1]

#### II.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme o Teorema de Fortescue [2], três fasores assimétricos de um sistema trifásico podem ser decompostos em três outros sistemas trifásicos simétricos.

Considerando-se, especificamente, a presença de tensões desbalanceadas, tem-se:

a) Tensões de seqüência positiva, a qual é composta de três fasores iguais em módulo, defasados de  $120^\circ$  entre si e possuindo a mesma seqüência de fase dos fasores originais. A transformação necessária para seu cálculo, adotando-se a tensão  $U_{AB}$ , é dada por:

$$\dot{U}^+ = \dot{U}_{AB}^+ = \frac{1}{3} \cdot (\dot{U}_{AB} + a \cdot \dot{U}_{BC} + a^2 \cdot \dot{U}_{CA}) \quad (2.1)$$

b) Tensões de seqüência negativa, constituída de três fasores iguais em módulo, defasados de  $120^\circ$  entre si e tendo a seqüência de fases opostas à dos fasores originais. O seu cálculo é dado através de:

$$\dot{U}^- = \dot{U}_{AB}^- = \frac{1}{3} \cdot (\dot{U}_{AB} + a^2 \cdot \dot{U}_{BC} + a \cdot \dot{U}_{CA}) \quad (2.2)$$

c) Tensões de seqüência zero, constituída de três fasores iguais em módulo e com defasagem nula (ou seja, homopolar). Pode ser calculada através de:

$$\dot{U}^0 = \dot{U}_{AB}^0 = \frac{1}{3} \cdot (\dot{U}_{AB} + \dot{U}_{BC} + \dot{U}_{CA}) \quad (2.3)$$

sendo:

$$\alpha = 1 \cdot \sqrt[3]{120^\circ} \quad (2.4)$$

e,

$U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$ - valores eficazes (em módulos) das tensões desbalanceadas do sistema de alimentação.

O diagrama fasorial da figura 2.1 representa um sistema trifásico desbalanceado genérico.

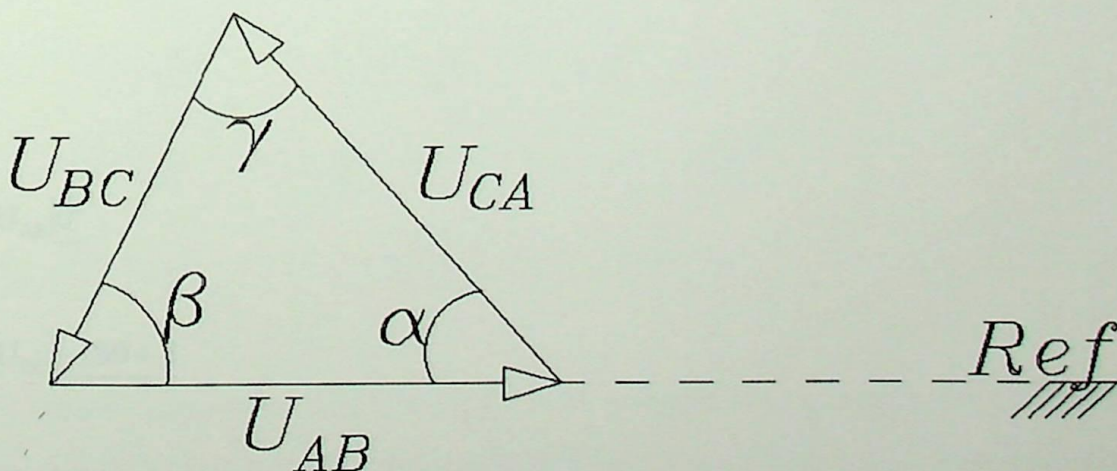


Figura - 2.1 - Sistema trifásico desbalanceado

Observe-se nas expressões das tensões de seqüência a dificuldade de obtenção das grandezas necessárias para o seu cálculo. Em outras palavras, verifica-se que os argumentos das tensões não são facilmente determinados.

Alguns autores, sugerem métodos aproximados para tais cálculos, baseando-se em simples medições do módulo das tensões. Neste sentido, este capítulo apresenta uma alternativa mais simples e precisa, bem como, desenvolve-se a análise comparativa com os fatores de desbalanço calculados conforme a NEMA [1]. Além disto, desenvolve-se um equacionamento para a determinação das correntes de seqüência a partir das medidas das grandezas de linha.

## II.2 - CÁLCULO DAS TENSÕES DE SEQÜÊNCIA

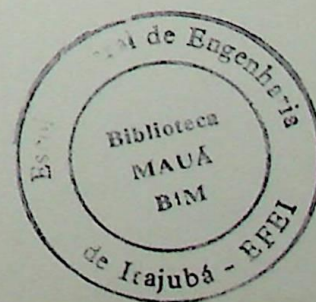
Observa-se nas expressões das tensões de seqüência a dificuldade de obtenção das grandezas necessárias para o seu cálculo. em outras palavras, verifica-se que os argumentos das tensões não são facilmente determinados pois necessitaria da utilização de indicador de ângulo de fase que fornece o defasamento entre duas grandezas elétricas.

Analisando a figura 2.1, e considerando-se  $U_{AB}$  na referência, verifica-se que as tensões desbalanceadas podem ser expressas através de:

$$\dot{U}_{AB} = U_{AB} \underline{0^\circ} \quad (2.5)$$

$$\dot{U}_{BC} = U_{BC} \underline{-180 + \beta} \quad (2.6)$$

$$\dot{U}_{CA} = U_{CA} \underline{180 - \alpha} \quad (2.7)$$



Utilizando-se de relações trigonométricas adequadas, pode-se determinar os ângulos contidos na figura 2.1 através das expressões:

$$\alpha = \cos^{-1}\left(\frac{U_{CA}^2 + U_{AB}^2 - U_{BC}^2}{2U_{CA}U_{AB}}\right) \quad (2.8)$$

$$\gamma = \cos^{-1}\left(\frac{U_{BC}^2 + U_{CA}^2 - U_{AB}^2}{2U_{BC}U_{CA}}\right) \quad (2.9)$$

$$\beta = 180^\circ - (\alpha + \gamma) \quad (2.10)$$

Levando-se em consideração as expressões(2.5),(2.6),(2.7) em (2.2) e (2.3), calcula-se as tensões de linha através de:

$$\dot{U}^+ = \dot{U}_{AB}^+ = \frac{1}{3}\left(U_{AB}|0^\circ + U_{BC}|120^\circ - 180^\circ + \beta + U_{CA}|240^\circ + 180^\circ - \alpha\right) \quad (2.11)$$

$$\dot{U}^- = \dot{U}_{AB}^- = \frac{1}{3}\left(U_{AB}|0^\circ + U_{BC}|240^\circ - 180^\circ + \beta + U_{CA}|120^\circ + 180^\circ - \alpha\right) \quad (2.12)$$

$$\dot{U}^0 = \dot{U}_{AB}^0 = \frac{1}{3}\left(U_{AB}|0^\circ + U_{BC}|180^\circ + \beta + U_{CA}|180^\circ - \alpha\right) \quad (2.13)$$

O que resulta:

$$\dot{U}^+ = \dot{U}_{AB}^+ = \frac{1}{3}\left(U_{AB}|0^\circ + U_{BC}|60^\circ + \beta + U_{CA}|60^\circ - \alpha\right) \quad (2.14)$$

$$\dot{U}^- = \dot{U}_{AB}^- = \frac{1}{3}\left(U_{AB}|0^\circ + U_{BC}|60^\circ + \beta + U_{CA}|-(60^\circ + \alpha)\right) \quad (2.15)$$

$$\dot{U}^0 = \dot{U}_{AB}^0 = \frac{1}{3}\left(U_{AB}|0^\circ + U_{BC}|180^\circ + \beta + U_{CA}|180^\circ - \alpha\right) \quad (2.16)$$

Desta forma, com apenas três medidas de tensão e com o auxílio das expressões (2.8) e (2.10), (2.11) à (2.16) é possível obter-se as tensões de seqüência em módulo e ângulo.

A formulação apresentada exige uma verificação de quais são as tensões medidas correspondentes a  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$ . Para tanto, realiza-se duas provas que definem a adequabilidade da escolha, ou seja:

a) A somatória das três tensões de linha dadas por (2.5), (2.6) e (2.7) deve ser nula, ou seja:

$$\dot{U}_{AB} + \dot{U}_{BC} + \dot{U}_{CA} = 0 \quad (2.17)$$

b) A soma das tensões de seqüência positiva e negativa, deve, obrigatoriamente, resultar na tensão  $U_{AB}$  em módulo e fase::

$$\dot{U}^- + \dot{U}^+ = \dot{U}_{AB} \quad (2.18)$$

Para o caso de medições realizadas entre fase e neutro, no caso de conexões que favorecem esta possibilidade como "Y", ou no uso de um neutro virtual obtido através do fechamento de um banco de TP's conectados em um "Δ" tem-se:

$$\dot{U}_a = U_a \angle 0^\circ \quad (2.19)$$

$$\dot{U}_b = U_b \angle -180 + \beta \quad (2.20)$$

$$\dot{U}_c = U_c \angle 180 - \alpha \quad (2.21)$$

Onde:  $U_{AN}$ ,  $U_{BN}$  e  $U_{CN}$  são os fasores das tensões entre fase e neutro.

Utilizando-se das mesmas relações trigonométricas resulta

$$\alpha = \cos^{-1} \left( \frac{U_c^2 + U_a^2 - U_b^2}{2U_c U_a} \right) \quad (2.22)$$

$$\gamma = \cos^{-1} \left( \frac{U_b^2 + U_c^2 - U_a^2}{2U_b U_c} \right) \quad (2.23)$$

$$\beta = 180^\circ - (\alpha + \gamma) \quad (2.24)$$

Considerando-se as expressões (2.19), (2.20), (2.21), calcula-se as tensões de linha através de:

$$U_{ab} \angle \phi = U_a \angle 0^\circ - U_b \angle -180^\circ + \beta \quad (2.25)$$

$$U_{bc} \angle \varphi = U_b \angle -180^\circ + \beta - U_c \angle 180^\circ - \alpha \quad (2.26)$$

$$U_{ca} \angle \xi = U_c \angle 180^\circ - \alpha - U_a \angle 0^\circ \quad (2.27)$$

Com a obtenção dos módulos e ângulos das tensões de linha, calcula-se as tensões de seqüência aplicando-se as expressões (2.1), (2.2) e (2.3).



A título de exemplo, seja o caso no qual as tensões de linha são 13800[V], 13360[V] e 13550[V].

Adotando-se:

$$U_{AB} = 13800[V], \quad U_{BC} = 13360[V], \quad U_{CA} = 13550[V]$$

tem-se:

$$\alpha = 58.47^\circ, \quad \gamma = 61.70^\circ, \quad \beta = 59.83^\circ$$

Assim, utilizando-se (2.5) e (2.7), resulta-se:

$$\dot{U}_{AB} = 13800 \angle 0^\circ; \quad \dot{U}_{BC} = 13360 \angle -120.17^\circ; \quad \dot{U}_{CA} = 13550 \angle 121.53^\circ$$

Empregando-se as equações (2.1), (2.2), e (2.3), obtêm-se:

$$\dot{U}_{AB}^0 = 0, \quad \dot{U}_{AB}^+ = 13568.79 \angle 0.45^\circ, \quad \dot{U}_{AB}^- = 255.12 \angle -24.78^\circ$$

Verificando-se os resultados,

a) Através da equação (2.17), tem-se;

$$\dot{U}_{AB}^0 = 13800 \angle 0^\circ + 13360 \angle -120.17^\circ + 13550 \angle 121.53^\circ = 0 \quad (2.28)$$

b) Através da equação (2.18):

$$13568.79 \angle 0.45^\circ + 255.12 \angle -24.78^\circ = 13800 \angle 0^\circ \quad (2.29)$$

O valor obtido na expressão (2.29) é igual ao adotado como referência, e o obtido a expressão (2.28) é nulo, o que comprova a adequabilidade da escolha das tensões.

Para o caso de medições realizadas entre fase e neutro, o exemplo a seguir foi obtido no secundário de um transformador  $\Delta Y$  em operação, ou seja, as tensões de fase medidas foram: 127[V], 123[V] e 125[V].

Desta forma adotando-se:

$$U_a = 127 \text{ [V]}, \quad U_b = 123 \text{ [V]}, \quad U_c = 125 \text{ [V]}$$

Resulta:

$$\alpha = 58.42^\circ, \quad \gamma = 61.60^\circ, \quad \beta = 59.97^\circ$$

Empregando-se as expressões (2.25) (2.26) e (2.27), as tensões de linha são:

$$\dot{U}_{ab} = 216.54 \underline{29.46^\circ}; \quad \dot{U}_{bc} = 213.02 \underline{-88.95^\circ}; \quad \dot{U}_{ca} = 219.95 \underline{151.04^\circ}$$

Empregando-se as equações (2.1), (2.2), e (2.33), resulta:

$$\dot{U}_{ab}^0 = 0, \quad \dot{U}_{ab}^+ = 216.49 \underline{30.52^\circ}, \quad \dot{U}_{ab}^- = 4.00 \underline{-59.22^\circ} \quad (2.30)$$

Verificando-se os resultados:

a) Através da equação (2.17):

$$\dot{U}_{ab} = 216.54 \underline{29.46} + 213.02 \underline{-88.95^\circ} + 219.95 \underline{151.04^\circ} = 0 \quad (2.31)$$

b) Através da equação (2.18) :

$$216.54 \underline{30.52^\circ} + 4.00 \underline{-59.22^\circ} = 216.54 \underline{29.46^\circ}$$

O valor obtido em (2.31) é igual ao adotado como referência e o de (2.30) é nulo, o que comprovar a adequabilidade da escolha das tensões.

### II.3 - COMPROVAÇÃO EXPERIMENTAL DA METODOLOGIA (TENSÕES DE SEQÜÊNCIA)

De forma a verificar a validade da metodologia proposta, efetuou-se um estudo do comportamento do transformador sob carga e tensões assimétricas através das expressões básicas (2.1), (2.2), (2.3) e as desenvolvidas.

Observa-se que, foi necessário medir-se as tensões  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$  e  $U_{CA}$  em módulo e ângulo. Para tanto, utilizou-se voltímetros e um indicador de ângulo de fase, como o mostrado na figura 2.2.

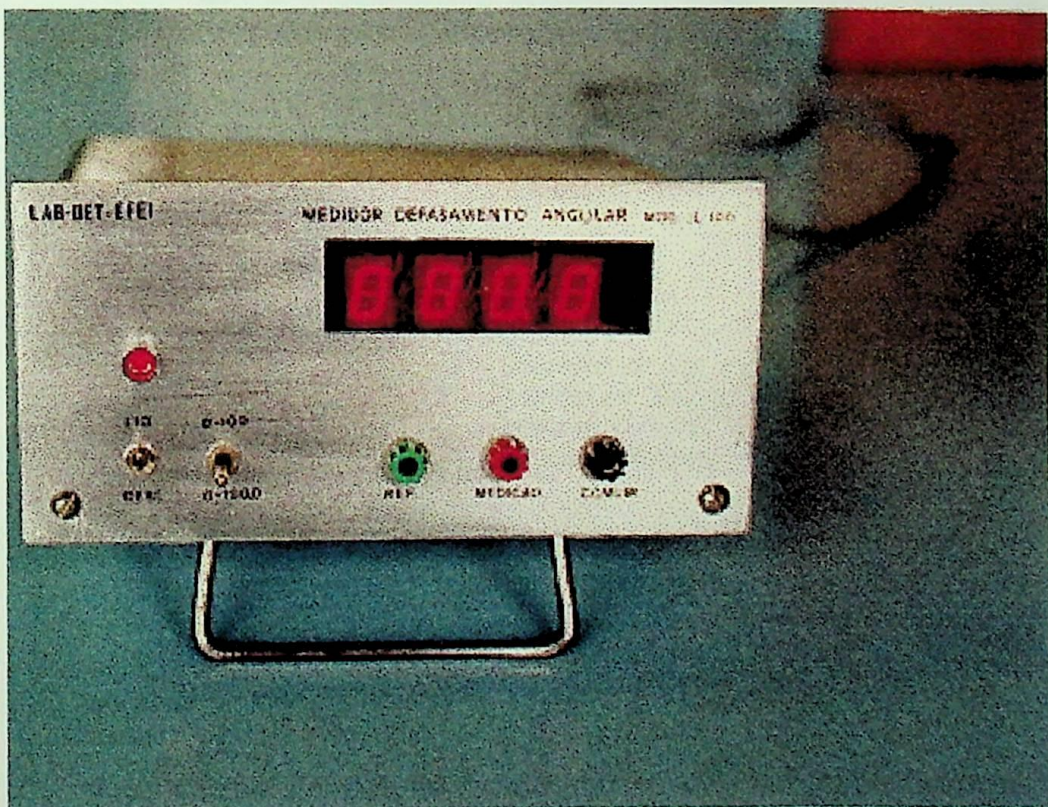
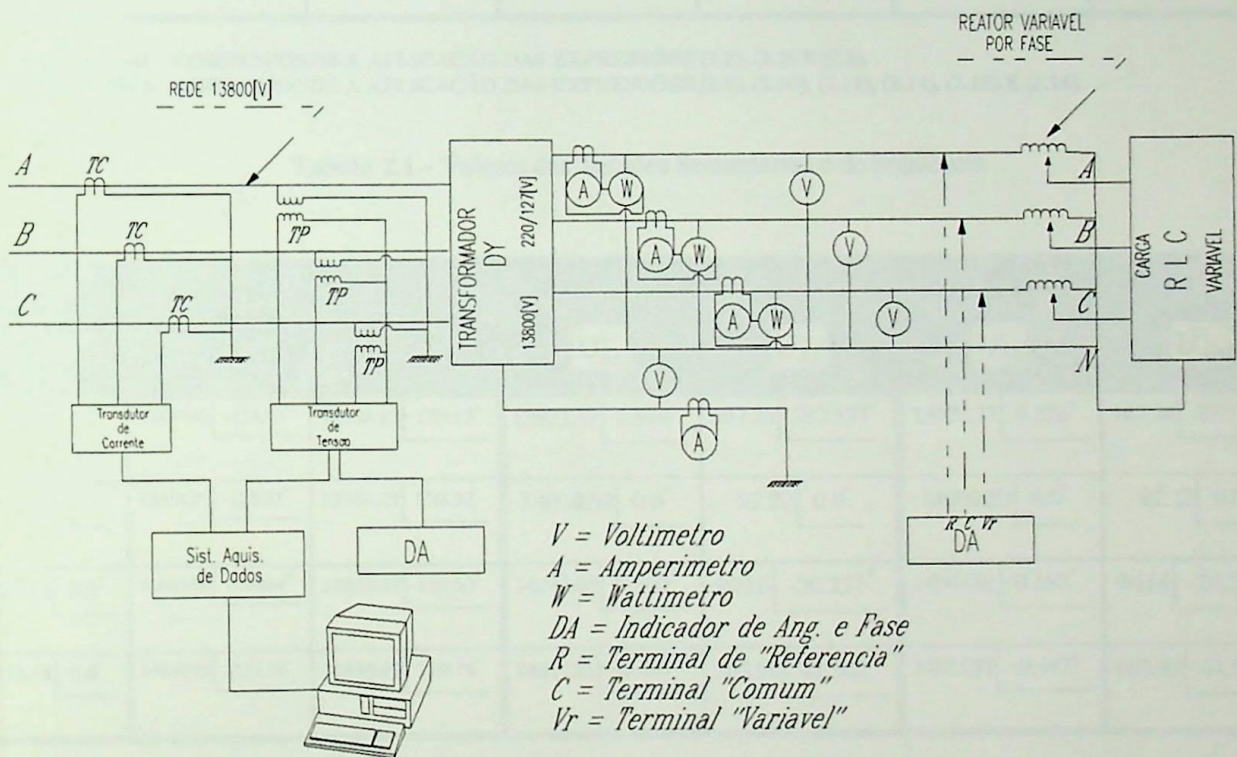


Figura 2.2 - Indicador de ângulo de fase

O indicador de ângulo de fase fornece o defasamento entre duas grandezas elétricas e, portanto, necessita de uma referência, onde foi adotada para a tensão  $U_{AB}$ . Portanto, o ângulo de fase da tensão  $U_{AB}$  é nulo, enquanto que os dos demais foram obtidos em relação a esta.

Foram executados várias medições com a tensão do alimentador fixa e carga variável por fase, como mostra esquematicamente a figura 2.3.



**Figura 2.3 - Ensaio para Comprovação da Metodologia - Diagrama de Ligações**

As Tabelas 2.1 e 2.2 apresentam os valores obtidos:

$U_{ab}$ [V]	$U_{bc}$ [V]	$U_{ca}$ [V]	DEFINIÇÃO*		PROPOSTA**	
			$U_{AB}^+$	$U_{AB}^-$	$U_{AB}^+$	$U_{AB}^-$
209.59   0.0°	214.74   -120.81°	209.59   118.36°	211.29   -0.816°	3.45   119.183°	211.29   -0.816°	3.45   119.183°
209.59   0.0°	214.74   -120.81°	209.59   118.36°	211.29   -0.816°	3.45   119.183°	211.29   -0.816°	3.45   119.183°
209.59   0.0°	214.74   -120.81°	209.59   118.36°	211.29   -0.816°	3.45   119.183°	211.29   -0.816°	3.45   119.183°
210.76   0.0°	215.89   -121.35°	209.00   118.09°	211.86   -1.084°	4.15   104.829°	211.86   -1.084°	4.15   104.829°

\* DEFINIÇÃO - CORRESPONDE A APLICAÇÃO DAS EXPRESSÕES (2.1), (2.2) E (2.3).

\*\* PROPOSTA - CORRESPONDE A APLICAÇÃO DAS EXPRESSÕES (2.9), (2.10), (2.11), (2.14), (2.15) E (2.16).

Tabela 2.1 - Valores das Tensões Secundárias e de Seqüência

$U_{AB}$ [V]	$U_{BC}$ [V]	$U_{CA}$ [V]	DEFINIÇÃO*		PROPOSTA**	
			$U_{AB}^+$	$U_{AB}^-$	$U_{AB}^+$	$U_{AB}^-$
13879.89   0.0°	13897.42   -118.80°	14138.32   120.53°	13971.37   0.576°	167.24   237.127°	13971.37   0.576°	167.24   237.127°
14092.82   0.0°	13954.71   -120.32°	13954.71   120.32°	14000.59   0.0°	92.22   0.0°	14000.59   0.0°	92.22   0.0°
14121.81   0.0°	13965.99   -120.04°	14035.67   120.53°	14041.01   0.162°	90.16   -26.257°	14041.01   0.162°	90.16   -26.257°
14133.44   0.0°	14047.80   -121.10°	13855.62   119.75°	14011.81   -0.447°	163.99   41.902°	14011.81   -0.447°	163.99   41.902°

\* DEFINIÇÃO - CORRESPONDE A APLICAÇÃO DAS EXPRESSÕES (2.1), (2.2) E (2.3).

\*\* PROPOSTA - CORRESPONDE A APLICAÇÃO DAS EXPRESSÕES (2.9), (2.10), (2.11), (2.14), (2.15) E (2.16).

Tabela 2.2 - Valores das Tensões Primárias e de Seqüência

Os resultados de quatro medições mostrados nas tabela 2.1 e 2.2 demonstram a excelente conformidade da metodologia proposta.

## II.4 - CÁLCULOS DAS CORRENTES DE SEQÜÊNCIA

À semelhança das tensões, as correntes de seqüência são definidas através de:

$$\dot{I}^+ = \dot{I}_A^+ = \frac{1}{3} (\dot{I}_A + a \dot{I}_B + a^2 \dot{I}_C) \quad (2.32)$$

$$\dot{I}^- = \dot{I}_A^- = \frac{1}{3} (\dot{I}_A + a^2 \dot{I}_B + a \dot{I}_C) \quad (2.33)$$

$$\dot{I}^0 = \dot{I}_A^0 = \frac{1}{3} (\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C) \quad (2.34)$$

onde:

$\dot{I}^+$ ,  $\dot{I}^-$ ,  $\dot{I}^0$  - Correntes de seqüência positiva, negativa e zero, para a fase "A"; e,

$\dot{I}_A$ ,  $\dot{I}_B$ ,  $\dot{I}_C$  - Correntes de linha.

O diagrama fasorial da figura 2.4 representa um sistema trifásico genérico com correntes desequilibradas e tensões desbalanceadas, onde adotou-se corrente  $\dot{I}_A$  na referência.

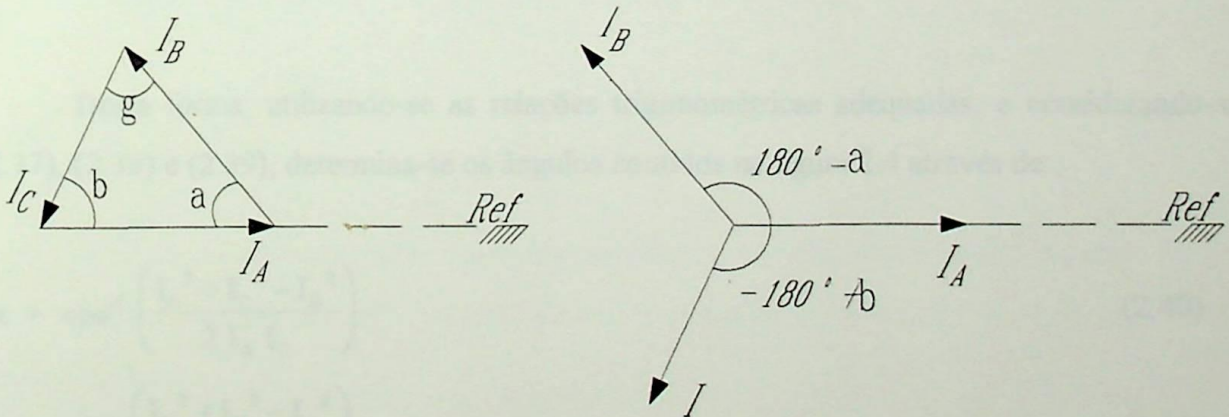


Figura 2.4 - Sistema trifásico com correntes desequilibradas

Deve-se observar que, em transformadores com fechamento em delta ou estrela sem neutro aterrado, a corrente de neutro e a de seqüência zero é nula, ou seja:

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0 \quad (2.35)$$

Em transformadores com fechamento em estrela com neutro aterrado, a corrente de seqüência zero  $I^0$ , será dada por:

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 3\dot{i}^0 \quad (2.36)$$

Por inspeção da figura 2.4 e em analogia aos procedimentos executados para as tensões, verifica-se que as correntes desequilibradas podem ser expressas através de:

$$\dot{I}_A = I_A \angle 0^\circ \quad (2.37)$$

$$\dot{I}_B = I_B \angle -180^\circ + \beta \quad (2.38)$$

$$\dot{I}_C = I_C \angle \alpha - 180^\circ \quad (2.39)$$

Desta forma, utilizando-se as relações trigonométricas adequadas, e considerando-se (2.37), (2.38) e (2.39), determina-se os ângulos contidos na figura 2.4 através de:

$$\alpha = \cos^{-1} \left( \frac{I_A^2 + I_C^2 - I_B^2}{2 I_A I_C} \right) \quad (2.40)$$

$$\gamma = \cos^{-1} \left( \frac{I_B^2 + I_C^2 - I_A^2}{2 I_B I_C} \right) \quad (2.41)$$

$$\beta = 180^\circ - (\alpha - \gamma) \quad (2.42)$$

Substituindo-se (2.37), (2.38) e (2.39) em (2.40), (2.41) e (2.42) resulta:

$$\dot{i}^+ = \frac{1}{3} \left( I_A \angle 0^\circ + I_B \angle -180^\circ + \beta + I_C \angle 180^\circ - \alpha \right) \quad (2.43)$$

$$\dot{i}^+ = \frac{1}{3} \left( I_A \angle 0^\circ + I_B \angle \beta - 60^\circ + I_C \angle 60^\circ - \alpha \right) \quad (2.44)$$

$$\dot{i}^0 = \frac{1}{3} \left( I_A \angle 0^\circ + I_B \angle \beta + 60^\circ + I_C \angle -(\alpha + 60^\circ) \right) \quad (2.45)$$

As mesmas restrições apresentadas para o cálculo das tensões de seqüência, são válidas para este caso.

O conjunto adotado deve ser verificado, de modo que se obtenha:

a) Com o emprego de (2.37), (2.38) e (2.39):

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 3\dot{I}^0 \quad (2.46)$$

b) E, que a soma das correntes de seqüência resultem em  $\dot{I}_A$ , ou:

$$\dot{I}^+ + \dot{I}^- + \dot{I}^0 = \dot{I}_A \quad (2.47)$$

A título de exemplo, se as correntes medidas nos terminais de tensão superior de um transformador fechado em  $\Delta Y$  de 13800/220/127[V] forem iguais a 0.74 A, 0.60 A, 0.79 A, pode-se adotar:

$$I_A = 0.74 \text{ A}; I_B = 0.60 \text{ A}; I_C = 0.79 \text{ A}$$

O que resulta em:

$$\alpha = 46.03^\circ, \quad \gamma = 62.58^\circ, \quad \beta = 71.38^\circ$$



De onde:

$$\dot{I}_A = 0.74 \angle 0^\circ \text{ [A]}, \dot{I}_B = 0.60 \angle -108.62^\circ \text{ [A]}, \dot{I}_C = 0.79 \angle 133.96^\circ \text{ [A]}$$

Desta forma as correntes de seqüência serão:

$$\dot{I}^+ = 0.71 \angle 8.39^\circ \text{ [A]} \text{ e } \dot{I}^- = 0.11 \angle -67.95^\circ \text{ [A]}$$

Verificando-se a exatidão dos resultados,

a) Através de (2.46):

$$0.74 \angle 0^\circ + 0.60 \angle -108.62^\circ + 0.79 \angle 133.96^\circ = 0 \quad (2.48)$$

b) Através de (2.47):

$$0.71 \angle 8.39^\circ + 0.11 \angle -67.95^\circ = 0.74 \angle 0^\circ \quad (2.49)$$

Os resultados de (2.48) e (2.49) indicam a exatidão da análise matemática.

## II.5 - COMPROVAÇÃO EXPERIMENTAL DA METODOLOGIA (CORRENTES DE SEQÜÊNCIA)

Embora a verificação das expressões (2.46) e (2.47) sejam provas suficientes da validade da metodologia, efetuou-se um estudo comparativo entre os valores encontrados pelas expressões básicas (2.32), (2.33) e (2.34) e as desenvolvidas. Para a medição do módulo e do ângulo das correntes empregou-se TC's, amperímetros digitais e o indicador do ângulo de fase ligados à "shunts", compondo um esquema de ligações semelhante ao da figura 2.3.

Para fins dos testes, foram aplicadas várias tensões assimétricas e adotou-se uma certa corrente na referência, sendo esta denominada por  $I_A$ . Os valores obtidos para medições efetuadas no lado de Tensão Inferior e Tensão Superior são fornecidas nas tabelas 2.3 e 2.4.

$I_a$ [A]	$I_b$ [A]	$I_c$ [A]	DEFINIÇÃO*		PROPOSTA**	
			$I_A^+$	$I_A^-$	$I_A^+$	$I_A^-$
39.50   0.0°	39.50   -120.0°	39.50   120.0°	39.50   0.0°	0.0   0.0°	39.50   0.0°	0.0   0.0°
39.50   0.0°	37.50   -114.83°	41.50   124.91°	39.46   3.354°	2.31   -87.48°	39.46   3.354°	2.31   -87.48°
39.50   0.0°	35.50   -109.32°	43.50   129.63°	39.36   6.738°	4.63   -84.935°	39.36   6.738°	4.63   -84.935°
39.50   0.0°	33.50   -103.37°	45.50   134.25°	39.18   10.184°	6.99   -82.326°	39.18   10.184°	6.99   -82.326°

\* DEFINIÇÃO - CORRESPONDE A APLICAÇÃO DAS EXPRESSÕES (2.32), (2.33) E (2.34).

\*\* PROPOSTA - CORRESPONDE A APLICAÇÃO DAS EXPRESSÕES (2.43), (2.44) E (2.45).

Tabela 2.3 - Valores das Correntes Secundárias e de Seqüência

$I_A$ [A]	$I_B$ [A]	$I_C$ [A]	DEFINIÇÃO*		PROPOSTA**	
			$I_A^+$	$I_A^-$	$I_A^+$	$I_A^-$
0.70   0.0°	0.68   -115.16°	0.74   123.72°	0.7062   2.852°	0.035   -98.639°	0.7062   2.852°	0.035   -98.639°
0.72   0.0°	0.65   -114.84°	0.74   127.15°	0.7023   4.095°	0.053   -68.794°	0.7023   4.095°	0.053   -68.794°
0.73   0.0°	0.62   -109.95°	0.78   131.65°	0.7070   7.197°	0.093   -72.147°	0.7070   7.197°	0.093   -72.147°
0.74   0.0°	0.60   -108.61°	0.79   133.96°	0.7058   8.393°	0.111   -67.955°	0.7058   8.393°	0.111   -67.955°

\* DEFINIÇÃO - CORRESPONDE A APLICAÇÃO DAS EXPRESSÕES (2.32), (2.33) E (2.34).

\*\* PROPOSTA - CORRESPONDE A APLICAÇÃO DAS EXPRESSÕES (2.43), (2.44) E (2.45).

Tabela 2.4 - Valores das Correntes Primárias e de Seqüência

Os resultados das quatro medições fornecidas na tabela 2.4 e 2.5 demonstram a validade da metodologia proposta. As eventuais diferenças podem ser atribuídas à imprecisão do medidor de ângulo de fase.

## II.6 - ANÁLISE COMPARATIVA COM OS FATORES DE DESBALANÇO CALCULADO PELA NEMA

É bastante comum avaliar-se o grau de desbalanço das tensões através do chamado “fator de desbalanço” ( $f_d$ ). A rigor, ele é definido como a relação entre a tensão de seqüência negativa ( $U^-$ ) e a de positiva ( $U^+$ ), ou seja:

$$f_d = \frac{U^-}{U^+} \quad (2.50)$$

No entanto, a NEMA [1], visando facilitar o seu cálculo, o define como sendo:

$$f_{d(NEMA)} = \frac{\Delta U}{U_{AV}} \quad (2.51)$$

onde

$\Delta U$  = maior desvio entre as tensões; e a tensão média  $U_{AV}$ , dada por:

$$U_{AV} = \frac{U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}}{3} \quad (2.52)$$

Utilizando-se das medições efetuadas, executou-se um estudo comparativo entre os valores dos fatores desbalanços calculados conforme a expressão (2.50) e pelos os da NEMA, visando a verificar as suas exatidões. Os desvios entre ambos são dados por:

$$\xi\% = \frac{f_{d(NEMA)} - f_d}{f_{d(NEMA)}} 100 \quad (2.53)$$

Onde:

$f_d$  - fator de desbalanço dado por (2.50);

$f_{d(NEMA)}$  - fator de desbalanço conforme a NEMA.

Os resultados obtidos para o lado de tensão superior são os apresentados na tabela 2.3 e ilustrados na figura 2.5 e 2.6.

$U_{AN}$ [kV]	$U_{BN}$ [KV]	$U_{CN}$ [KV]	$U_{AB}$ [KV]	$U_{BC}$ [KV]	$U_{CA}$ [KV]	$f_d$ [%]		$\xi$ [%]	$U^+$	$U_{AV}$
						NEMA	$U^- / U^+$			
8.11	7.87	8.12	13.880	13.897	14.138	1.1912	1.197	0.4835	13.971	258.42
8.11	8.11	8.03	14.093	13.955	13.955	0.6576	0.658	0.1663	14.001	138.11
8.15	8.11	8.06	14.121	13.966	14.035	0.6544	0.642	1.8948	14.011	155.82
8.07	8.18	8.02	14.133	14.048	13.856	1.1181	1.170	4.4732	14.051	277.82

Tabela 2.3 - Fatores de Desbalanço e Erros - Tensão Superior

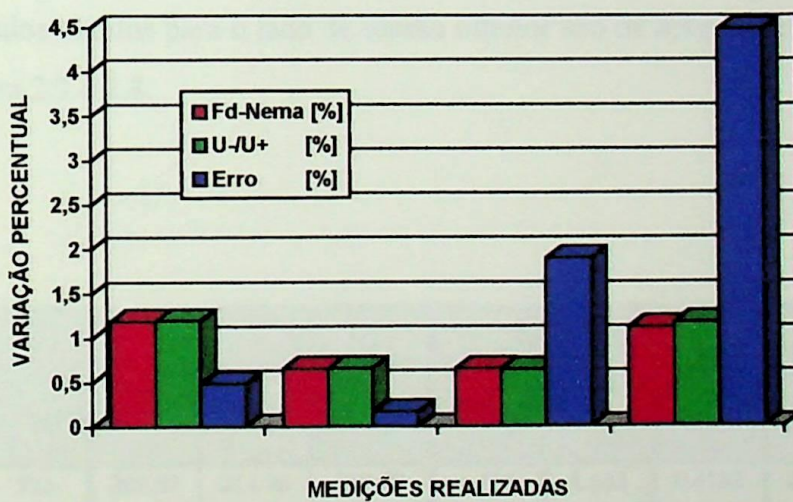
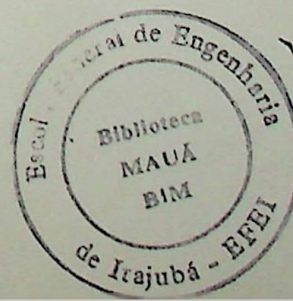


Figura 2.5 - Fatores de Desbalanços Percentuais e Erro (NEMA e  $U^- / U^+$ )



A tabela 2.3 ainda fornece os valores dos módulos das tensões de seqüência positiva e os médios para fins de comparação. A figura 2.6 ilustra.

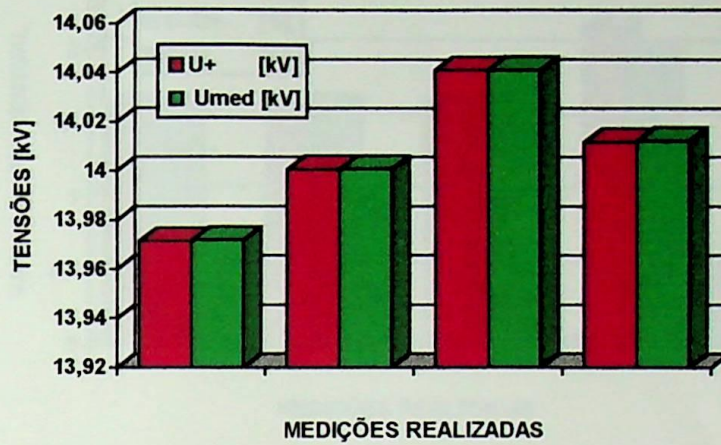


Figura 2.6 - Tensões de Seqüência Positiva e Média (Valores em [kV])

Os resultados obtidos para o lado de tensão inferior são os apresentados na tabela 2.4 e ilustrados na figura 2.7 e 2.8.

U <sub>an</sub> [V]	U <sub>bn</sub> [V]	U <sub>cn</sub> [V]	U <sub>ab</sub> [V]	U <sub>bc</sub> [V]	U <sub>ca</sub> [V]	f <sub>d</sub> [%]		ξ [%]	U <sup>+</sup>	U <sub>AV</sub>
						NEMA	U <sup>-</sup> / U <sup>+</sup>			
120	123	123	209.59	214.75	209.59	1.626	1.633	0.4182	211.29	5.1539
120	123	123	209.59	214.75	209.59	1.626	1.633	0.4182	211.29	5.1539
120	123	123	209.59	214.75	209.59	1.626	1.633	0.4182	211.29	5.1539
120	124	124	210.77	215.89	209.01	2.150	1.958	0.5582	211.86	6.8910

Tabela 2.4 - Fatores de Desbalanço e Erros - Tensão Inferior

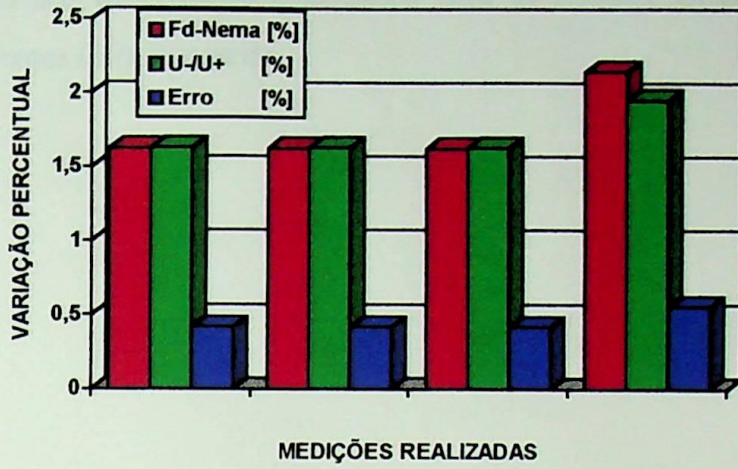


Figura 2.7 - Fatores de Desbalanços Percentuais e Erro (NEMA e  $U^-/U^+$ )

A tabela 2.4 ainda fornece os valores dos módulos das tensões de seqüência positiva e os médios para fins de comparação. A figura 2.8 ilustra.

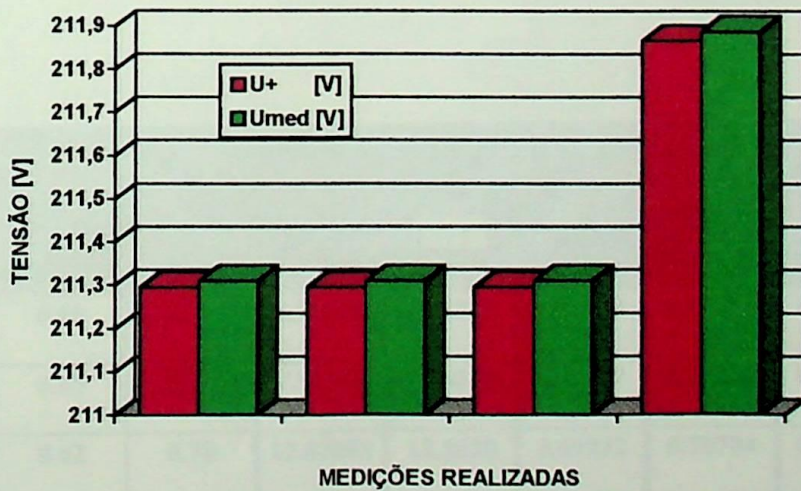


Figura 2.8 - Tensões de Seqüência Positiva e Média (Valores em [V])

## II.7 - FATORES DE DESEQUILÍBRIO DE CORRENTES

À semelhança dos procedimentos adotados para as tensões, definir-se-á o fator de desequilíbrio de correntes (fdi) através de:

$$f_{di} = \frac{I^-}{I^+} \quad (2.54)$$

ou por:

$$f_{di} = \frac{\Delta I}{I_{AV}} \quad (2.55)$$

onde:

$\Delta I$  - Desvio máximo entre as correntes; e a Corrente média  $I_{AV}$ , dada por:

$$I_{AV} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} \quad (2.56)$$

Através dos dados obtidos no lado de tensão superior, um estudo comparativo entre ambas as definições é apresentado na tabela 2.5, sendo os erros ( $\xi\%$ ), calculados em relação a (2.54).

$I_A$ [A]	$I_B$ [A]	$I_C$ [A]	$f_{di} [\%]$		$\xi$ [%]	$I^-$ [A]	$I_{AV}$ [A]
			NEMA	$I^- / I^+$			
0.70	0.68	0.74	4.71698	5.03235	6.26689	0.70621	0.70667
0.72	0.65	0.74	7.58293	7.66018	1.00837	0.70233	0.70333
0.73	0.62	0.78	12.67605	13.1620	3.69232	0.70704	0.71000
0.74	0.60	0.79	15.49295	15.7474	1.61588	0.70584	0.71000

Tabela 2. 5 - Fatores de Desequilíbrio de Correntes e Erros

Os fatores de desbalanço percentuais da tabela 2.5 são fornecidas de forma gráfica na figura 2.9.

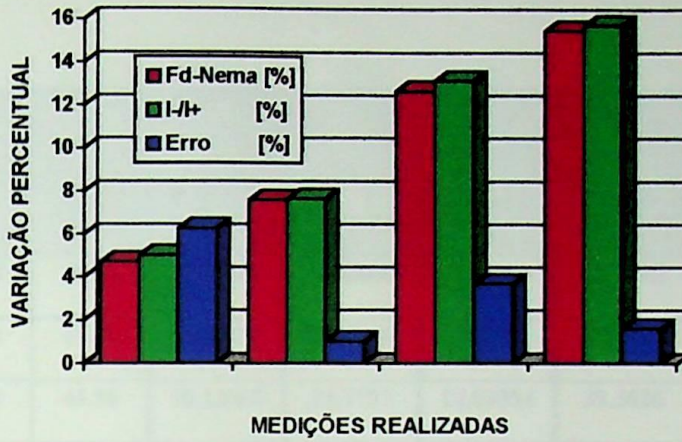


Figura 2.9 - Fatores de Desequilíbrio de Corrente e Erros Percentuais (NEMA e  $I^-/I^+$ )

A figura 2.10 ilustra graficamente os valores dos módulos das correntes de seqüência e os médios para fins de comparação.

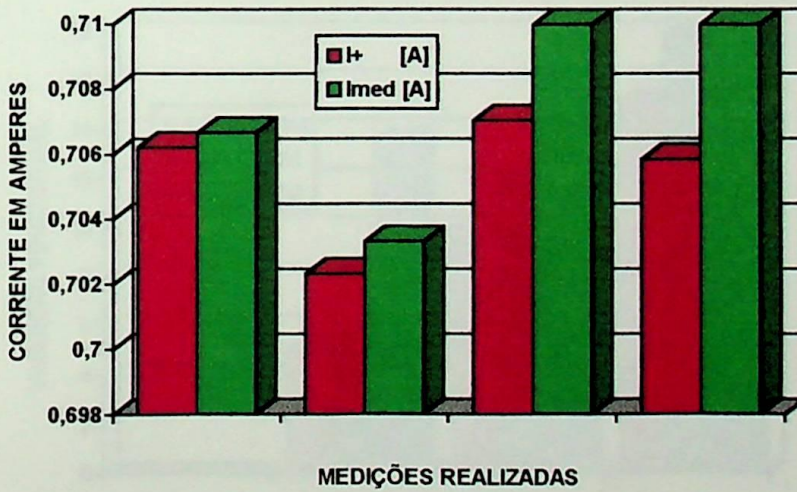


Figura 2.10 - Correntes de Seqüência Positiva e Média (Valores em [A])



Através dos dados de tensão inferior realizou-se um estudo comparativo entre ambas as definições que é apresentado na Tabela 2.6, onde os erros ( $\xi$  %) foram calculados em relação a (2.54).

$I_A$ [A]	$I_B$ [A]	$I_C$ [A]	$f_{di}$ [%]		$\xi$ [%]	$I^+$ [A]	$I_{AV}$ [A]
			NEMA	$I^- / I^+$			
39.50	39.50	39.50	0.00000	0.00000	0.00000	39.5000	39.50
39.50	37.50	41.50	5.06329	5.85726	13.5552	39.4661	39.50
39.50	35.50	43.50	10.12658	11.7799	14.03554	39.3626	39.50
39.50	33.50	45.50	15.18987	17.8410	14.85976	39.1839	39.50

Tabela 2. 6 - Fatores de Desequilíbrio de Correntes e Erros

Os fatores de desequilíbrio percentual obtidos na Tabela 2.6 são fornecidas de forma gráfica na figura 2.11.

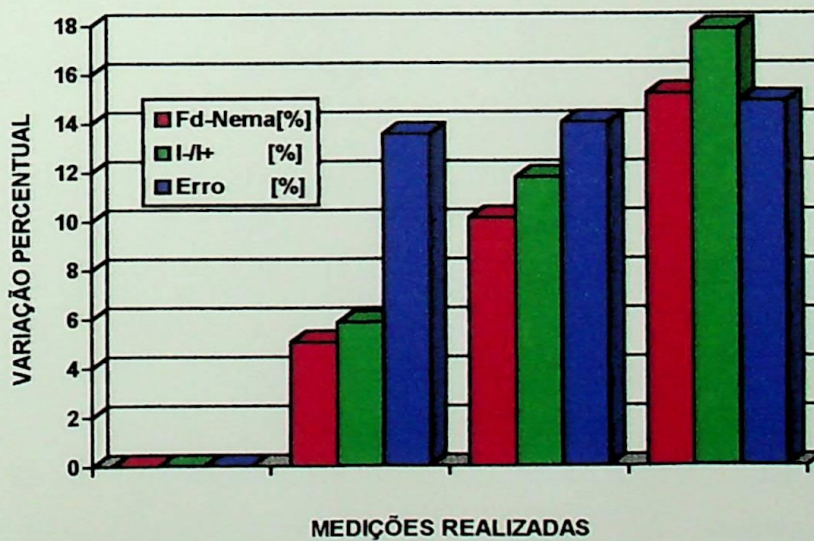


Figura 2.11 - Fatores de Desequilíbrio de Corrente e Erro Percentuais (NEMA e  $I^+ / I^-$ )

A figura 2.12 ilustra graficamente os valores dos módulos das correntes de seqüência e os médios para fins de comparação.

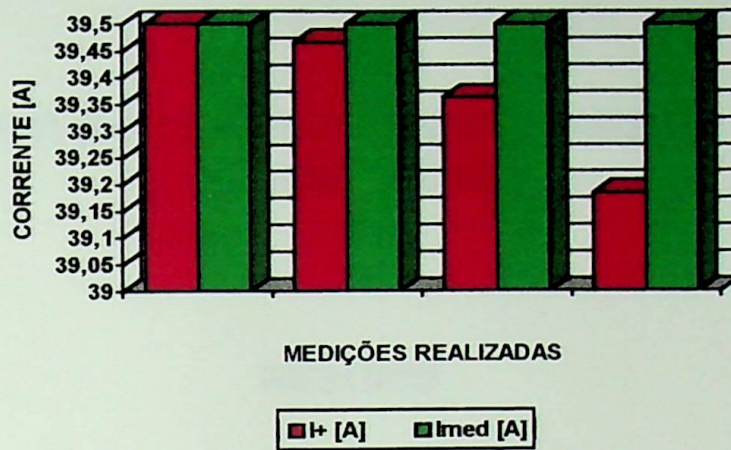


Figura 2.12 - Correntes de Seqüência Positiva e Média (Valores em [A])

## **CAPÍTULO III**

### **COMPORTAMENTO DOS TRANSFORMADORES EM CONDIÇÕES ASSIMÉTRICAS**

#### **RESUMO**

Este capítulo apresenta uma análise das influências sobre as perdas e rendimento dos transformadores quando submetidos à condições assimétricas, de forma a possibilitar o seu monitoramento periódico ou "on-line". Além disto, verifica-se o efeito dos desbalanços de tensões sobre o cálculo dos parâmetros do circuito equivalente do transformador obtido através dos ensaios em vazio e em curto-circuito.

#### **III.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Em geral, procura-se distribuir simetricamente as cargas de um transformador entre as suas fases. Entretanto, em termos práticos, é bastante comum que em processos industriais hajam períodos nos quais elas não operam simultaneamente.

Sendo assim, ocorrerá um desbalanço magnético no transformador e, conseqüentemente, assimetria de tensões, acréscimo de perdas no ferro e no cobre, e sobreaquecimento localizados.

Como citado no capítulo anterior, a análise de assimetrias pode ser feita com o auxílio do método dos componentes simétricos. Isto implica que o transformador pode ser representado por três circuitos elétricos equivalentes correspondentes às tensões/correntes de seqüência positiva, negativa e zero.

Observa-se que os transformadores considerados neste trabalho, possuem ligação delta no circuito de tensão superior e estrela no de tensão inferior, por serem os de uso mais comum nos sistemas industriais. Neste caso haverão componentes de seqüência zero apenas na corrente no lado de tensão inferior.

Para a utilização do método de componentes simétricos neste trabalho, adota-se as seguintes premissas:

- a) As tensões e as correntes variam senoidalmente com o tempo, desconsiderando-se a existência de harmônicos;
- b) O fluxo entre os circuitos primário e secundário do transformador é sempre uniforme,
- c) O transformador se comportará como uma carga totalmente linear, ou seja, a aplicação de uma tensão senoidal nos seus terminais de entrada, resultará em uma corrente senoidal e diretamente proporcional à tensão aplicada.

### III.2 - CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SEQÜÊNCIA

A figura 3.1 apresenta a distribuição de correntes em um transformador trifásico ligado em  $\Delta/Y$  com neutro aterrado.

Se as correntes forem assimétricas devido a um desequilíbrio de cargas no secundário ou de tensão no primário, é possível analisar o comportamento deste transformador através dos circuitos equivalentes de seqüência [3].

Como é usual em análise de sistemas elétricos, tais circuitos correspondem a uma fase para cada seqüência e, portanto, a ligação delta é representada pela sua estrela equivalente. Sendo assim, em suas representações, como as mostradas na figura 3.2, a tensão aplicada é a de fase.

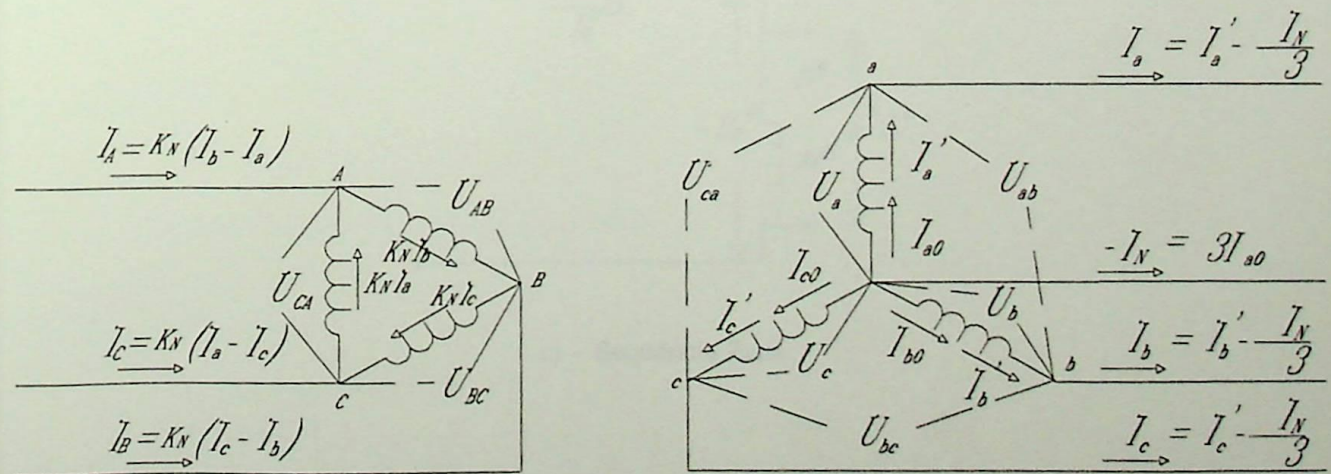
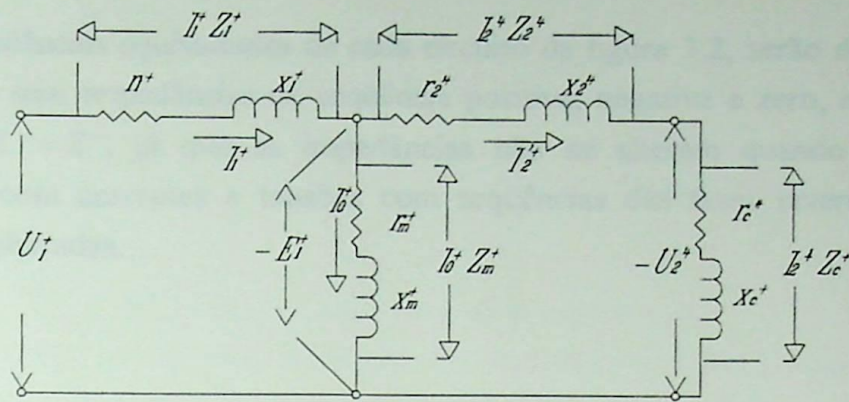
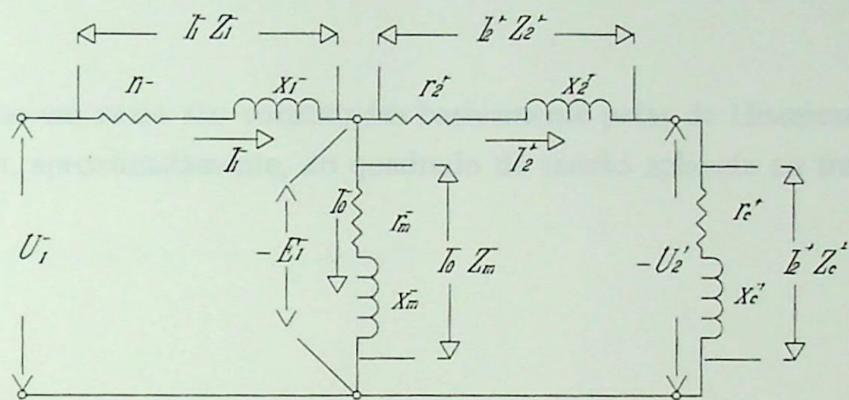


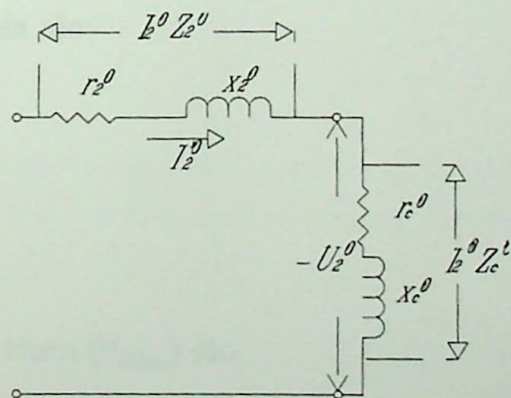
Figura 3.1 - Transformador trifásico ligado  $\Delta/Y$  com neutro aterrado



a) - Seqüência Positiva



b) - Seqüência Negativa



c) - Seqüência Zero

Figura 3.2 - Circuitos equivalentes de um transformador trifásico ligado em  $\Delta/Y$  com neutro aterrado

As impedâncias equivalentes de cada circuito da figura 3.2, serão denominadas por  $Z^+$ ,  $Z^-$ ,  $Z^0$ , ou seja, impedâncias de seqüência positiva, negativa e zero, respectivamente. Note-se que  $Z^+ = Z^-$ , já que as impedâncias não se alteram quando se alimenta o transformador com correntes e tensões com seqüências das fases inversas, mesmo em condições equilibradas.

### III.3 - INFLUÊNCIAS DOS DESBALANÇOS DE TENSÕES SOBRE AS PERDAS EM VAZIO

As perdas em vazio são constituídas basicamente pelas de Histerese e Foucault, as quais dependem, aproximadamente, do quadrado da tensão aplicada ao transformador, ou seja:

$$P_0 \cong kU_1^2 \quad (3.1)$$

onde:

$k$  é uma constante de proporcionalidade, que depende do material utilizado; e,  
 $U_1$  é a tensão primária.

Considerando-se a existência de assimetrias nas tensões de alimentação, as perdas em vazio para cada seqüência são:

$$P_0^+ \cong k(U_1^+)^2 \quad (3.2)$$

$$P_0^- \cong k(U_1^-)^2 \quad (3.3)$$

As perdas totais em vazio ( $P_{0des}$ ) são:

$$P_{0des} = P_0^+ + P_0^- \quad (3.4)$$

Por outro lado:

$$\frac{P_0^+}{P_{0N}} = \frac{k(U_1^+)^2}{k(U_{1N})^2} \quad (3.5)$$

$$\frac{P_o^-}{P_{oN}} = \frac{k(U_1^-)^2}{k(U_{1N})^2} \quad (3.6)$$

Sendo:

$P_{oN}$  - as perdas em vazio para tensões nominais;  
 $U_1^+, U_1^-, U_{1N}$ , as tensões primárias de seqüência positiva, negativa e nominal, respectivamente.

Desta forma:

$$P_{odes} = P_o^+ + P_o^- = P_{oN} \left[ \left( \frac{U_1^+}{U_{1N}} \right)^2 + \left( \frac{U_1^-}{U_{1N}} \right)^2 \right] \quad (3.7)$$

Por outro lado, como definido anteriormente:

$$f_d = \frac{U^-}{U^+} \quad (3.8)$$

Então:

$$P_{odes} = P_{oN} \left( \frac{U_1^+}{U_{1N}} \right)^2 [1 + f_d^2] \quad (3.9)$$

De forma a comprovar a validade da formulação, efetuou-se o ensaio em vazio, como mostrado na figura 3.3. O transformador possui os seguintes dados de placa:

<b>Fabricante</b>	: Transformadores MARANGONE	<b>Potência</b>	: 15 [kVA]
<b>Frequência</b>	: 60 [Hz]	<b>Ligação</b>	: Triângulo/Estrela
<b>Fases</b>	: 3		
<b>Tensão Superior</b>	: 13800 a 9600 [V]	<b>Ligado em</b>	: 13800 [V]
<b>Tensão Inferior</b>	: 220/127 [V]	<b>Ligado em</b>	

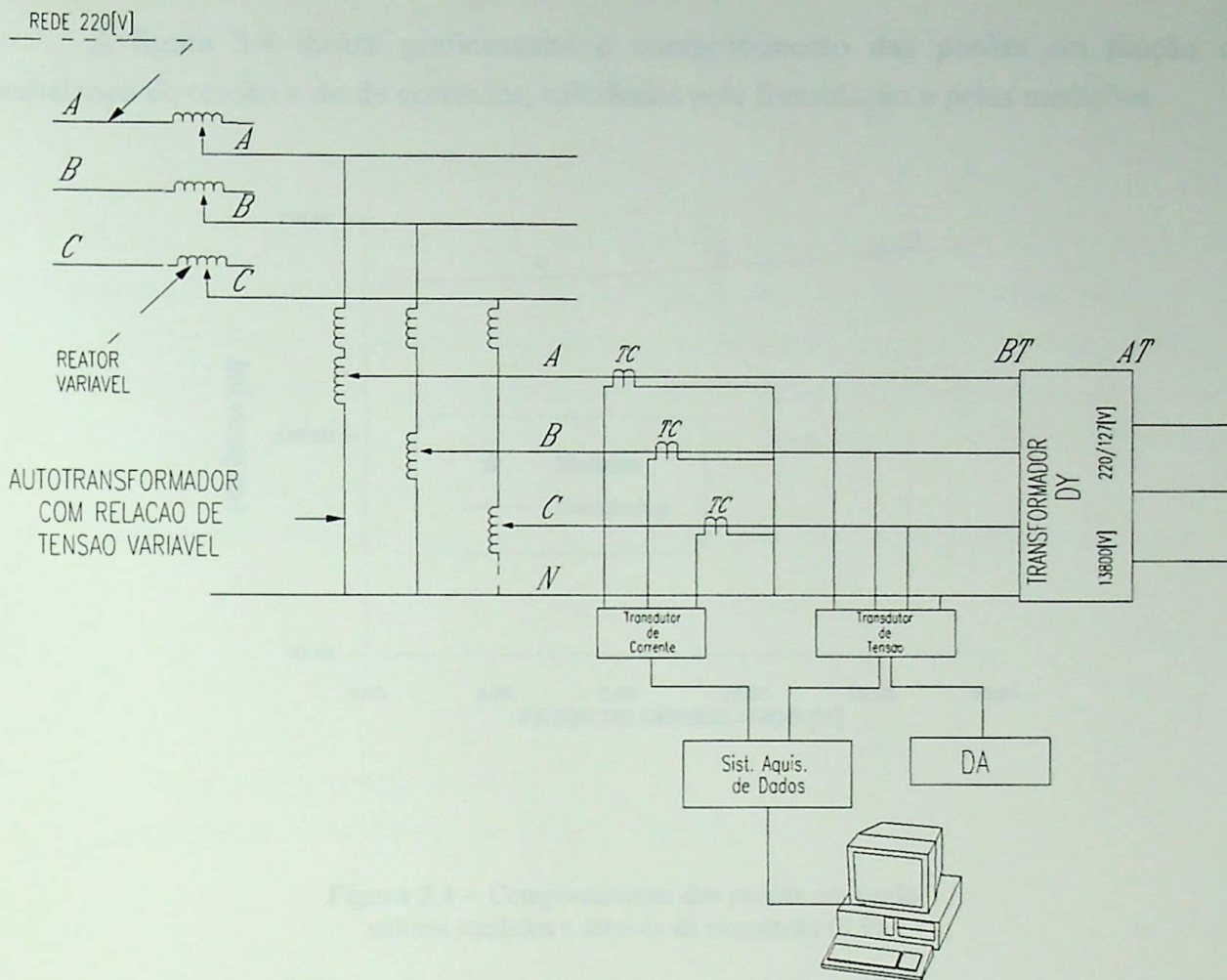


Figura 3.3 - Ensaio em vazio

As tensões foram variadas em cada fase, resultando em vários graus de desbalanço de tensões. Os resultados dos ensaios e os dos cálculos pela expressão (3.9) são os dados na tabela 3.1.

Tensões Aplicadas				Correntes em Vazio				Perdas em Vazio Medida	Perdas em Vazio (3.9)	$\xi$
$U_{a1}$	$U_{b1}$	$U_{c1}$	$f_u$	$I_a$	$I_b$	$I_c$	$f_{Ia}$	$P_o$	$P_o$	$\xi$
[V]	[V]	[V]	[%]	[A]	[A]	[A]	[%]	[W]	[W]	[%]
219.42	221.15	219.42	0.52425	1.696	1.217	1.675	20.43478	107.06	107.2014	0.12623
221.16	229.87	208.97	5.49658	1.709	1.287	1.769	18.98734	107.96	107.3627	-0.55555
220.57	241.25	198.17	11.36436	1.651	1.412	1.780	12.52567	108.49	107.8855	-0.55799
221.15	252.25	186.59	17.45018	1.586	1.486	1.815	11.42857	109.45	108.7929	-0.60809

Tabela 3.1 - Resultados de ensaios e cálculo das perdas em vazio e erro através da expressão (3.9)



A figura 3.4 ilustra graficamente o comportamento das perdas em função do desbalanço de tensão e do de correntes, calculadas pela formulação e pelas medições.

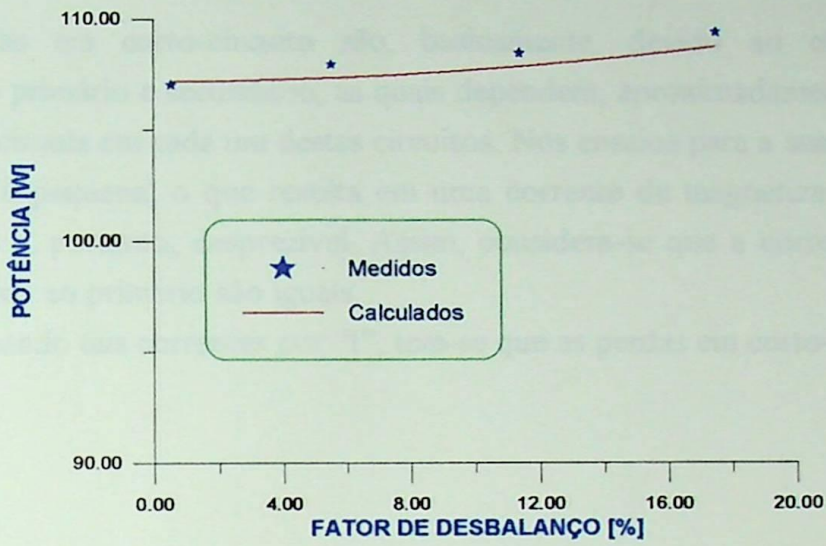


Figura 3.4 - Comportamento das perdas em vazio valores medidos e através da expressão (3.9)

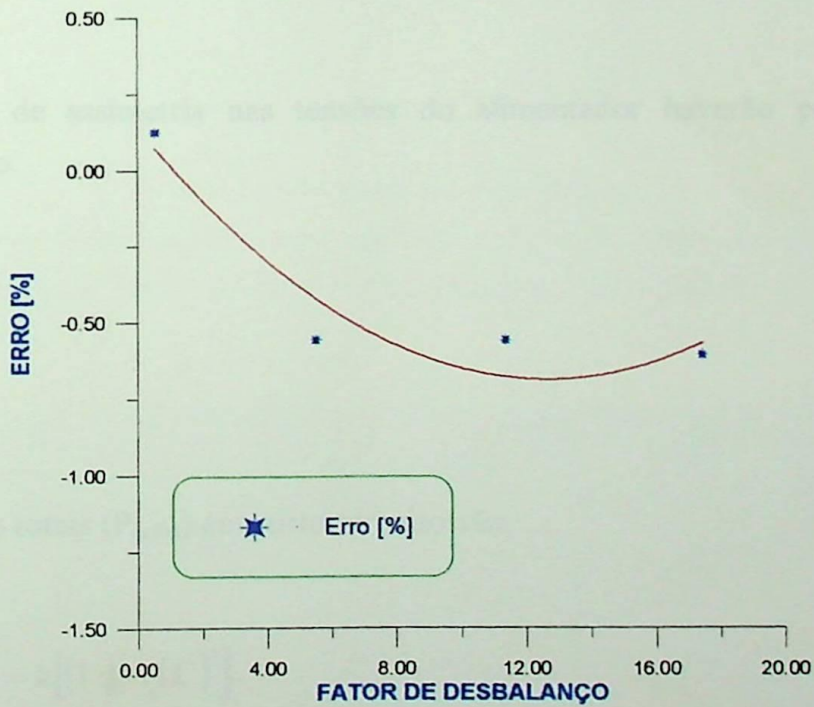


Figura 3.5 - Análise de erro entre valores medidos e calculados através da expressão (3.9)

### III.4 - INFLUÊNCIAS DOS DESBALANÇOS DE TENSÕES SOBRE AS PERDAS EM CURTO-CIRCUITO

As perdas em curto-circuito são, basicamente, devido ao efeito Joule nos enrolamentos do primário e secundário, as quais dependem, aproximadamente, do quadrado da corrente que circula em cada um destes circuitos. Nos ensaios para a sua determinação, a tensão aplicada é pequena, o que resulta em uma corrente de magnetização com valores muito reduzidos e, portanto, desprezível. Assim, considera-se que a corrente primária e a secundária referida ao primário são iguais.

Denominando tais correntes por "I", tem-se que as perdas em curto-circuito são:

$$P_{cc} = kI^2 \quad (3.10)$$

onde:

k é uma constante de proporcionalidade.

Se as correntes envolvidas são as nominais tem-se:

$$P_{ccN} = kI_N^2 \quad (3.11)$$

No caso de assimetria nas tensões do alimentador haverá perdas para cada seqüência, ou seja:

$$P_{cc}^+ = k(I^+)^2 \quad (3.12)$$

e,

$$P_{cc}^- = k(I^-)^2 \quad (3.13)$$

As perdas totais ( $P_{ccdes}$ ) em curto-circuito são:

$$P_{ccdes} = P_{cc}^+ + P_{cc}^- = k[(I^+)^2 + (I^-)^2] \quad (3.14)$$

Combinando-se (3.11) e (3.14), resulta:

$$P_{ccdes} = P_{ccN} \left( \frac{I^+}{I_N} \right)^2 [1 + f_{di}^2] \quad (3.15)$$

Para comprovar a validade da formulação, efetuou-se o ensaio em curto-circuito, como mostrado na figura 3.6. O transformador utilizado foi o mesmo descrito no item anterior.

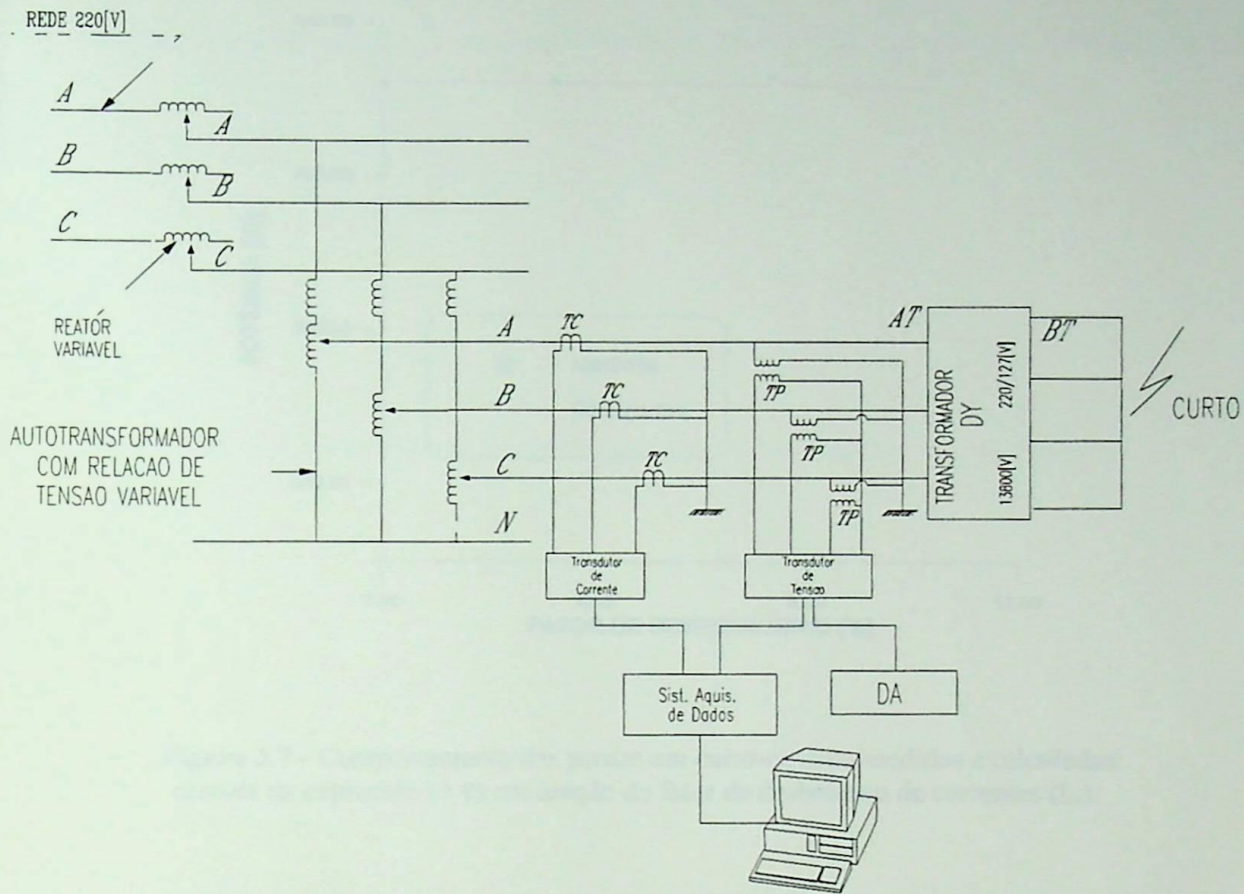


Figura 3.6 - Ensaio em curto-circuito

As correntes foram variadas em cada fase, resultando em vários graus de assimetria de tensões. Os resultados dos ensaios e os dos cálculos pela expressão (3.15) são os dados na tabela 3.2.

Tensões Aplicadas				Correntes primárias				Perdas em Curto Medida	Perdas em Curto (3.15)	$\xi$
$U_{BC}$				$I_A$	$I_B$	$I_C$	$I_a$	$P_{curto}$	$P_{curto}$	$\xi$
[V]	[V]	[V]	[V]	[A]	[A]	[A]	[A]	[W]	[W]	
477.92	477.92	477.92	0.5242	0.627	0.627	0.627	0.000	424.44	424.45714	0.00379
478.32	501.67	454.96	5.4965	0.629	0.644	0.609	3.2053	424.88	424.66502	-0.05113
474.40	528.35	431.59	11.364	0.577	0.653	0.653	7.3331	426.43	424.10474	-0.54864
474.93	554.09	409.54	17.450	0.555	0.667	0.659	10.419	427.70	423.90787	-0.89470

Tabela 3.2 - Resultados de ensaios e cálculo das perdas em curto-circuito através da expressão (3.14)

A figura 3.7 ilustra graficamente o comportamento das perdas em função do desbalanço de tensão e do de corrente, calculadas pela formulação e pelas medições.

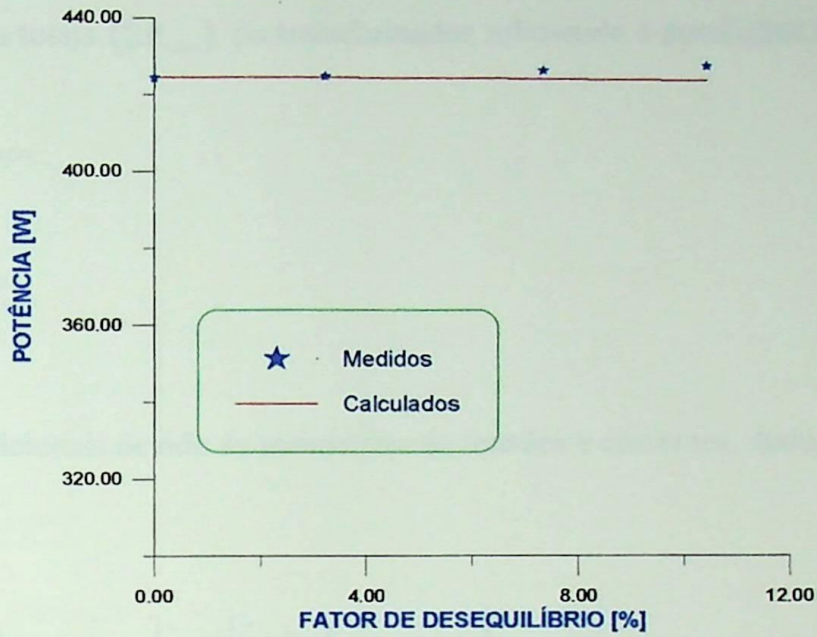


Figura 3.7 - Comportamento das perdas em curto-circuito medidas e calculadas através da expressão (3.9) em função do fator de desbalanço de correntes ( $f_{di}$ ).

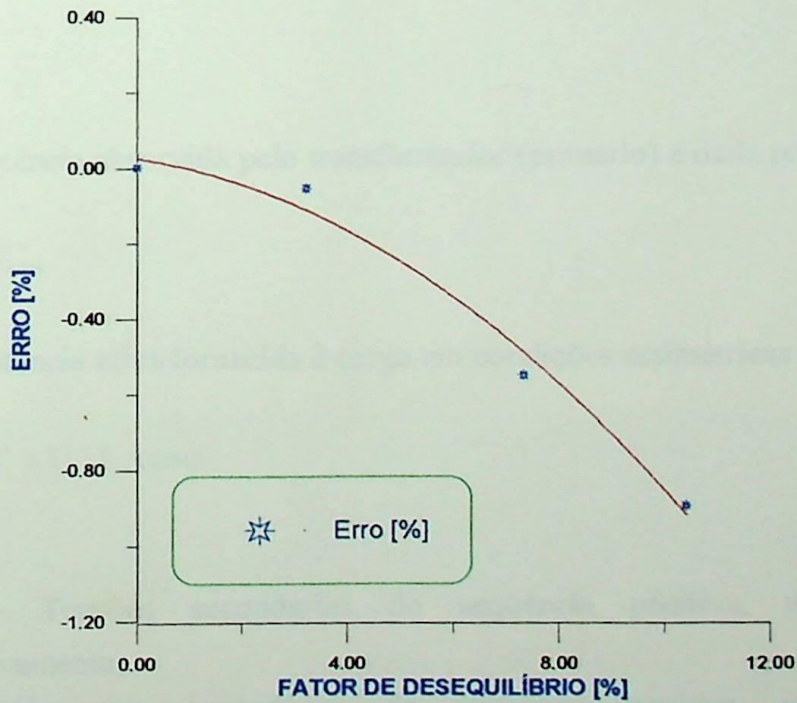


Figura 3.8 - Análise de Erro entre valores medidos e calculados através da expressão (3.15)

### III-5 - INFLUÊNCIAS DAS ASSIMETRIAS DE TENSÕES E CORRENTES SOBRE AS PERDAS TOTAIS E RENDIMENTO

As perdas totais ( $\Sigma P_{edes}$ ) do transformador submetido à condições assimétricas são:

$$\Sigma P_{edes} = P_{0des} + P_{ccdes} \quad (3.16)$$

ou

$$\Sigma P_{edes} = \Sigma P_e + P_{ades} \quad (3.17)$$

onde :

$P_{ades}$  - perdas adicionais devido às assimetrias de tensões e correntes, dados por:

$$\Sigma P_e = P_{ccN} + P_{oN} \quad (3.18)$$

$$P_{ades} = P_{ccN} \left[ \left[ \frac{I^+}{I_N} \right]^2 [1 + f_{di}^2] - 1 \right] + P_{oN} \left[ \left[ \frac{U^+}{U_N} \right]^2 [1 + f_d^2] - 1 \right] \quad (3.19)$$

Nestas condições, o rendimento é dado por:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \quad (3.20)$$

Onde:

$P_1$  é a potência absorvida pelo transformador (primário) e dada por:

$$P_1 = P_2 + \Sigma P_e + P_{ades} \quad (3.21)$$

$P_2$  é a potência ativa fornecida à carga em condições assimétricas e dada por:

$$P_{des} = U^+ \cdot I^+ \cos\phi^+ + U^- \cdot I^- \cdot \cos\phi^- \quad (3.22)$$

Sendo:

$U_2^+, U_2^-, U_2^0$  - Tensões secundárias de seqüência positiva, negativa e zero, respectivamente;

$I_2^+, I_2^-, I_2^0$  - Correntes secundárias de seqüência positiva, negativa e zero, respectivamente;

$\cos \varphi_2^+$ ,  $\cos \varphi_2^-$ ,  $\cos \varphi_2^0$  - Fator de potência secundário de seqüência positiva, negativa e zero, respectivamente;

Assim:

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + \sum P_c + P_{ades}} \quad (3.23)$$

$$\eta = \frac{3[U_2^+ \cdot I_2^+ \cos \varphi_2^+ + U_2^- \cdot I_2^- \cos \varphi_2^- + U_2^0 \cdot I_2^0 \cos \varphi_2^0]}{3[U_2^+ \cdot I_2^+ \cos \varphi_2^+ + U_2^- \cdot I_2^- \cos \varphi_2^- + U_2^0 \cdot I_2^0 \cos \varphi_2^0] + P_{0N} + P_{ccN} + P_{ades}} \quad (3.24)$$

Para analisar a validade da formulação efetuou-se várias medições com o transformador citado anteriormente em carga. A figura 3.9 ilustra a montagem prática e a tabela 3.3, os resultados obtidos.

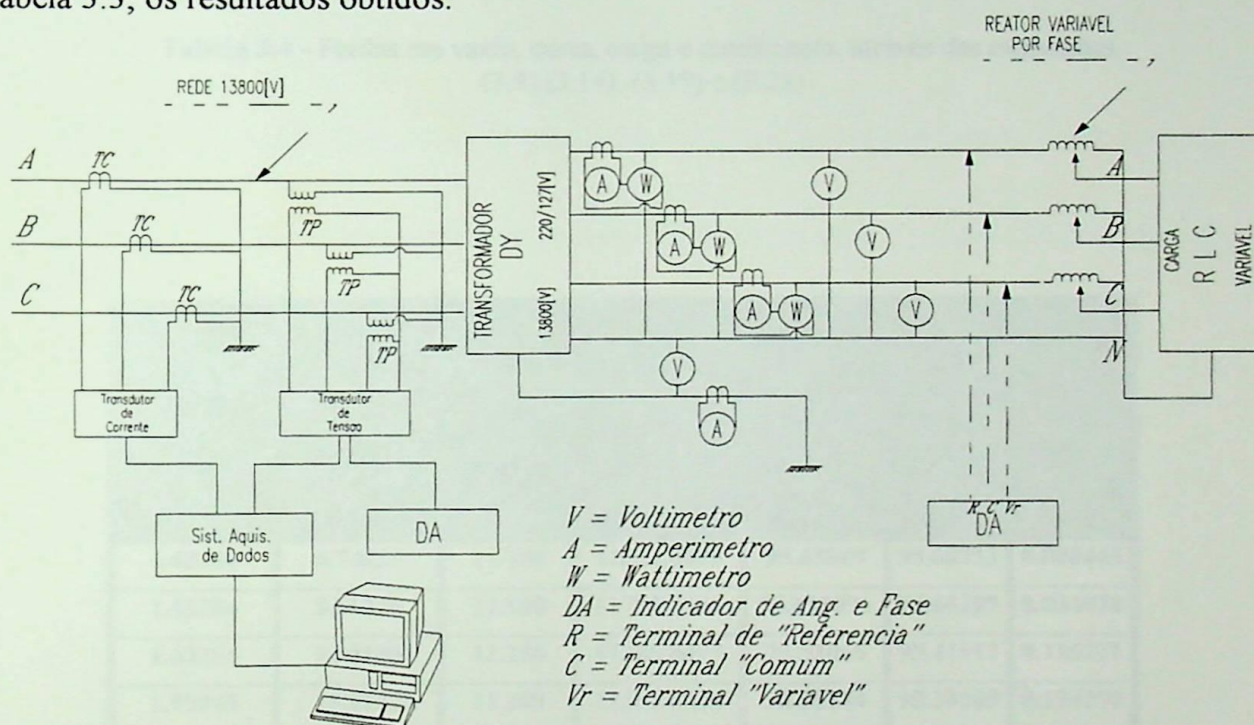


Figura 3.9 - Avaliação do transformador em carga

Ensaio em Carga								
$P_2$ [W]	$U_{an}$ [V]	$U_{bn}$ [V]	$U_{cn}$ [V]	$F_2$ [%]	$I_a$ [A]	$I_b$ [A]	$I_c$ [A]	$F_2$ [W]
11.700	120	123	123	1.63284	39.50	39.50	39.50	6.74836
11.800	120	123	123	1.63284	39.50	37.50	41.50	8.86770
11.250	120	123	123	1.63284	39.50	35.50	43.50	14.5130
11.200	120	124	123	1.95805	39.50	33.50	45.50	15.9137

Tabela 3.3 - Valores obtidos em Carga

As tabelas 3.4 e 3.5 apresenta os valores das perdas adicionais e calculadas através da formulação desenvolvida.

<b>Análise dos Dados obtidos pelas expressões (3.9),(3.14),(3.15) e (3.21)</b>						
$F_d$ [%]	$F_{d1}$ [%]	$P_0$ (3.9) [W]	$P_{cor/5^\circ C}$ (3.14) [W]	$P_2$ (3.19) [W]	$P_{calc}$ (3.15) [W]	$\eta$ (3.21) [%]
1.63284	6.74836	98.91193	425.4776	11832.4078	1.609337	95.68753
1.63284	8.86770	98.91193	426.3367	11790.7186	2.761633	95.66399
1.63284	14.5130	98.91193	427.5623	11226.8475	7.321623	95.41917
1.95805	15.9137	99.45901	429.7701	11161.6038	8.852481	95.38109

**Tabela 3.4** - Perdas em vazio, curto, carga e rendimento, através das expressões (3.9),(3.14), (3.19) e (3.21)

<b>Análise dos Dados Medidos, Calculados e Erros</b>						
$F_d$ [%]	$F_{d1}$ [%]	$P_2$ Medido [W]	$P_2$ (3.19) [W]	$\eta$ Medido [%]	$\eta$ (3.21) [%]	$\xi$ [%]
1.63284	6.74836	11.700	11832.4078	95.69369	95.68753	0.006445
1.63284	8.86770	11.800	11790.7186	95.693091	95.66399	0.034074
1.63284	14.5130	11.250	11226.8475	95.53066	95.41917	0.116771
1.95805	15.9137	11.200	11161.6038	95.55284	95.38109	0.154270

**Tabela 3.5** - Potência secundária medida e calculada (3.19), rendimento medido e calculado (3.21), e análise de erro

A figura 3.10 ilustra graficamente o comportamento esperado das perdas adicionais devido à assimetria calculadas pela expressão (3.19) em percentagem das perdas nominais:

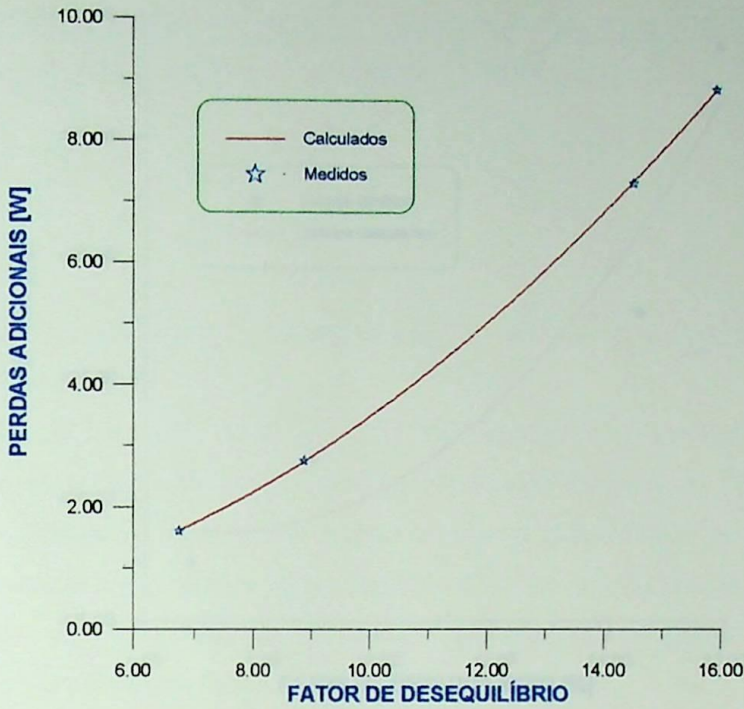


Figura 3.10 - Perdas adicionais em função do fator de desbalanço de tensões( $f_d$ ) e de corrente ( $f_{di}$ )

A figura 3.11 ilustra graficamente as potências secundárias medida e calculadas através das expressão (3.22)

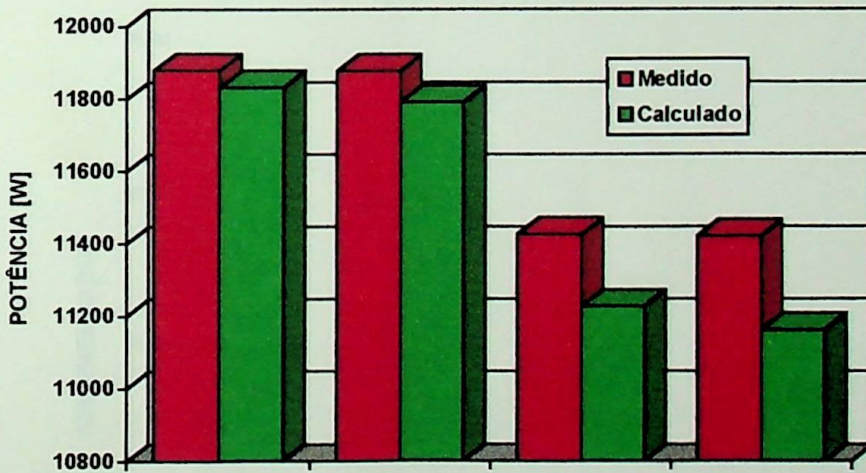
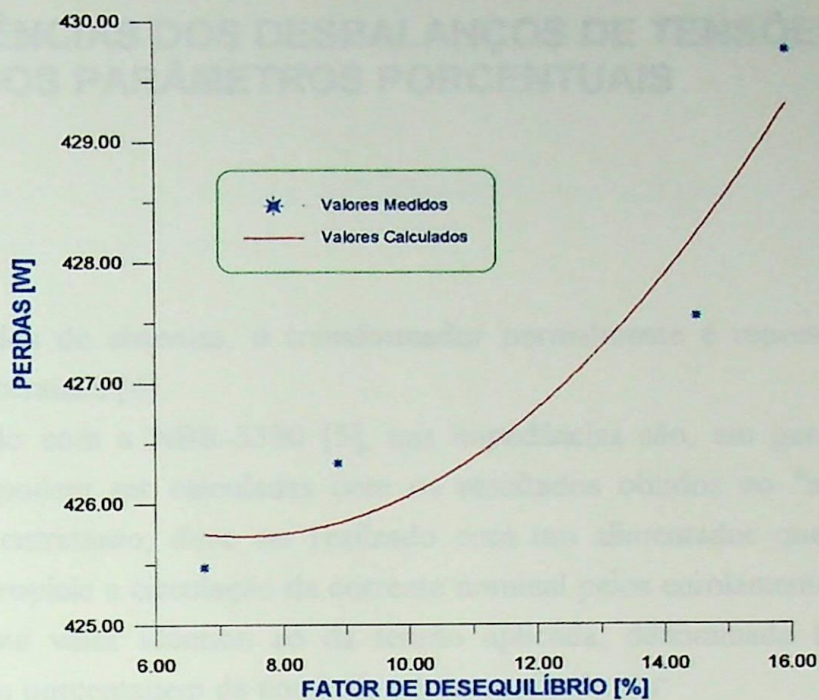


Figura 3.11 - Variação da Potência Secundária medida e calculada através de (3.22)

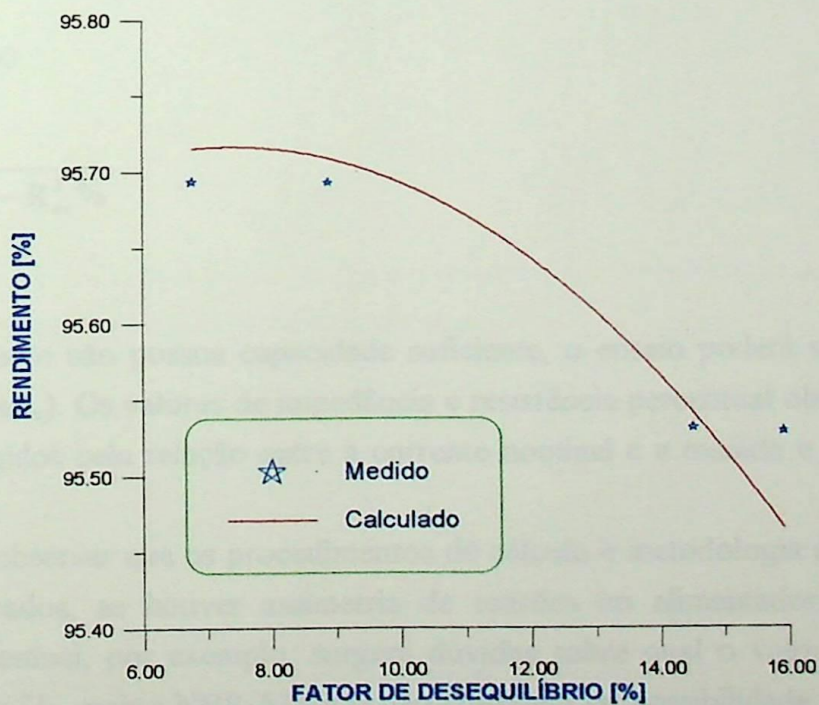
A figura 3.12 apresenta o comportamento das Perdas em Curto para condição de carga calculado pela expressão (3.15) em função dos fatores de desbalanço de tensões e de corrente ( $f_{di}$ )





**Figura 3.12** - Comportamento das Perdas em Curto para condição de Carga calculadas pela expressão (3.15) em função de ( $f_{di}$ )

A figura 3.13 apresenta o comportamento do rendimento calculado pela expressão (3.24) e o resultado das medições em função dos fatores de desbalanço de tensões e de corrente ( $f_{di}$ )



**Figura 3.13** - Comportamento do Rendimento calculado pela expressão (3.24) e o resultado das medições em função de ( $f_{di}$ )

### III.6 - INFLUÊNCIAS DOS DESBALANÇOS DE TENSÕES SOBRE O CÁLCULO DOS PARÂMETROS PORCENTUAIS

Em estudos de sistemas, o transformador normalmente é representado por suas impedâncias percentuais [4].

De acordo com a NBR-5380 [5], tais impedâncias são, em geral, expressas em porcentagem e podem ser calculadas com os resultados obtidos no "ensaio em curto-circuito". Este, entretanto, deve ser realizado com um alimentador que possua *tensões equilibradas* e propicie a circulação da corrente nominal pelos enrolamentos. Neste caso, a impedância possui valor idêntico ao da tensão aplicada, denominada tensão de curto-circuito ( $U_{cc}$ ), em porcentagem da nominal, e é determinada por:

$$Z_{cc} \% = \frac{U_{cc}}{U_N} \times 100 \quad (3.25)$$

A resistência e a reatância percentual são calculadas através de:

$$R_{cc} \% = \frac{P_{cc}}{S_N} \times 100 \quad (3.26)$$

$$X_{cc} \% = \sqrt{Z_{cc}^2 \% - R_{cc}^2 \%} \quad (3.27)$$

Caso a fonte não possua capacidade suficiente, o ensaio poderá ser efetuado com corrente reduzida ( $I_c$ ). Os valores de impedância e resistência percentual obtidos, entretanto, devem ser corrigidos pela relação entre a corrente nominal e a medida e o seu quadrado, respectivamente.

Deve-se observar que os procedimentos de cálculo e metodologia normalizados não podem ser aplicados, se houver assimetria de tensões no alimentador. No cálculo da impedância percentual, por exemplo, surgem dúvidas sobre qual o valor de tensão a ser empregado como  $U_{cc}$ , pois a NBR-5380[5] não considera tal possibilidade.

Além disso, como as correntes das três fases são diferentes entre si e distintas da nominal, é necessário corrigir os resultados para esta última condição. As mesmas observações anteriores são válidas também para esta situação.

Neste contexto, algumas das possíveis adaptações aos procedimentos normalizados são:

a) Adotar o valor de  $U_{cc}$  e  $I_e$  como a média aritmética das três tensões e das correntes do alimentador, respectivamente, ou seja:

$$I_e = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} \quad (3.28)$$

$$U_{cc} = \frac{U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}}{3} \quad (3.29)$$

$$Z\% = \frac{U_{cc}}{U_N} \frac{I_e}{I_N} 100 \quad (3.30)$$

b) Adotar o valor de  $U_{cc}$  como a média aritmética das três tensões e  $I_e$  como a de sequência positiva do alimentador, respectivamente, ou seja:

$$I_e = I_A^+ \quad (3.31)$$

$$U_{cc} = \frac{U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}}{3} \quad (3.32)$$

$$Z\% = \frac{U_{cc}}{U_N} \frac{I_e}{I_N} 100 \quad (3.33)$$

c) Adotar o valor de  $U_{cc}$  como a de sequência positiva e  $I_e$  como a média aritmética das três correntes do alimentador, respectivamente, ou seja:

$$I_e = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} \quad (3.34)$$

$$U_{cc} = U_{AB}^+ \quad (3.35)$$

$$Z\% = \frac{U_{cc}}{U_N} \frac{I_e}{I_N} 100 \quad (3.36)$$

c) Adotar o valor de  $U_{cc}$  e  $I_e$  como a tensão e corrente de sequência positiva do alimentador, respectivamente, ou seja:

$$I_e = I_A^+ \quad (3.37)$$

$$U_{cc} = U_{AB}^+ \quad (3.38)$$

$$Z\% = \frac{U_{cc}}{U_N} \frac{I_e}{I_N} 100 \quad (3.39)$$

Com os resultados do ensaio em curto-circuito mostrados em tópico anterior, avaliou-se a influência dessas considerações sobre o cálculo dos parâmetros percentuais em função do desbalanço de tensões, obtendo-se os resultados e respectivos erros fornecidos na tabela 3.6. Os erros referem-se à diferença percentual entre a impedância calculada aplicando-se tensões equilibradas e as com tensões desequilibradas.

$F_{3s}\%$	0.00000000	3.20526756	7.33307432	10.41870682
$F_d\%$	0.52425272	5.49658024	11.36436082	17.45017576
$Z\%(3.30)$	3.79382924	3.80228001	3.80212096	3.81105118
$Z\%(3.33)$	3.79382924	3.80143145	3.79236207	3.79196467
$Z\%(3.36)$	3.79382924	3.79975949	3.79085414	3.78531805
$Z\%(3.39)$	3.79382924	3.79891173	3.78113602	3.76641302
$\xi\%(3.30)$	0.00000000	0.22225527	0.21808148	0.45189485
$\xi\%(3.33)$	0.00000000	0.19998290	-0.03868750	-0.04917156
$\xi\%(3.36)$	0.00000000	0.15606909	-0.07848101	-0.22484749
$\xi\%(3.39)$	0.00000000	0.13378797	0.33569865	-0.72791329

Tabela 3.6 - Parâmetros percentuais e respectivos erros

Observa-se que, embora os erros possam ser considerados pequenos, a tolerância admitida para a impedância percentual em relação aos dados de placa de transformadores de distribuição é de, no máximo, 0,5% conforme a NBR-5380 [5]. A impedância de placa foi adotada como aquela obtida em ensaio com tensões e correntes simétricas.

Por outro lado, conforme Wagner & Evans [1]:

Como alternativa, sugere-se que  $Z\%$  seja calculado por:

$$Z\% = \frac{Z^+}{Z_B} 100 \quad (3.40)$$

onde:

$$Z^+ = \frac{U^+}{\sqrt{3}I^+} \quad (3.41)$$

e,

$$Z_B = \frac{U_N^2}{S_N} \quad (3.42)$$

Portanto,

$$Z\% = \frac{U^+ S_N}{\sqrt{3}I^+ U_N^2} 100 \quad (3.43)$$

A tabela 3.7 e as figuras 3.14 e 3.15 mostram os resultados dos cálculos dos parâmetros percentuais em função do desbalanço de tensões e respectivos erros, utilizando-se os valores obtidos no ensaio em curto-circuito mostrados em tópico anterior.

$F_{d1}\%$	0.00000000	3.20526756	7.33307432	10.41870682
$F_{d2}\%$	0.52425272	5.49658024	11.36436082	17.45017576
$Z\%(3.43)$	3.79382924	3.80060752	3.80060756	3.80435739
$\xi\%(3.43)$	0.00000000	0.17834727	0.17834825	-0.27673913

Tabela 3.7- Parâmetros percentuais e respectivos erros

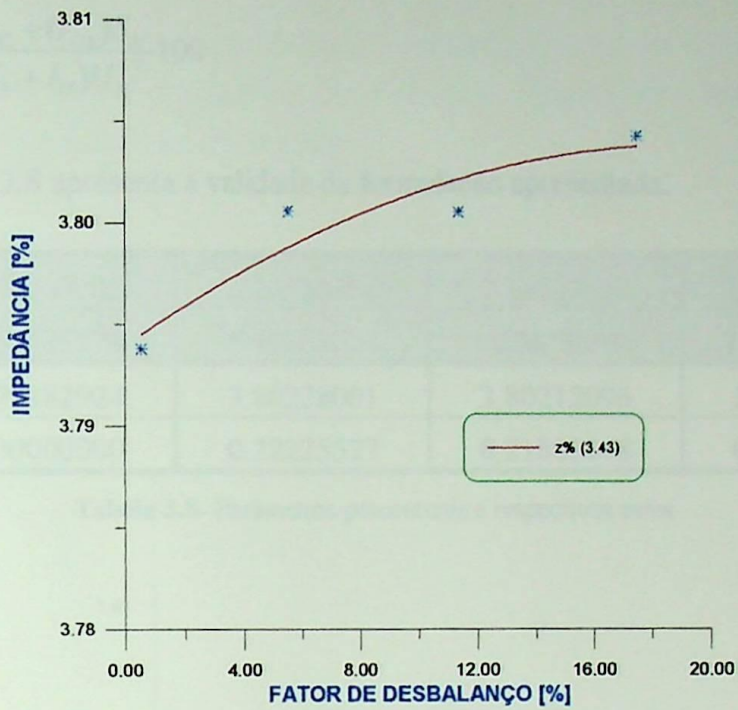


Figura 3.14 - Variação de  $Z\%$  calculada por (3.44) em função de  $Fd\%$

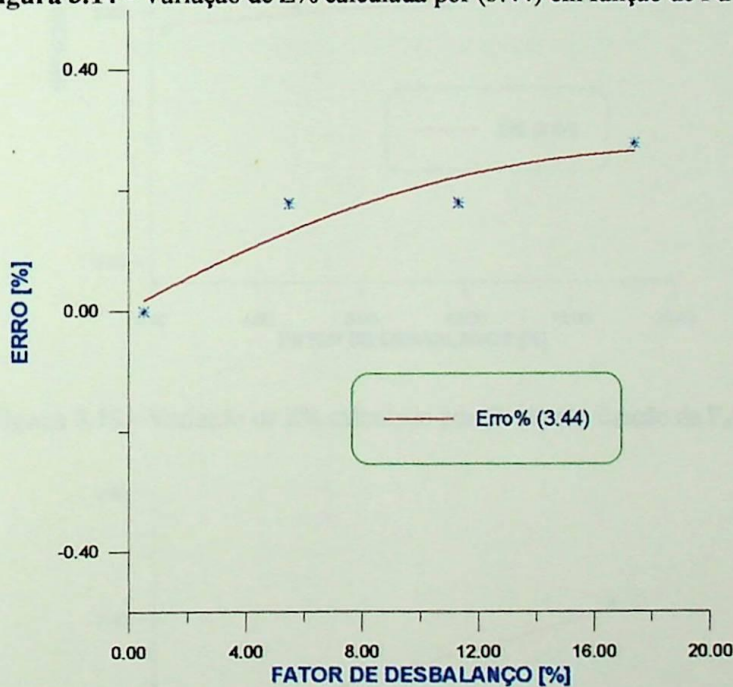


Figura 3.15 - Variação de  $\xi\%$  em função de  $Fd\%$

Verifica-se que os valores obtidos, para qualquer fator de desbalanço, apresentam erros muito pequenos, inferiores à tolerância estabelecida em norma.

A utilização de valores médios das tensões e correntes apresentam resultados semelhantes, ou seja:

$$Z\% = \frac{(U_{AB} + U_{BC} + U_{CA})S_N}{\sqrt{3}(I_A + I_B + I_C)U_N^2} 100 \quad (3.44)$$

A Tabela 3.8 apresenta a validade da formulação apresentada.

<b>F<sub>d</sub>%</b>	<b>0.00000000</b>	<b>3.20526756</b>	<b>7.33307432</b>	<b>10.41870682</b>
<b>F<sub>d</sub>%</b>	<b>0.52425272</b>	<b>5.49658024</b>	<b>11.36436082</b>	<b>17.45017576</b>
<b>Z%(3.44)</b>	3.79382924	3.80228001	3.80212096	3.81105118
<b>ξ%(3.44)</b>	0.00000000	0.22225527	0.21808148	0.45189485

Tabela 3.8- Parâmetros percentuais e respectivos erros

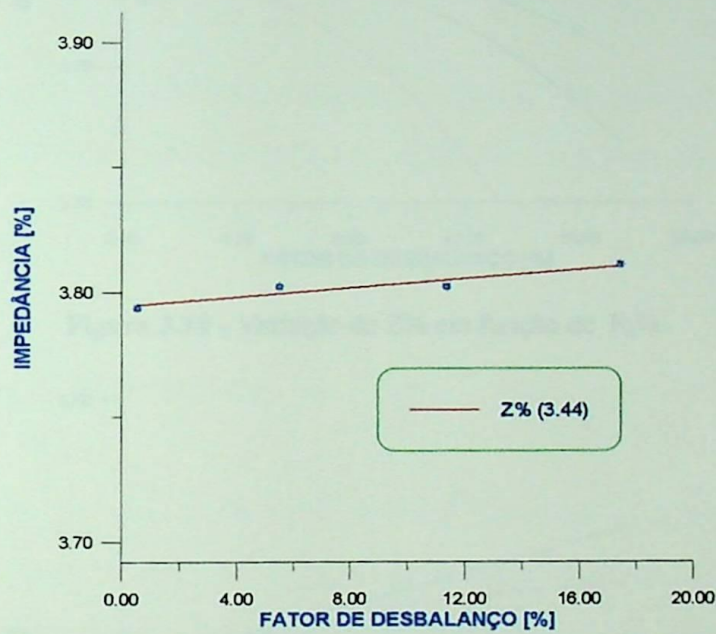


Figura 3.16 - Variação de Z% calculado por (3.44) em função de F<sub>d</sub>%

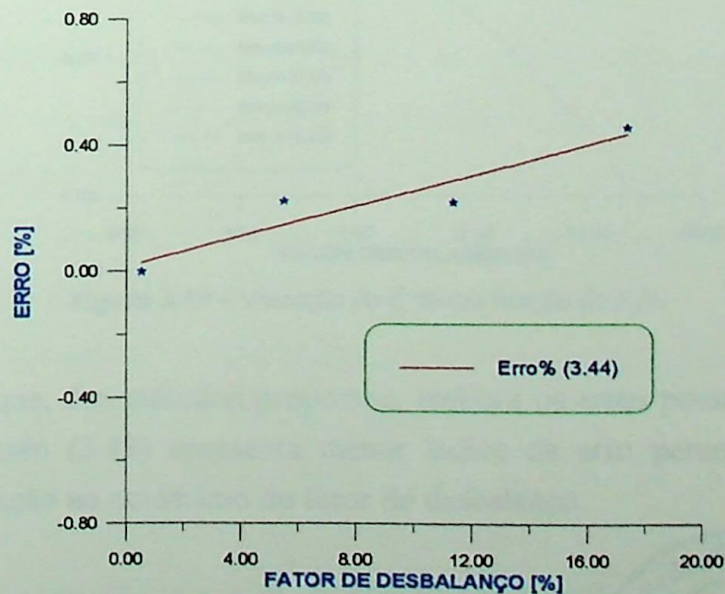


Figura 3.17 - Variação de ξ % em função de F<sub>d</sub>%

A figura 3.18 analisa os resultados dos parâmetros percentuais obtidos através de todos os métodos propostos e a figura 3.19 os resultados dos respectivos erros percentuais, ambos em função do desbalanço de tensões

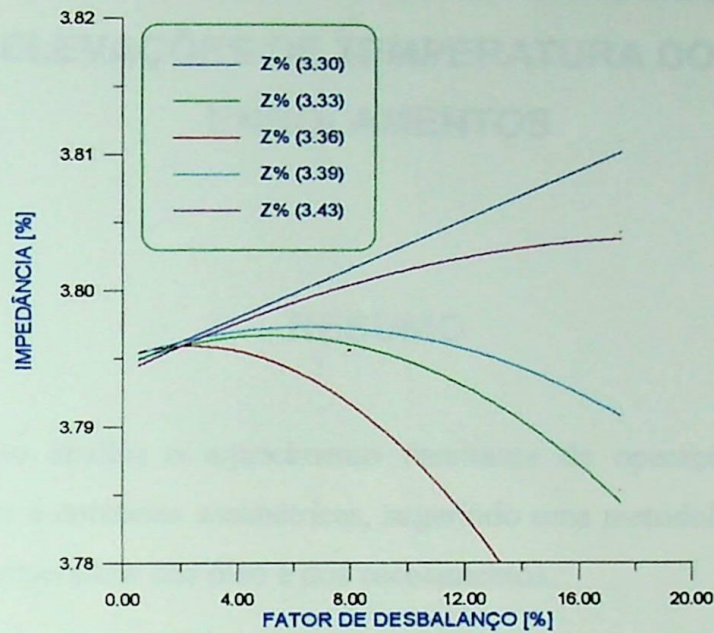


Figura 3.18 - Variação de  $Z\%$  em função de  $F_d\%$

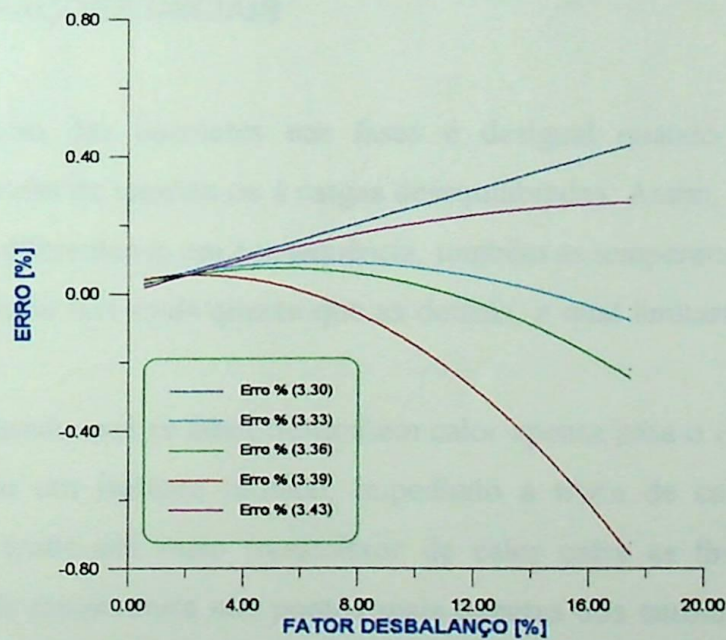


Figura 3.19 - Variação de  $\xi\%$  em função de  $F_d\%$

Observa-se que, dos métodos propostos, embora os erros possam ser considerados pequenos, a expressão (3.43) apresenta menor índice de erro percentual e tendência a estabilização em relação ao acréscimo do fator de desbalanço.





## **CAPÍTULO IV**

# **INFLUÊNCIAS DAS ASSIMETRIAS DE TENSÕES E CORRENTES SOBRE AS ELEVAÇÕES DE TEMPERATURA DO ÓLEO E DOS ENROLAMENTOS**

### **RESUMO**

Este capítulo analisa o aquecimento resultante da operação do transformador submetido à tensões e correntes assimétricas, sugerindo uma metodologia para a avaliação das elevações de temperatura dos óleo e dos enrolamentos.

#### **IV.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

A distribuição das correntes nas fases é desigual quando o transformador é submetido à assimetrias de tensões ou à cargas desequilibradas. Assim, as perdas resultantes do efeito Joule são diferentes e, em consequência, também as temperaturas. Nestas condições, haverá uma fase mais quente que as demais, a qual limitará o carregamento do transformador.

Será considerado que as fases transmitem calor apenas para o óleo, supondo-se que este funciona como um isolante térmico, impedindo a troca de calor entre elas. Para considerar o óleo como um meio transmissor de calor entre as fases, seria necessário realizar medições de temperatura nos pontos mais quentes dos enrolamentos, ou seja, em suas seções internas, o que foge à finalidade desta dissertação.

Em termos aplicativos, o estudo do processo de aquecimento torna-se de difícil solução se certas aproximações não forem efetuadas.

Para simplificar, assume-se que calor gerado na parte ativa dos transformadores resulta em elevação de temperatura dos enrolamentos e do óleo, os quais são corpos homogêneos e onde a energia é absorvida e fornecida uniformemente.

As normas adotam valores limites para ambos os casos, visando fornecer parâmetros de referência nas mais diversas situações operacionais, como os estabelecidos pela NBR 5356/81 [6] e fornecidos resumidamente na Tabela 4.1.

LIMITES DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA CONFORME NBR 5356/81					
TIPOS DE TRANSFORMADORES		LIMITES DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA (A)			
		DOS ENROLAMENTOS			DO ÓLEO
		Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido	Do ponto mais quente	
Em Óleo	Sem conservador ou gás inerte acima do óleo	55	60	65	50 <sup>(B)</sup>
	Com conservador ou gás inerte acima do óleo	55 65 <sup>(D)</sup>	60 70 <sup>(D)</sup>	65 80 <sup>(D)</sup>	55 <sup>(C)</sup> 65 <sup>(C)(D)</sup>
Secos		55		65	-
		80		90	-
		105		115	-
		130		140	-

- (A) - Os materiais isolantes, de acordo com experiência prática e ensaios, devem ser adequados para o limite de elevação de temperatura em que o transformador é enquadrado
- (B) - Medida próxima a superfície do óleo
- (C) - Medida próxima a parte superior do tanque, quando tiver conservador, e próxima à superfície do óleo, no caso de gás inerte.
- (D) - Quando for utilizada isolação de papel, este deverá ser termoestabilizado

**Tabela 4.1** - Limites de elevação de Temperatura conforme a NBR 5356/81 [6]

Ainda na citada tabela, tem-se :

- a) Transformadores com elevação de temperatura dos enrolamentos não superior a 55<sup>o</sup> C e elevação de temperatura de ponto mais quente do enrolamento acima do ambiente, não superior a 65<sup>o</sup> C;
- b) Transformadores com elevação média de temperatura dos enrolamentos acima do ambiente não superior a 65<sup>o</sup> C e elevação de temperatura do ponto mais quente, acima do ambiente , não superior a 80<sup>o</sup> C.

Nesta dissertação, entretanto, somente serão considerados os de 55<sup>o</sup> C, por serem os mais comuns.

Para estes transformadores, a norma NBR 5416/81 [7] adota as limites admissíveis de temperatura fornecidos pela tabela 4.2.

TRANSFORMADOR		
<b>MÁXIMA TEMPERATURA</b>	Topo do Óleo	110[°C]
	Ponto mais Quente	150[°C]

**Tabela 4.2** - Máximas Temperaturas Admissíveis pela NBR 5416/81 [7 ]

As operações acima do limite de 140<sup>o</sup> C conforme a citada norma, devem ser tratadas com um certo cuidado, pois poderá haver formações de gases na isolação sólida e no óleo, o que pode representar um risco potencial para a integridade de rigidez dielétrica do transformador.

#### **IV.2 - ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO ÓLEO EM CONDIÇÕES SIMÉTRICAS**

O calor gerado pela parte ativa de um transformador operando com uma certa carga é igual à soma do transmitido ao ambiente e do armazenado em suas partes.

Desta forma, o balanço de calor para o óleo é dado por:

$$\sum P_e dt = C d(\Delta\theta_o) + A(\Delta\theta_o)dt \quad (4.1)$$

Onde :

$\sum P_e$  - Perdas totais do transformador [kW];

C - Capacidade térmica do óleo do transformador [kWh/<sup>o</sup>C];

A - Coeficiente de transmissão de calor [kW/<sup>o</sup>C];

$\Delta\theta_o$  - Elevação de temperatura do óleo no instante t sobre a temperatura no instante t = 0  
<sup>o</sup>C.

Resolvendo-se (4.1) em relação a  $\Delta\theta_o$ , tem-se:

$$\Delta\theta_o = \frac{\sum P_e}{A} \left( 1 - e^{-\frac{t}{C/A}} \right) + \Delta\theta_{oi} e^{-\frac{t}{C/A}} \quad (4.2)$$

ou,

$$\Delta\theta_o = \frac{\sum P_e}{A} \left[ 1 - e^{-\frac{t}{T_o}} \right] + \Delta\theta_{oi} e^{-\frac{t}{T_o}} \quad (4.3)$$

Onde:

$T_o$  é a constante de tempo térmica do óleo do transformador;

$\Delta\theta_{oi}$  Elevação inicial de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente para  $t = 0$ .

Por outro lado, chamando-se de  $T_n$  a constante de tempo térmica do óleo para a carga nominal, considerando-se a elevação inicial de temperatura do topo do óleo de  $0^\circ\text{C}$  sobre a ambiente, tem-se que em termos práticos:

$$T_o = T_n = C \frac{\Delta\theta_{ON}}{\sum P_{eN}} \quad (4.4)$$

onde:

$\Delta\theta_{ON}$  elevação final de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente sob carga nominal [ $^\circ\text{C}$ ];

$\sum P_{eN}$  Perda totais sob carga nominal.

O valor da capacidade térmica do óleo ( $C$ ) pode ser calculado [7] para:

a) transformadores com fluxo de óleo não dirigido

$$C = (0.132G_{Nb} + 0.088G_{TA} + 0.251V_o) 10^{-3} \quad (4.5)$$

b) transformadores com fluxo de óleo dirigido

$$C = (0.132G_{Nb} + 0.132G_{TA} + 0.510V_o)10^{-3} \quad (4.6)$$

Onde:

C = Capacidade térmica do transformador, em W/°C;

$G_{Nb}$  = Peso do núcleo e das bobinas, em kg;

$G_{TA}$  = Peso do tanque e acessórios, em kg; e,

$V_o$  = Volume de óleo, em litros

A expressão (4.3) pode ser rescrita como:

$$\Delta\theta_o = \Delta\theta_{of} \left[ 1 - e^{\frac{-\Delta t}{T_o}} \right] + \Delta\theta_{oi} e^{\frac{-\Delta t}{T_o}} \quad (4.7)$$

Sendo:

$\Delta\theta_{of}$  - é a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente para uma determinada carga, em °C.

No resfriamento tem-se:

$$\Delta\theta_o = \Delta\theta_{oi2} \left[ 1 - e^{\frac{-\Delta t}{T_o}} \right] + \Delta\theta_{oi} e^{\frac{-\Delta t}{T_o}} \quad (4.8)$$

$\Delta\theta_{oi2}$  é a elevação de temperatura sobre a ambiente, para uma carga aplicada que possibilite o resfriamento:

Comparando-se as expressões (4.7) e (4.3), conclui-se que:

$$\Delta\theta_{of} = \frac{\sum P_e}{A} \quad (4.9)$$

A expressão (4.9), entretanto, não inclui o efeito do sistema de refrigeração sobre a elevação de temperatura do óleo. Conforme a norma NBR 5416/81 [7], o comportamento desta grandeza pode ser melhor representada através de:

$$\Delta\theta_{of} = K\left(\sum P_c\right)^n \quad (4.10)$$

Onde:

$K$  - é uma constante de proporcionalidade;

$n$  - expoente que depende do tipo de resfriamento, assumindo os valores através de [7] para elevação de 55°C sob carga nominal:

a) para transformadores ONAN

$$n = 0,8 \quad (4.11)$$

b) para transformadores ONAF $\leq$ 133%, ONAF $>$ 133%

$$n = 0,9 \quad (4.12)$$

c) para transformadores OFAF ou OFWF, ODAF ou ODWF

$$n = 1. \quad (4.13)$$

Aplicando-se a expressão (4.10) para uma condição operacional qualquer e para as condições nominais, resulta:

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left( \frac{\sum P_c}{\sum P_{eN}} \right)^n \quad (4.14)$$

Para tensões e correntes simétricas, tem-se:

$$\sum P_c = P_0(f_c^2 R + 1) \quad (4.15)$$

Sendo  $R$  a relação entre as perdas em curto-circuito e às em vazio nas condições nominais e  $f_c$ , a fração de plena carga, ou seja:

$$R = \frac{P_{ccN}}{P_0} \quad (4.16)$$

e,

$$f_c = \frac{I}{I_N} \quad (4.17)$$

Onde  $I$  e  $I_N$  são as correntes correspondente à uma carga qualquer e à nominal, respectivamente.

Por outro lado,

$$\sum P_{eN} = P_0(R+1) \quad (4.18)$$

Assim:

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} \left( \frac{f_c^2(R+1)}{R+1} \right)^n \quad (4.19)$$

A expressão (4.18) correspondente à fornecida na NBR 5416/81 [7] para o cálculo da elevação final de temperatura do topo do óleo sobre a ambiente. De sua análise é possível concluir que o coeficiente de transmissão de calor ( $e$ , em consequência, a constante de tempo térmica) varia com a carga, excetuando-se alguns tipos de transformadores. Em termos práticos, entretanto, estes valores são considerados como constantes, e podem ser obtidos como mostrado, acarretando em erro desprezível.

De forma a comprovar esta afirmação executou-se o ensaio de aquecimento com transformador alimentado por tensões equilibradas, como mostrado na Figura 4.1, cujos resultados podem ser comparados com o modelo térmico descrito.

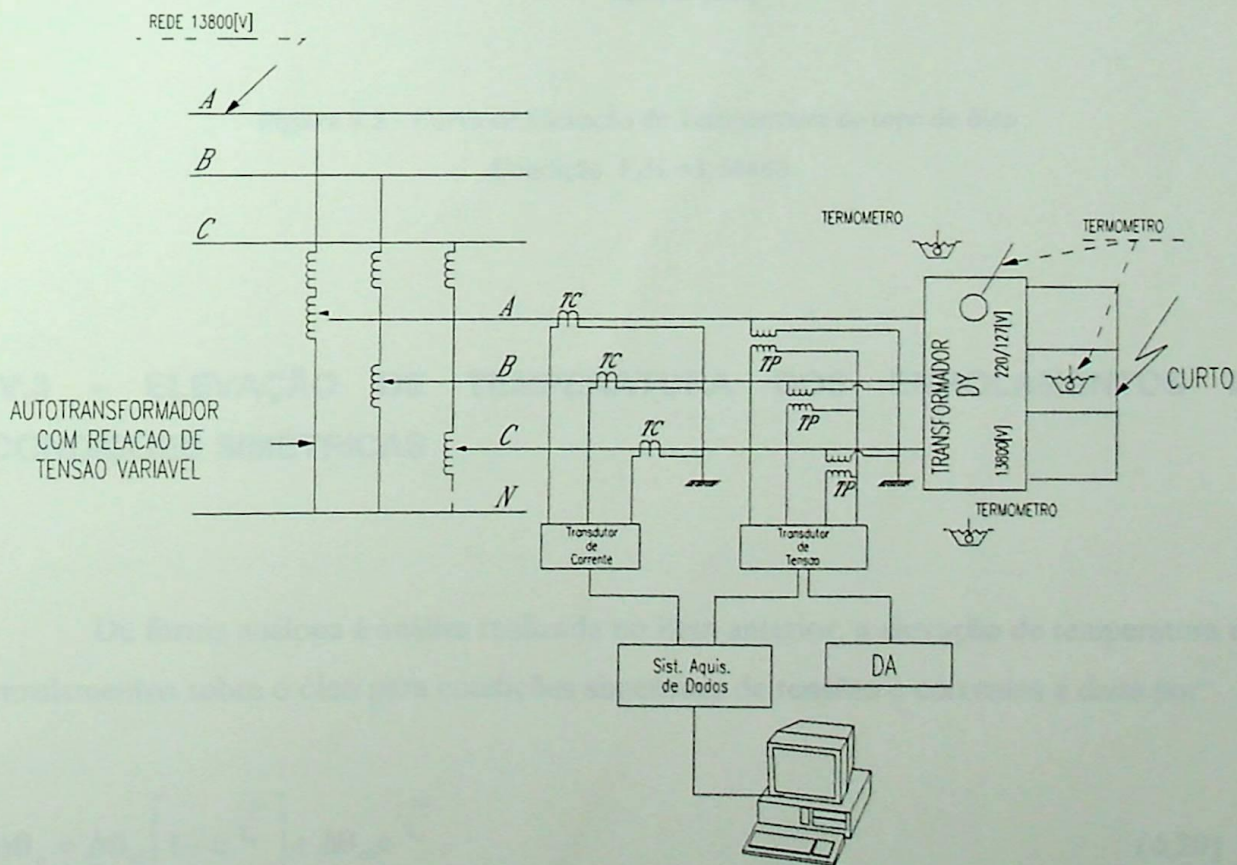


Figura 4.1 - Ensaio de aquecimento tensões equilibrada

A figura 4.2 mostra, a título de exemplo, a curva  $\Delta\theta_o = f(t)$ , obtida através de ensaios e pela aplicação do modelo térmico descrito. O transformador é o citado no capítulo anterior, sendo do tipo ONAN.

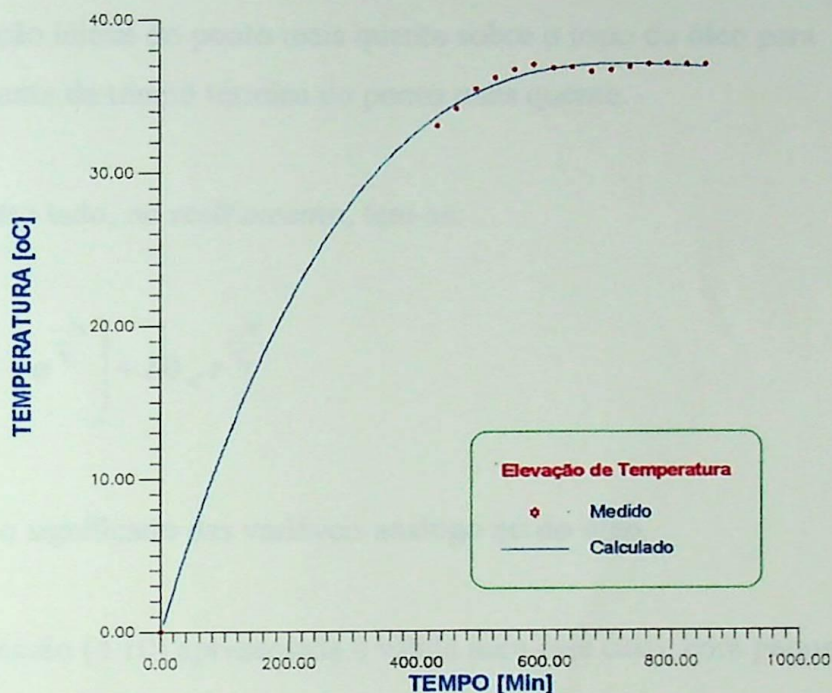


Figura 4.2 - Curva de Elevação de Temperatura do topo do óleo  
Condição  $F_d\% = 1.54480$

### IV.3 - ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DOS ENROLAMENTOS EM CONDIÇÕES SIMÉTRICAS

De forma análoga à análise realizada no item anterior, a elevação de temperatura dos enrolamentos sobre o óleo para condições simétricas de tensões e correntes é dada por:

$$\Delta\theta_e = \Delta\theta_{ef} \left[ 1 - e^{\frac{-\Delta t}{T_c}} \right] + \Delta\theta_{oi} e^{\frac{-\Delta t}{T_c}} \quad (4.20)$$



Onde:

$\Delta\theta_e$  - elevação de temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura do topo do óleo, em °C;

$\Delta\theta_{ef}$  - elevação final de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para uma determinada carga, em °C;

$\Delta\theta_{ei}$  - elevação inicial do ponto mais quente sobre o topo do óleo para  $t = 0$ ; e,

$T_c$  - constante de tempo térmica do ponto mais quente.

Por outro lado, no resfriamento, tem-se:

$$\Delta\theta_e = \Delta\theta_{ei2} \left[ 1 - e^{-\frac{-\Delta t}{T_c}} \right] + \Delta\theta_{of} e^{-\frac{-\Delta t}{T_c}} \quad (4.21)$$

Sendo o significado das variáveis análogo ao do óleo.

A expressão (4.10) apresentada é válida para este caso, com pequenas modificações, ou seja:

$$\Delta\theta_{ef} = K(P_{cc})^m \quad (4.22)$$

onde:

$m$  - expoente que depende do tipo de resfriamento, assumindo os valores através de [7] para elevação de 55°C sob carga nominal:

a) para transformadores ONAN, ONAF $\leq$ 133%, ONAF $>$ 133%, OFAF ou OFWF

$$m = 0,8 \quad (4.23)$$

b) para transformadores ODAF ou ODWF

$$m = 1.0 \quad (4.24)$$

Assim, aplicando-se a expressão (4.21) para uma condição operacional qualquer e para as condições nominais, resulta:

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} \left( \frac{P_{cc}}{P_{ccN}} \right)^m \quad (4.25)$$

Como para tensões e correntes simétricas:

$$\frac{P_{cc}}{P_{ccN}} = \left( \frac{I}{I_N} \right)^2 = \left( \frac{S}{S_N} \right)^2 = f_c^2 \quad (4.26)$$

tem-se:

$$\Delta\theta_{ef} = \Delta\theta_{en} (f_c^2)^m \quad (4.27)$$

O valor de  $T_e$  é da ordem de alguns minutos [7] e, em sendo assim, para aplicação de cargas durante 20 ou 30 minutos, a elevação de temperatura fica, praticamente, proporcional ao quadrado da fração de plena carga.

Além disto, tem-se que o termo “ $\Delta\theta_{en}$ ” refere-se à elevação média de temperatura do enrolamento acima da temperatura do topo do óleo acrescido de 10 °C, para transformadores de 55 °C [2]

#### IV.4 - ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO ÓLEO E DOS ENROLAMENTOS EM CONDIÇÕES ASSIMÉTRICAS

Para o caso de tensões e correntes assimétricas, o cálculo da elevação de temperatura do topo do óleo sobre a ambiente pode ser efetuado utilizando-se a expressão (4.12), empregando-se, entretanto, as perdas para esta situação.

De forma a comprovar esta afirmação executou-se o ensaio de aquecimento com tensões do alimentador com vários graus de assimetrias como mostrado na Figura 4.3, cujos resultados podem ser comparados com o modelo térmico para cada caso.

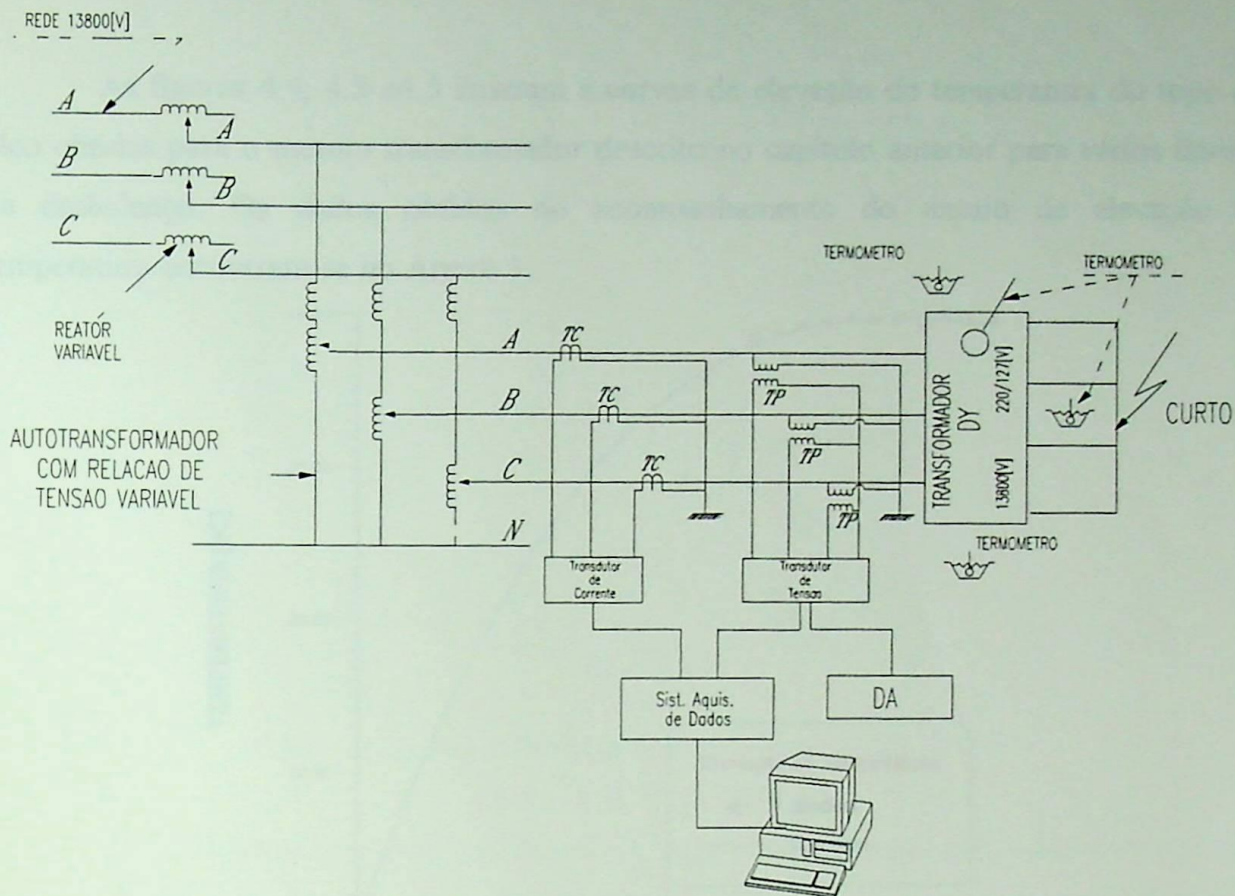


Figura 4.3 - Ensaio de aquecimento tensões desequilibradas

A tabela 4.3 apresenta os valores das tensões desequilibradas aplicadas no ensaio de elevação de temperatura.

<b>Tensões Aplicadas no Ensaio de Resistência a Quente Lado de Tensão Superior</b>				
$H_1H_2$ [V]	$H_2H_3$ [V]	$H_3H_1$ [V]	$U_0$ [V]	$I_0$ [A]
564.64856	561.18446	555.98831	8.66025	1.54480
595.82548	562.91651	536.93575	58.88973	10.41879
607.94983	538.66780	509.22294	98.72690	17.88703
637.39470	538.66780	476.31347	161.08073	29.24528

Tabela 4.3 - Tensões Aplicadas no ensaio de Elevação de Temperatura

As figuras 4.4, 4.5 e 4.6 ilustram as curvas de elevação de temperatura do topo do óleo obtidas para o mesmo transformador descrito no capítulo anterior para vários fatores de desbalanço. Os dados obtidos no acompanhamento do ensaio de elevação de temperatura encontram-se no Anexo 1.

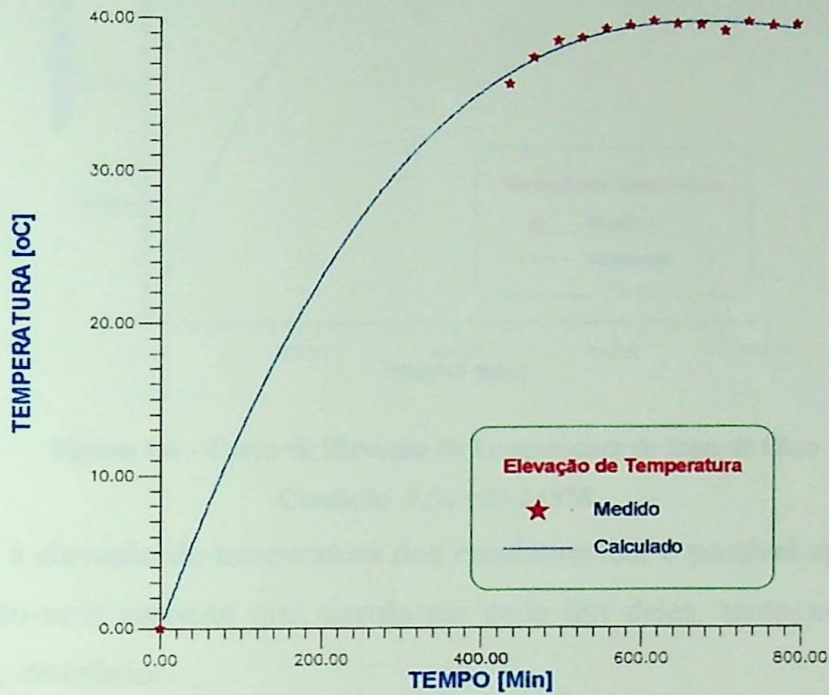


Figura 4.4 - Curva de Elevação de Temperatura do topo do óleo  
Condição  $F_d\% = 10.88972$

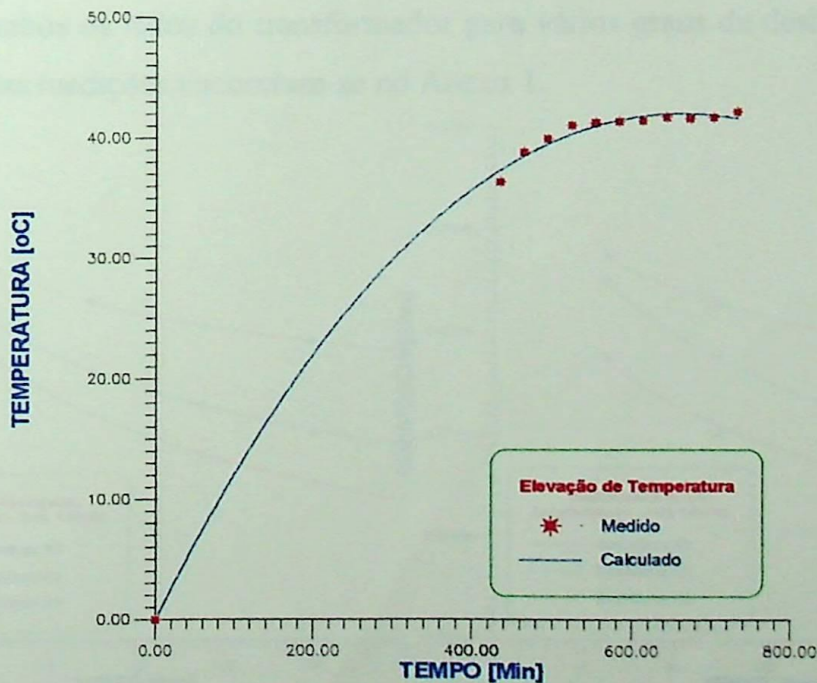
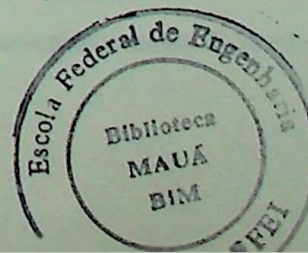
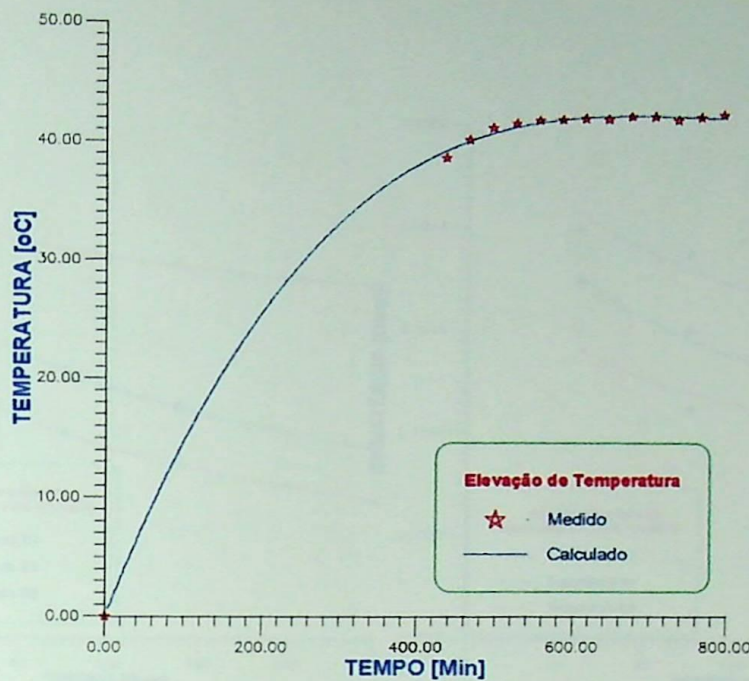


Figura 4.5 - Curva de Elevação de Temperatura do topo do Óleo  
Condição  $F_d\% = 17.88703$

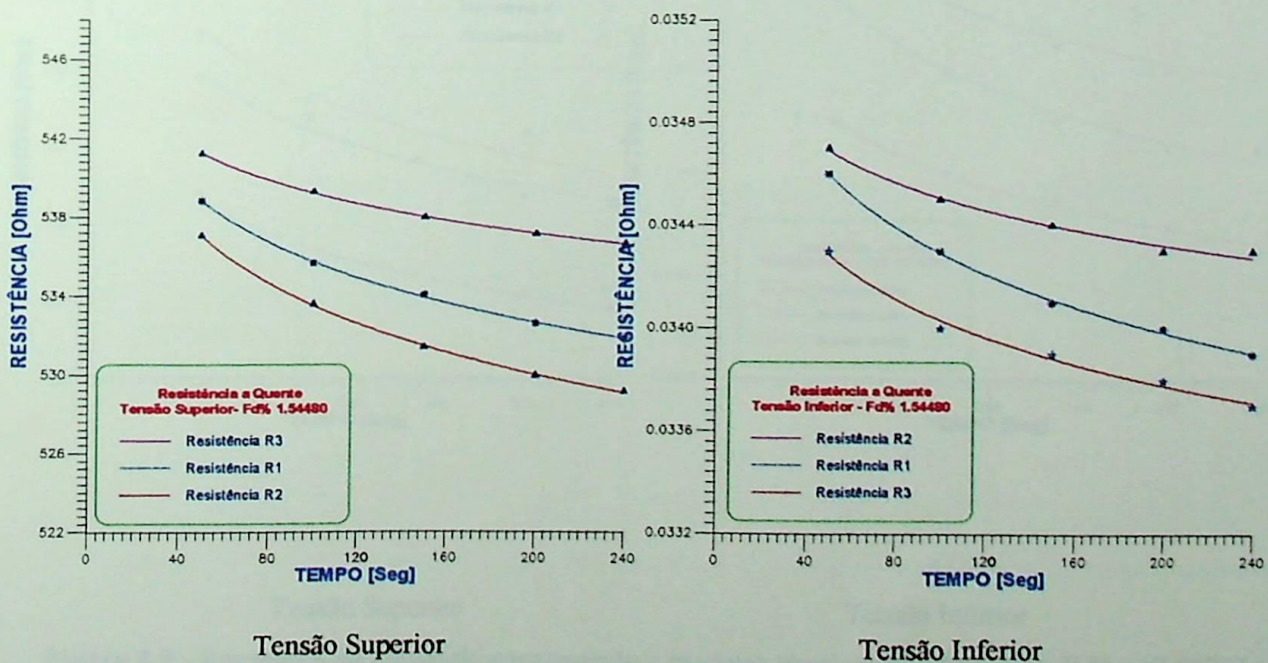




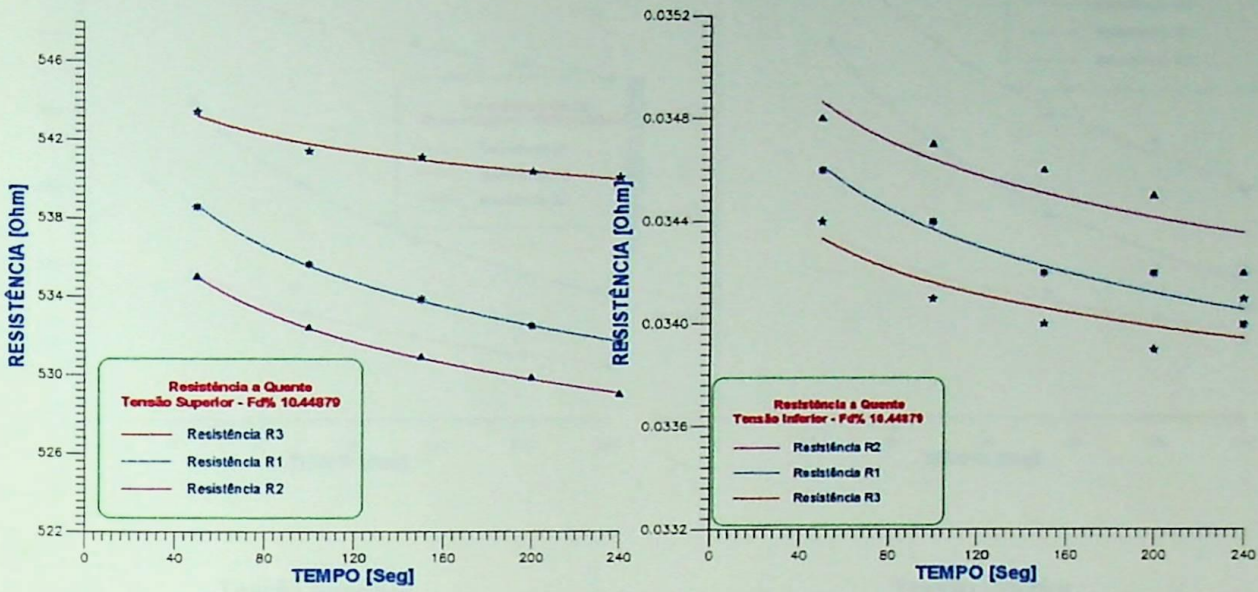
**Figura 4.6 - Curva de Elevação de Temperatura do topo do Óleo**  
 Condição  $F_d\% = 29.24528$

Quanto à elevação de temperatura dos enrolamentos, é possível aplicar a expressão (4.27) utilizando-se a corrente que circula em cada um deles, tanto no lado de tensão superior quanto de inferior.

A temperatura dos enrolamentos foram obtidas através do método da medição da resistência [5], para cada grau de desbalanço aplicado. A figura 4.7 mostra, o resultado das medições em ambos os lados do transformador para vários graus de desbalanço de tensão. Os resultados das medições encontram-se no Anexo 1.



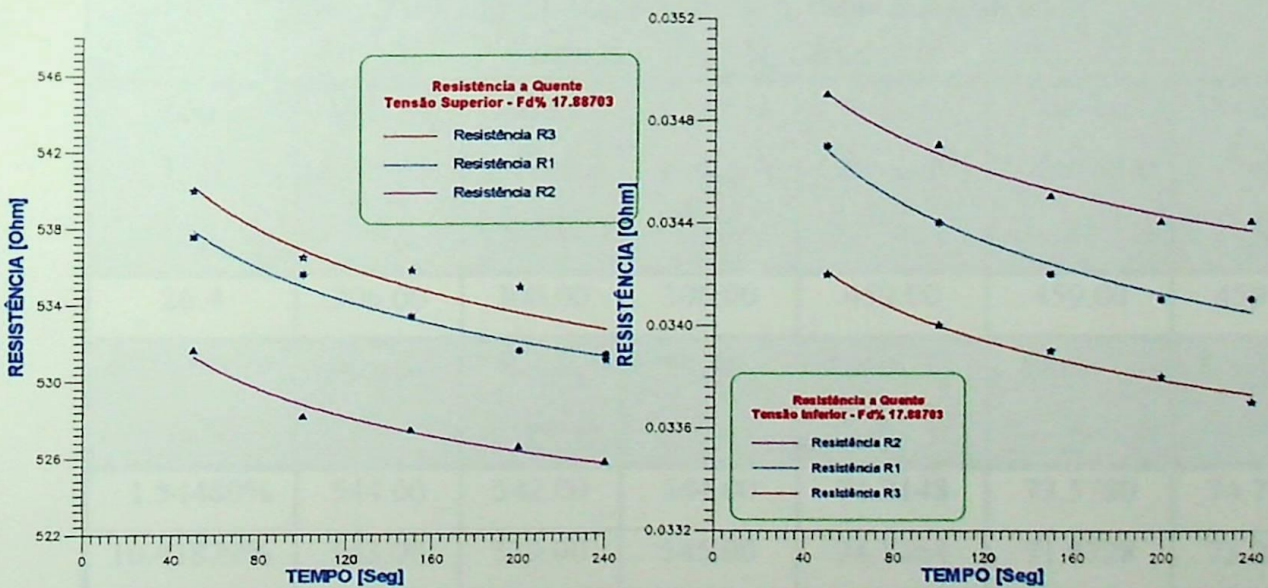
**Figura 4.7 - Resultados do ensaio de aquecimento e modelos térmicos-enrolamentos.  $F_d\% = 1.54480$**



Tensão Superior

Tensão Inferior

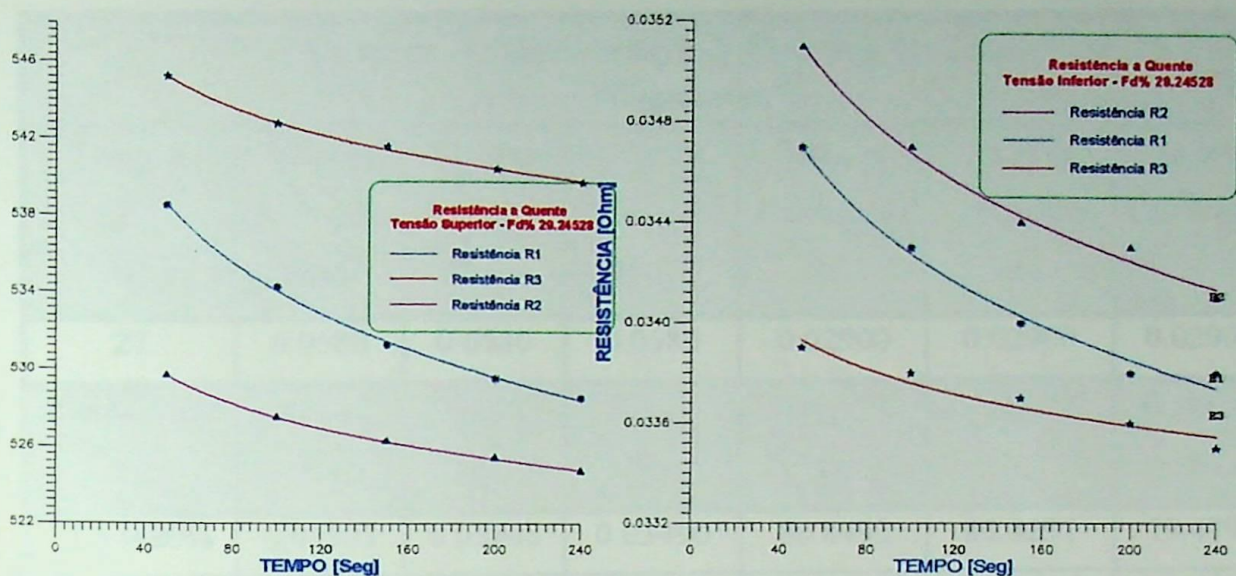
Figura 4.8 - Resultados do ensaio de aquecimento e modelos térmicos-enrolamentos.  $F_d\% = 10.44879$



Tensão Superior

Tensão Inferior

Figura 4.9 - Resultados do ensaio de aquecimento e modelos térmicos-enrolamentos.  $F_d\% = 17.88703$



Tensão Superior

Tensão Inferior

Figura 4.10 - Resultados do ensaio de aquecimento e modelos térmicos enrolamentos.  $F_d\% = 29.24528$

Os valores encontrados no ensaio de resistência a quente estão expressos nas tabelas 4.4 e 4.5.

Valores de Resistência a Frio e a Quente Lado de Tensão Superior						
Temp. a Frio °C	Valores Medidos $H_1H_2$	Valores Medidos $H_2H_3$	Valores Medidos $H_3H_1$	Valores Calculados $R_1$	Valores Calculados $R_2$	Valores Calculados $R_3$
26.4	306.00	306.00	306.00	459.00	459.00	459.00
Desbalanço	$R_{Quente} R_1$	$R_{Quente} R_2$	$R_{Quente} R_3$	Temp. °C $R_1$	Temp. °C $R_2$	Temp. °C $R_3$
1.54480%	544.00	542.00	544.00	74.7148	73.5780	74.7148
10.41879%	543.00	539.00	545.00	74.1464	71.8728	75.2832
17.88703%	544.00	537.00	546.00	74.7148	70.7359	75.8516
29.24528%	544.00	534.00	550.00	74.7148	69.0307	78.1253

Tabela 4.4 - Valores de Resistência a Frio e a Quente - Tensão Superior

Valores de Resistência a Frio e a Quente Lado de Tensão Inferior						
Temp. a Frio °C	Valores Medidos H <sub>1</sub> H <sub>2</sub>	Valores Medidos H <sub>2</sub> H <sub>3</sub>	Valores Medidos H <sub>3</sub> H <sub>1</sub>	Valores Calculados R <sub>1</sub>	Valores Calculados R <sub>2</sub>	Valores Calculados R <sub>3</sub>
27	0.0580	0.0580	0.0580	0.02900	0.02900	0.02900
Desbalanço	R <sub>Quente</sub> R <sub>1</sub>	R <sub>Quente</sub> R <sub>2</sub>	R <sub>Quente</sub> R <sub>3</sub>	Temp. °C R <sub>1</sub>	Temp. °C R <sub>2</sub>	Temp. °C R <sub>3</sub>
1.54480%	0.03503	0.03505	0.03490	80.6492	80.8291	79.4797
10.41879%	0.03503	0.03512	0.03470	80.6492	81.4589	77.6803
17.88703%	0.03515	0.03530	0.03457	81.7288	83.0783	76.5108
29.24528%	0.03530	0.03575	0.03430	83.0783	87.1267	74.0817

Tabela 4.5 - Valores de Resistência a Frio e a Quente - Tensão Inferior

A figura 4.11, por outro lado, ilustra o comportamento das elevações de temperatura, de cada enrolamento, em função do grau de desbalanço.

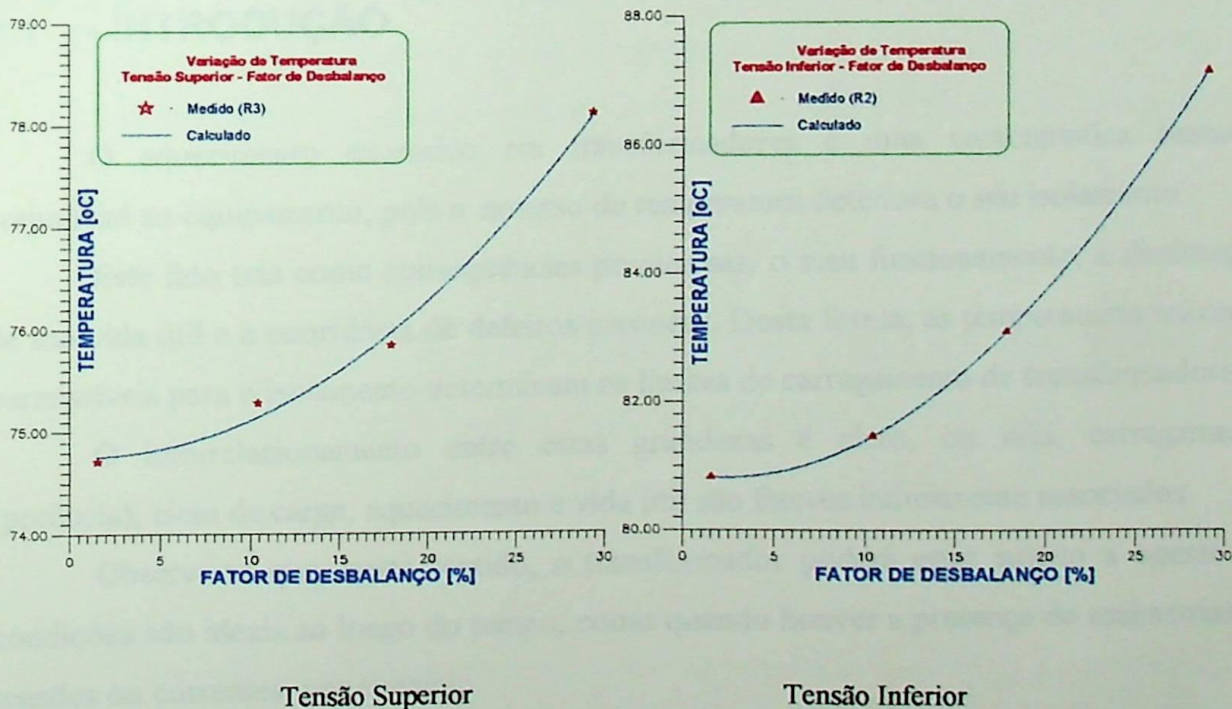


Figura 4.11 - Comportamento das Elevações de temperatura, de cada enrolamento, em função do grau de desbalanço



## **CAPÍTULO V**

### **MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES ATRAVÉS DO CICLO DE CARGA TÍPICO**

#### **RESUMO**

Este capítulo apresenta procedimentos para o monitoramento dos transformadores em operação baseando-se em seu ciclo de carga típico. Enfoca-se, basicamente, a supervisão da temperatura do óleo e dos enrolamentos visando a avaliar a perda de vida e possíveis carregamentos.

#### **V.1 - INTRODUÇÃO**

O aquecimento excessivo em transformadores é uma característica bastante prejudicial ao equipamento, pois o excesso de temperatura deteriora o seu isolamento.

Este fato trás como conseqüências perniciosas, o mau funcionamento, a diminuição de sua vida útil e a ocorrência de defeitos precoces. Desta forma, as temperaturas máximas permissíveis para o isolamento determinam os limites de carregamento de transformadores.

O interrelacionamento entre estas grandezas é claro, ou seja, carregamento (potência), ciclo de carga, aquecimento e vida útil são fatores intimamente associados.

Observa-se que, neste sentido, o transformador poderá estar sujeito a operar em condições não ideais ao longo do tempo, como quando houver a presença de assimetrias de tensões ou correntes, por exemplo.

Em função destas considerações, verifica-se que é desejável executar-se o monitoramento dos transformadores, o qual pode ser realizado de forma contínua (ou seja, "on-line") ou periodicamente.

A primeira maneira apenas é viável para grandes transformadores, pois exige uma instrumentação que gera custos bastante elevados. O segundo caso, entretanto, pode ser encarado como um quesito de manutenção preventiva e, portanto, realizado ao longo do tempo conforme um planejamento prévio.

Para esta última aplicação, deve-se identificar um ciclo de trabalho ou de carga típico que represente a operação mais provável do transformador para, a posteriori, verificar-se o comportamento das várias grandezas e efetuar-se uma análise comparativa entre elas ao longo do tempo.

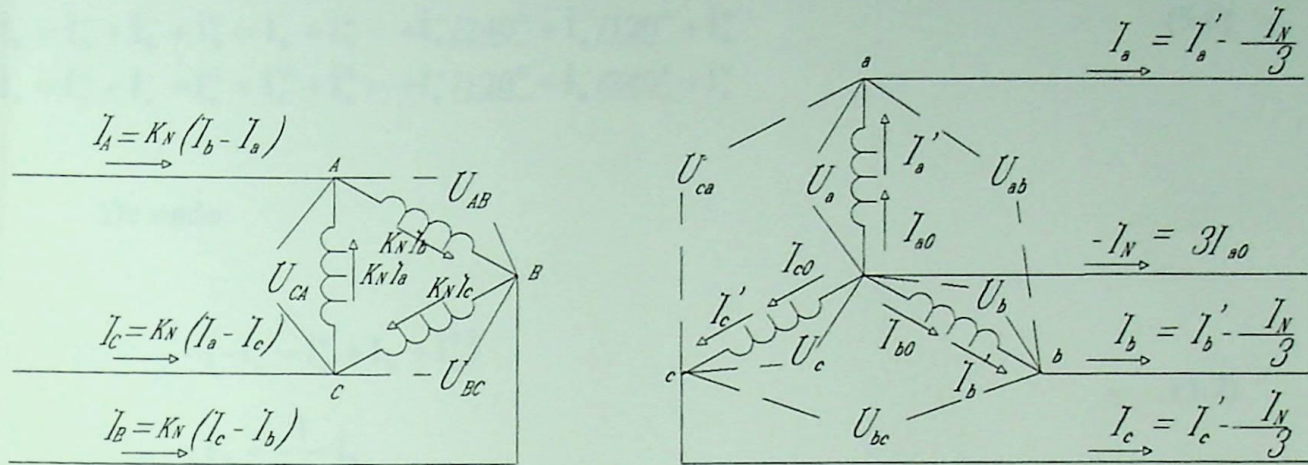
Por outro lado, o comportamento de um transformador em uma certa situação operacional pode ser determinado a partir do simples conhecimento das tensões e correntes absorvidas pelo secundário, empregando-se equipamentos de medição convencionais ou, preferencialmente, um sistema de aquisição de dados.

Desta forma, após a determinação do ciclo típico e com os valores das correntes e tensões adquiridas nesse ciclo, obtêm-se os valores de potência, tensão e corrente primárias, fator de potência e as perdas. Com estas informações, aplica-se os procedimentos de cálculo descritos nos capítulos anteriores ou estabelecidos a seguir, conforme a grandeza a ser analisada, repetida e sequencialmente até que o conjunto componha um período de funcionamento. Em cada ciclo, entretanto, tais grandezas devem ser recalculadas pois haverá o efeito da temperatura sobre elas. Atenta-se para o fato de que, assim, estabelece-se o perfil térmico das partes do transformador durante o citado período de funcionamento.

## **V.2 - CORRENTES DE SEQUÊNCIA DE UM TRANSFORMADOR TRIFÁSICO LIGADO EM $\Delta/Y$ COM NEUTRO ATERRADO**

A determinação das correntes e tensões de sequência a partir de simples medições com amperímetros e voltímetros foi mostrada em capítulos anteriores. Entretanto, para monitorar transformadores, é interessante que ele seja feito por apenas um de seus lados, visando a redução de equipamentos a utilizar.

Sendo assim, é possível determinar as correntes de linha do primário a partir de informações do secundário, por exemplo. Para analisar-se este caso, é conveniente analisar a figura 3.1, repetida a seguir por conveniência.



**Figura 5.1** - Transformador trifásico ligado  $\Delta/Y$  com neutro aterrado

Na figura 5.1 tem-se que o enrolamento entre "AB" do  $\Delta$  está acoplado magneticamente ao de "b" da Y. O mesmo é válido para o compreendido entre "BC" do  $\Delta$  e "c" da Y, bem como, para "CA" do lado  $\Delta$  e "a" da Y. Sendo assim, as correntes no interior do  $\Delta$  são:

$$\dot{I}_{AB} = \frac{1}{K_N}(-\dot{I}_b), \quad \dot{I}_{BC} = \frac{1}{K_N}(-\dot{I}_c), \quad \dot{I}_{CA} = \frac{1}{K_N}(-\dot{I}_a) \quad (5.1)$$

onde  $K_N$  é a relação de transformação e os índices com letras maiúsculas correspondem às grandezas primárias, enquanto as minúsculas, às secundárias.

Por inspeção dos circuitos da figura 5.1, verifica-se que:

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{AB} - \dot{I}_{CA} \quad (5.2)$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_{BC} - \dot{I}_{AB} \quad (5.3)$$

$$\dot{I}_C = \dot{I}_{CA} - \dot{I}_{BC} \quad (5.4)$$

Combinando-se (5.1), (5.2), (5.3) e (5.4), resulta:

$$\dot{I}_A = \frac{1}{K_N}(\dot{I}_b - \dot{I}_a), \quad \dot{I}_B = \frac{1}{K_N}(\dot{I}_c - \dot{I}_b), \quad \dot{I}_C = \frac{1}{K_N}(\dot{I}_a - \dot{I}_c) \quad (5.5)$$

Por outro lado:

$$\begin{aligned} \dot{I}_a &= \dot{I}_a^+ + \dot{I}_a^- + \dot{I}_a^0 = \dot{I}_a^+ + \dot{I}_a^0 \\ \dot{I}_b &= \dot{I}_b^+ + \dot{I}_b^- + \dot{I}_b^0 = \dot{I}_b^+ + \dot{I}_b^0 = +\dot{I}_a^+ / 240^\circ + \dot{I}_a^- / 120^\circ + \dot{I}_a^0 \\ \dot{I}_c &= \dot{I}_c^+ + \dot{I}_c^- + \dot{I}_c^0 = \dot{I}_c^+ + \dot{I}_c^0 = +\dot{I}_a^+ / 120^\circ + \dot{I}_a^- / 240^\circ + \dot{I}_a^0 \end{aligned} \quad (5.6)$$

De onde:

$$\dot{I}_A - \dot{I}_B = \frac{1}{K_N} (-\dot{I}_a - \dot{I}_a^0 + \dot{I}_b + \dot{I}_b^0) \quad (5.7)$$

$$\dot{I}_A + \frac{1}{K_N} \dot{I}_a = \dot{I}_B + \frac{1}{K_N} \dot{I}_b$$

e

$$\dot{I}_B - \dot{I}_C = \frac{1}{K_N} (-\dot{I}_b - \dot{I}_b^0 + \dot{I}_c + \dot{I}_c^0) \quad (5.8)$$

$$\dot{I}_B + \frac{1}{K_N} \dot{I}_b = \dot{I}_C + \frac{1}{K_N} \dot{I}_c \rightarrow \text{(Verificar os índices)}$$

Adicionando-se as expressões (5.5) e (5.6), obtêm-se:

$$\begin{aligned} \dot{I}_A &= \frac{1}{K_N} (-\dot{I}_a + \dot{I}_a^0) = \frac{1}{K_N} (-\dot{I}_a^+ - \dot{I}_a^- - \dot{I}_a^0 + \dot{I}_a^0) \\ \dot{I}_B &= \frac{1}{K_N} (-\dot{I}_b + \dot{I}_b^0) = \frac{1}{K_N} (-\dot{I}_b^+ - \dot{I}_b^- - \dot{I}_b^0 + \dot{I}_b^0) \\ \dot{I}_C &= \frac{1}{K_N} (-\dot{I}_c + \dot{I}_c^0) = \frac{1}{K_N} (-\dot{I}_c^+ - \dot{I}_c^- - \dot{I}_c^0 + \dot{I}_c^0) \end{aligned} \quad (5.9)$$

Assim, as correntes de seqüência positiva, negativa e zero são, respectivamente:

$$\begin{aligned} \dot{I}_A^+ &= \frac{1}{K_N} (\dot{I}_b^+ - \dot{I}_a^+) \Rightarrow -\frac{1}{K_N} (1-a^2) \dot{I}_a^+ \Rightarrow -\sqrt{3} \frac{1}{K_N} \dot{I}_a^+ / 30^\circ \\ \dot{I}_A^- &= \frac{1}{K_N} (\dot{I}_b^- - \dot{I}_a^-) \Rightarrow -\frac{1}{K_N} (1-a) \dot{I}_a^- \Rightarrow -\sqrt{3} \frac{1}{K_N} \dot{I}_a^- / -30^\circ \\ \dot{I}_A^0 &= \frac{1}{K_N} (\dot{I}_b^0 + \dot{I}_a^0) \Rightarrow -\frac{1}{K_N} (1-1) \dot{I}_a^0 \Rightarrow 0 \end{aligned} \quad (5.10)$$

Portanto:

$$\dot{I}_A = -\frac{1}{K_N} \sqrt{3} \dot{i}_a^+ / 30^\circ - \frac{1}{K_N} \sqrt{3} \dot{i}_a^- / -30^\circ \quad (5.11)$$

$$\dot{I}_B = -\frac{1}{K_N} \sqrt{3} \dot{i}_b^+ / 30^\circ - \frac{1}{K_N} \sqrt{3} \dot{i}_b^- / -30^\circ \quad (5.12)$$

$$\dot{I}_C = -\frac{1}{K_N} \sqrt{3} \dot{i}_c^+ / 30^\circ - \frac{1}{K_N} \sqrt{3} \dot{i}_c^- / -30^\circ \quad (5.13)$$

De forma a comprovar a validade da formulação, utilizou-se a montagem mostrada na figura 3.9 do Capítulo III. Os resultados obtidos são os mostrados na tabela 5.1.

	Medidas	$I_A$	$I_B$	$I_C$
Correntes Secundárias Medidas* [A]	1	39.50   -8.8308°	39.50   -121.6314°	39.50   111.6632°
	2	39.50   -8.6477°	37.50   -116.4485°	41.50   110.8247°
	3	39.50   -15.0086°	35.50   -115.9437°	43.50   107.6138°
	4	39.50   -14.1926°	33.50   -116.4842°	45.50   105.7872°
Correntes Primárias Medidas* [A]	1	0.70   21.1575°	0.68   -102.7303°	0.74   136.4884°
	2	0.72   23.0826°	0.65   -100.8075°	0.74   135.8073°
	3	0.73   22.6168°	0.62   -105.0784°	0.78   131.2236°
	4	0.74   22.9834°	0.60   -106.1977°	0.79   130.3157°
Correntes Primárias Calculadas** [A]	1	0.6908   22.8949°	0.6576   -95.0719°	0.6954   141.5616°
	2	0.7154   24.9967°	0.6249   -91.2306°	0.7038   140.2630°
	3	0.7317   21.6071°	0.5845   -90.9577°	0.7408   135.8164°
	4	0.7268   20.9184°	0.5686   -89.4736°	0.7482   135.3433°

\* Valores Medidas no Lado Determinado

\*\* Valores Calculadas Através dos Dados do Secundário

Tabela 5.1 - Comprovação da formulação desenvolvida.

A análise dos resultados da Tabela 5.1 mostram uma correlação aceitável entre os valores medidos e calculados. Portanto, verifica-se que com a medição das correntes secundárias, obtêm-se os valores das primárias, inclusive quanto às seus ângulos.

### V.3 - TENSÕES DE SEQUÊNCIA DE UM TRANSFORMADOR TRIFÁSICO LIGADO EM $\Delta/Y$ COM NEUTRO ATERRADO

As tensões de sequência para o primário do transformador, considerando-se que o transformador é Dy1, serão:

$$\dot{U}_A^+ = K\dot{U}_{an}^+ e^{j-30^\circ} \quad (5.14)$$

$$\dot{U}_A^- = K\dot{U}_{an}^- e^{j+30^\circ} \quad (5.15)$$

A tensão  $U_A$  é a soma das tensões de sequência, ou seja:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_A^+ + \dot{U}_A^- \quad (5.16)$$

Desta forma, as tensões compostas do primário serão:

$$\dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B \quad (5.17)$$

$$\dot{U}_{BC} = \dot{U}_B - \dot{U}_C \quad (5.18)$$

$$\dot{U}_{CA} = \dot{U}_C - \dot{U}_A \quad (5.19)$$

De forma a comprovar a validade da formulação, utilizou-se a montagem mostrada na figura 3.9 do Capítulo III. Os resultados obtidos são os mostrados na tabela 5.2.

	Medi das	$U_{AB}$		$U_{BC}$		$U_{CA}$	
Tensões Secundárias Medidas* [U]	1	209.59	30.8168°	214.74	-90.0000°	209.59	149.1832°
	2	209.59	30.8168°	214.74	-90.0000°	209.59	149.1832°
	3	209.59	30.8168°	214.74	-90.0000°	209.59	149.1832°
	4	210.76	30.8063°	215.89	-90.5462°	209.00	148.9047°
Tensões Secundárias Medidas* [U]	1	13879.89	60.8510°	13897.43	-57.9562°	14138.32	181.3863°
	2	14092.82	60.4910°	13954.71	-59.8368°	13954.71	180.8189°
	3	14121.81	60.4516°	13965.99	-59.5902°	14035.67	180.9817°
	4	14133.44	60.5974°	14047.80	-60.5038°	13855.62	180.3551°
Tensões Primárias Calculadas** [U]	1	13283.99	60.8036°	13283.99	-60.8036°	13960.00	180.0000°
	2	13283.99	60.8036°	13283.99	-60.8036°	13960.00	180.0000°
	3	13283.99	60.8036°	13283.99	-60.8036°	13960.00	180.0000°
	4	13391.99	60.5166°	13283.99	-61.3514°	13960.00	180.0000°

\* Valores Medidas no Lado Determinado

\*\* Valores Calculadas Através dos Dados do Secundário

Tabela 5.2 - Comprovação da formulação desenvolvida.

A análise dos resultados da Tabela 5.2 mostram uma correlação aceitável entre os valores medidos e calculados. Portanto, verifica-se que com a medição das tensões secundárias, obtêm-se os valores das primárias, inclusive quanto seus ângulos.

## V.4 - DETERMINAÇÃO DA CURVA DE CARGA TÍPICA

Uma das grandes dificuldades em estudos baseados em ciclos de carga, como o proposto nesse trabalho, é determinar qual a curva que melhor caracteriza a operação de um sistema.

A metodologia proposta a seguir trata estatisticamente os dados obtidos a partir do levantamento de curvas de carga executadas pelo próprio consumidor, utilizando-se de um sistema de aquisição de dados, supondo que o transformador alimente um certo conjunto de cargas isoladas. No caso de transformadores de entrada em uma indústria podem ser utilizados dados da medição da concessionária tais como os obtidos através de um RDMT ou RDTD. Além disto, nas instalações com controladores de demanda, as informações necessárias também são facilmente obtidas.

Naturalmente, o número de amostras de ciclo de carga é quesito fundamental para a obtenção daquele que mais se aproxima da curva característica do sistema.

Deve-se ressaltar que um sistema elétrico, qualquer que seja seu porte, na maioria dos casos, possui tendências diferentes no seu comportamento no que se refere à utilização de potência disponível ao longo do tempo. Assim, deve-se ter períodos onde este comportamento evolui de forma semelhante como, por exemplo, dias comerciais da semana (segunda à sexta), sábados e domingos.

Obtidas as curvas de cargas diárias de um sistema durante um período qualquer (sugere-se amostragens de, pelo menos, 15 dias), o ciclo típico será determinado através de um processo de exclusão que seleciona, estatisticamente, qual delas mais se aproxima da realidade do sistema. Os critérios para tanto, em ordem seqüencial de exclusão são: o da energia, o do fator de carga e o do desvio médio quadrático.

O critério da exclusão pela energia baseia-se no pressuposto que as energias ativa e reativa possuem tendências de comportamento ao longo do tempo. Desta forma, utilizando-se do histórico energético de medições (no caso de um transformador de entrada é mais interessante empregar os registros mensais da concessionária) da instalação, tem-se:

$$\overline{C}_m = \frac{\sum_{mi}^n C_{mi}}{n} \quad (5.20)$$





Onde:

$C$  consumo médio do período amostrado (ativo ou reativo);

$C_{mi}$  consumo para a "*i-ésima*" amostra (ativo ou reativo);

$n$  número de amostras do histórico de medições.

O desvio padrão ( $\sigma_{CM}$ ) da média será:

$$\sigma_{cm} = \sqrt{\frac{\sum^n (C_{im} - \bar{C}_m)^2}{n-1}} \quad (5.21)$$

O critério adotado é eliminarem-se os ciclos de carga que estiverem fora do intervalo, aplicados à energia ativa e reativa em conjunto, definido por:

$$\bar{C}_m - 2\sigma_{cm} \leq C \leq \bar{C}_m + 2\sigma_{cm} \quad (5.22)$$

sendo  $C$  a energia ativa ou reativa consumida em um dia, em [kWh] ou [kVARh].

O segundo critério é a determinação de ciclos, cujos fatores de carga sejam próximos dos fatores de carga médio do conjunto amostrado, ou seja, como:

$$f_{cmi} = \frac{C_i}{730 \cdot D_{mni}} \quad (5.23)$$

$$\bar{f}_{cm} = \frac{\sum^n f_{ci}}{n} \quad (5.24)$$

então, o desvio padrão ( $\sigma_{fcm}$ ) será:

$$\sigma_{fcm} = \sqrt{\frac{\sum^n (f_{ci} - \bar{f}_{cm})^2}{n-1}} \quad (5.25)$$

Onde:

$f_{ci}$  Fator de carga para o "*i-ésimo*" dia;

$D_{mi}$  Demanda máxima do "*i-ésimo*" dia;

$\bar{f}_{cm}$  Fator de carga médio do conjunto amostrado.

Os ciclos de carga diários que possuírem fator de carga que não estejam dentro da faixa dada a seguir, deverão ser excluídas (as curvas de reativo que corresponderem as de ativo excluídas, também deverão o ser):

$$\overline{f_{cm}} - 2\sigma f_{cm} \leq f_{cd} \leq \overline{f_{cm}} + 2\sigma f_{cm} \quad (5.26)$$

sendo " $f_{cd}$ " o fator de carga para um determinado dia e calculado por:

$$f_{cd} = \frac{C_d}{24 \cdot D_{mdi}} \quad (5.27)$$

Na expressão (5.27) " $C_d$ " é o consumo diário [kWh] e " $D_{mdi}$ " a demanda máxima diária.

Os ciclos restantes serão avaliados pelos desvios médios quadráticos, considerados relativamente as potências ativa e reativa médias. Desta forma, tem-se:

$$\delta_{ip}^2 \text{ ou } \delta_{iq}^2 = \sum_{t_j, \Delta t}^{\tau} \left[ \sum_{i \neq k}^n \delta_i^2 k(t_j) \right] \quad (5.28)$$

Onde:

$$\delta_{ik}^2 = \delta_{ikq}^2(t_j)_{i \neq k} = [P_i(t_j) - P_k(t_j)]^2 \quad (5.29)$$

ou:

$$\delta_{ik}^2 = \delta_{ikq}^2(t_j)_{i \neq k} = [Q_i(t_j) - Q_k(t_j)]^2 \quad (5.30)$$

sendo:

$\delta_{ip}$  e  $\delta_{iq}$  Desvio médio quadrático para carga ativa e reativa, respectivamente;

$P(t_j)$  e  $Q(t_j)$  Potências ativa e reativa no instante  $t_j$ ;

$t_j$  Tempo genérico (sugere-se 15 min, conforme empregado no RDTD ou RDMT);

$i$  " $i$ -ésima" curva ( $i=1,2,\dots,n$ )

$k$  " $K$ -ésima" curva ( $k=1,2,\dots,n$ )

Considerando-se:

$$\overline{\delta_{ip}} = \frac{\delta_{iq}}{P} \quad (5.31)$$

e

$$\delta_{iq} = \frac{\delta_{iq}}{Q} \quad (5.32)$$

Onde:

$P$  e  $Q$  são as potência ativas e reativas médias do ciclo.

Tem-se como critério de escolha da curva típica, aquela que apresentar o menor valor da soma:

$$\overline{\delta_{ip}}^2 + \overline{\delta_{iq}}^2 \quad (5.33)$$

Na eventualidade de não se obter uma curva típica que atenda à (5.33), verifica-se o desvio médio quadrático apenas para a potência ativa. Caso o problema persista, faz-se o procedimento de exclusão pela energia, apenas para a ativa e, em último caso, para a reativa. Se, mesmo assim, não for possível obtê-las, deve-se aumentar o número de amostragens.

## V.5 - ESTIMATIVA DA TEMPERATURA EM UM CICLO DE TRABALHO

O modelo térmico do transformador é o analisado no Capítulo IV, considerando, entretanto, que a formulação será aplicada para cada intervalo amostrado na curva de carga típica. Desta forma, tornam-se necessárias algumas pequenas alterações.

A elevação de temperatura do topo do óleo sobre a ambiente, em regime permanente ( $\Delta\theta_{0t}$ ), para carregamento constante e para um instante genérico "i" da curva de carga é:

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{on} k_{\theta i} \left( \frac{\sum P_c}{\sum P_{eN}} \right)^n \quad (5.34)$$

Onde  $k_{\theta i}$  é o coeficiente de correção de resistência equivalente do transformador, de forma a considerar a variação das perdas em carga em função da temperatura, e pode ser calculado por:

$$k_{\theta i} = k_{ri} \frac{P_{JN}}{P_{ccN}} + \frac{1 - \frac{P_{JN}}{P_{ccN}}}{k_{ri}} \quad (5.35)$$

onde:

$$k_{ri} = \frac{234,5 + \theta_{e(i-1)}}{234,5 + \theta_{en}} \quad , \text{ para o cobre} \quad (5.36)$$

$P_{JN}$  e  $P_{ccN}$  São, respectivamente, as perdas por efeito Joule nos enrolamentos do transformador e as perdas em carga nominais;

$\theta_{en}$  Temperatura do ponto mais quente do enrolamento para condições nominais e temperatura ambiente de 30°C.

$\theta_{e(i-1)}$  Temperatura do ponto mais quente do enrolamento quente no intervalo (i-1) calculada para a carga de ponta  $S_p$ .

Conforme [8], entretanto, pode ser utilizada a seguinte relação por praticidade ou falta de informações:

$$P_{JN} = 0,8 P_{ccN} \quad (5.37)$$

Assim, (5.38) torna-se:

$$k_{\theta i} = 0,8 k_{ri} + \frac{0,2}{k_{ri}} \quad (5.38)$$

Para a elevação de temperatura do enrolamento sobre o óleo, em regime permanente ( $\Delta\theta_{of}$ ), para carregamento constante e para um instante genérico "i" da curva de carga é:

$$\Delta\theta_{of} = \Delta\theta_{en} \left( k_{oi}^2 \cdot f_{ci} \right)^m \quad (5.39)$$

As temperaturas do topo do óleo e do enrolamento variam, também, em função da carga e do tempo; assim, as elevações alcançadas são:

$$\Delta\theta_{o(tj)} = \left( \Delta\theta_{of} - \Delta\theta_{oi} \right) \left[ 1 - e^{-\frac{\Delta tj}{T_o}} \right] + \Delta\theta_{oi} \quad (5.40)$$

e

$$\Delta\theta_{e(tj)} = \left( \Delta\theta_{cf} - \Delta\theta_{ei} \right) \left[ 1 - e^{-\frac{\Delta tj}{T_e}} \right] + \Delta\theta_{ei} \quad (5.41)$$

sendo:

$\Delta tj$  intervalo de medição

$\Delta\theta_{oi}$  e  $\Delta\theta_{ei}$  elevação de temperatura do óleo e do enrolamento no instante inicial;

$T_o$  constante de tempo de aquecimento óleo e calculada [7] por:

$$T_o = T_n \frac{\frac{\Delta\theta_{of}}{\Delta\theta_{on}} - \frac{\Delta\theta_{oi}}{\Delta\theta_{on}}}{\left( \frac{\Delta\theta_{of}}{\Delta\theta_{of}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left( \frac{\Delta\theta_{oi}}{\Delta\theta_{on}} \right)^{\frac{1}{n}}} \quad (5.42)$$

Sendo  $T_n$  calculado pela expressão (4.4) do Capítulo IV.

Com estes valores tem-se que a temperatura do ponto mais quente " $\theta_{e(tj)}$ " do enrolamento para uma certa carga é:

$$\theta_{e(tj)} = \Delta\theta_{e(tj)} + \Delta\theta_{o(tj)} + \Delta\theta_{a(tj)} \quad (5.43)$$

Os valores das temperaturas ambiente em cada intervalo de medição  $\theta_s$ , são por si só, um problema. Blake & Kelly [9] sugerem, baseando-se no conceito de curva de permanência (no caso, de temperatura), o seguinte procedimento:

- a) Agrupam por faixas de vida as temperaturas máximas diárias de vários anos;
- b) Calculam a perda de vida para a temperatura média da faixa e a multiplicam pelo número de ocorrências;
- c) Com a soma da perda de vida de todas as faixas, obtêm a temperatura do ponto mais quente de  $65^{\circ}\text{C}$ .

Por outro lado, na referência [10] utiliza-se a ponta de temperatura mensal. Naturalmente, o ideal seria conhecer-se a temperatura ambiente média durante cada período de medição, porém, esta situação é impraticável em estudos (mas, não em aplicações "on-line"). Outra dificuldade é uma eventual localização do transformador próxima à fontes de calor.

## V.6 - ESTIMATIVA DA PERDA DE VIDA EM TRANSFORMADORES

A vida esperada depende da temperatura de operação do transformador [5] e é adotada como sendo de 30 anos em [10], porém, válido para transformadores de distribuição e força, indistintamente.

Considerando-se, por outro lado, que as curvas de carga típicas dos dias úteis podem ser diferentes das de sábado e domingo, bem como, a instalação possua sazonalidade pronunciada, é conveniente adotar-se o enfoque de envelhecimento anual [10] para avaliar a perda de vida do transformador. Observe-se que, para as condições citadas, a perda de vida em um ano deve ser de 3,33%.

Assim, denominando-se:



- a)  $EU_{(j)}$ ,  $EIS_{(j)}$  e  $EID_{(j)}$ , o envelhecimento ocorrido durante o intervalo de medição, para as curvas típicas dos dias úteis, sábados e domingos;
- b)  $EU_{(i)}$ ,  $ES_{(i)}$  e  $ED_{(i)}$ , os envelhecimentos diários para dia útil, sábado e domingo, respectivamente, de um mês "i" qualquer, e;
- c)  $EM_{(i)}$  e  $EA$ , os envelhecimentos mensais e anuais; tem-se:

$$EU_{(i)} = \sum EU_{(j)}^n \quad (5.44)$$

$$ES_{(i)} = \sum EIS_{(j)}^n \quad (5.45)$$

$$ED_{(i)} = \sum EID_{(j)}^n \quad (5.46)$$

$$EU_{(i)}^M = \left(\frac{30}{7}\right) [5EU_{(i)} + ES_{(i)} + ED_{(i)}] \quad (5.47)$$

$$EA = \left(\frac{365}{360}\right) \sum^{12} EM_{(i)} \quad (5.48)$$

O envelhecimento no intervalo de medição e perda de vida relativa no mesmo intervalo, são sinônimos e podem ser calculados [11] por:

$$PVU_{(j)\%} = \exp \left[ -\left(A + \frac{B}{t}\right) \ln.10 \right] 100. \Delta t \quad (5.49)$$

onde:

- T      273 +  $\theta_{e(j)}$  ;
- A      - 14.133, para transformadores de 55°C
- A      - 13.391, para transformadores de 65°C
- B      6972,15

As expressões para o cálculo da perda de vida nos sábados e domingos são análogas.

## V.7 - ROTINA PARA O MONITORAMENTO

O monitoramento deve ser executado, preferencialmente, com um sistema de aquisição de dados. Sendo assim, considerando-se que o transformador tenha sido ensaio em vazio e em curto-circuito, os seguintes passos são necessários:

- a) Aquisitar em intervalos pré-definidos (por exemplo, 15 minutos) as correntes das fases e neutro e tensões de linha secundárias;
- b) Com esses valores calcular as respectivas correntes e tensões primárias como relatado nos itens V.2 e V.3;
- c) Calcular o consumo de ativo e reativo, bem como as demandas para cada intervalo;
- d) Obter as curva de cargas típicas de dias úteis, sábados, domingos e feriados como explicitado no item V.4.
- e) Determinadas as curvas típicas, pode-se avaliar a elevação de temperatura e a perda de vida anual do transformador, aplicando-se o equacionamento fornecido nos itens V.5 e V.6, bem como, outras grandezas de interesse, incluindo as assimetrias de tensões e corrente, conforme estabelecido nos capítulos anteriores.

## V.8 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA - EXEMPLO

Como exemplo de aplicação da metodologia, realizou-se o monitoramento de uma instalação com tarifação convencional e apenas um transformador de entrada.

Os ensaios no transformador resultaram em:

$S_N = 300$  [kVA] ; 13800-13200-12600/220-127 [V],  
Dy1  $P_o = 1,1$  [kW];  
 $P_{cc} = 4,22$  [kW] (a 75 C);  $Z\% = 3,85$  % (a 75 C);  
 $T_{oN} = 2,7$  horas (ensaio de aquecimento);  $T_{eN} = 5$  minutos (típico)

O histórico energético entre junho de 1995 e maio de 1996 é o mostrado na Tabela 5.3, a seguir.



MÊS	Consumo Ativo (kWh)	Consumo Reativo (kWh)	Demanda Média (kW)	Fator de Potência	Fator de Carga
Jun./95	161790	80997	295	0.89	0.761
Jul./95	166995	83106	293	0.89	0.786
Ago./95	169200	91295	283	0.88	0.830
Set./95	143960	79838	296	0.88	0.694
Out./95	153040	85272	326	0.88	0.673
Nov./95	163440	94316	330	0.86	0.687
Dez./95	153720	88673	295	0.86	0.724
Jan./96	144360	88559	287	0.85	0.698
Fev./96	129600	79515	325	0.85	0.554
Mar./96	130320	84569	240	0.84	0.754
Abr./96	152640	93651	345	0.85	0.614
Mai./96	152640	104196	293	0.82	0.723
ANUAL	1829715	1053987	3608	0.87	0.704

Tabela 5.3 - Histórico Energético da Instalação Industrial Sob Análise

O consumo médio mensal e respectivo desvio padrão são:

- a) Ativo:  $\bar{C}_{mp}$  - 152476.25 [kWh];
- b) Reativo:  $\bar{C}_{mq}$  87832.25 [kVARh];
- c)  $\sigma_{cmp}$  12801.66 [kWh];
- d)  $\sigma_{cmq}$  7237.78 [kVARh];

O fator de carga mensal e respectivo desvio padrão são:

- $\bar{f}_{cm}$  - 0.708;
- $\sigma_{fcm}$  - 0.076;

Após medições executadas durante 20 dias (com intervalos de 15 minutos) obteve-se como curva típica aquela mostrada na figura 5.2, enquanto nas figuras 5.3 e 5.4 são fornecidos o comportamento do ativo e do reativo ao longo do dia, respectivamente.

Observa-se que a planta industrial, apesar do pequeno porte, trabalha em regime de turnos, inclusive sábados e domingos e, portanto, as curvas são as mesmas dos dias úteis.

A título de ilustração, as figuras 5.5, 5.6 e 5.7 fornecem o perfil de temperatura do óleo e enrolamentos, o comportamento do rendimento e a perda de vida ao longo do dia respectivamente, para a curva típica inicial. A temperatura ambiente foi considerada como  $30^{\circ}\text{C}$ , para todo o período em análise.

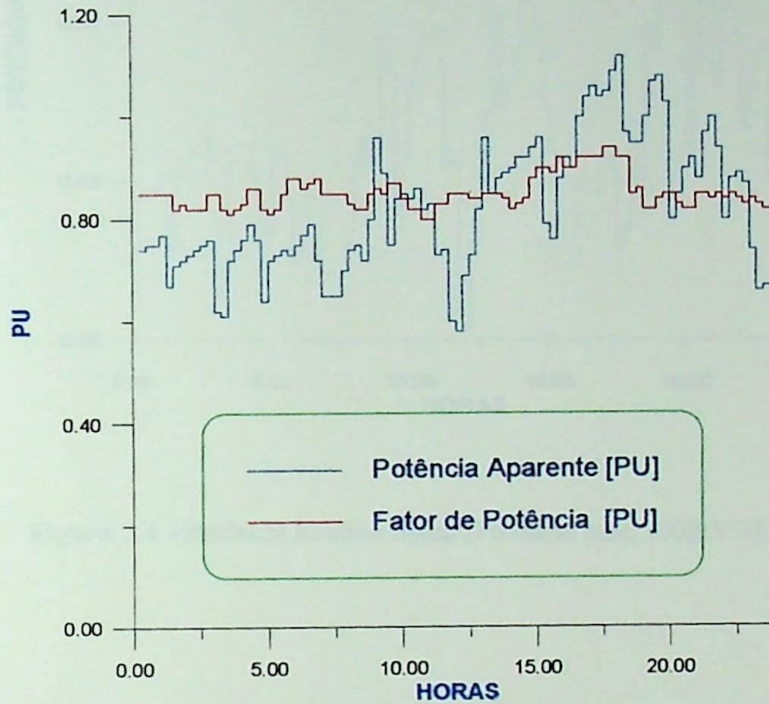


Figura 5.2 - Curva típica da instalação (Potência base : 300 [kVA])

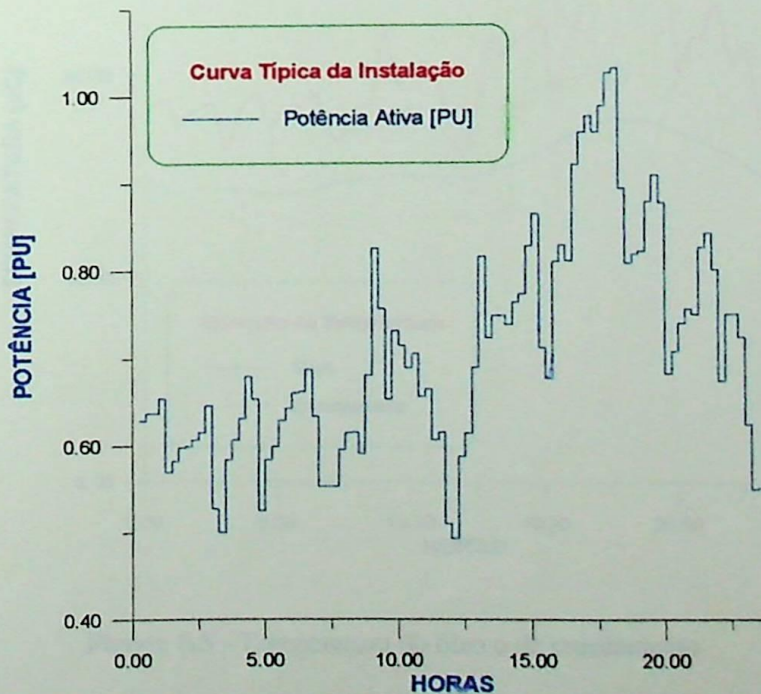


Figura 5.3 - Potência Ativa típica (Potência base : 300[kVA])

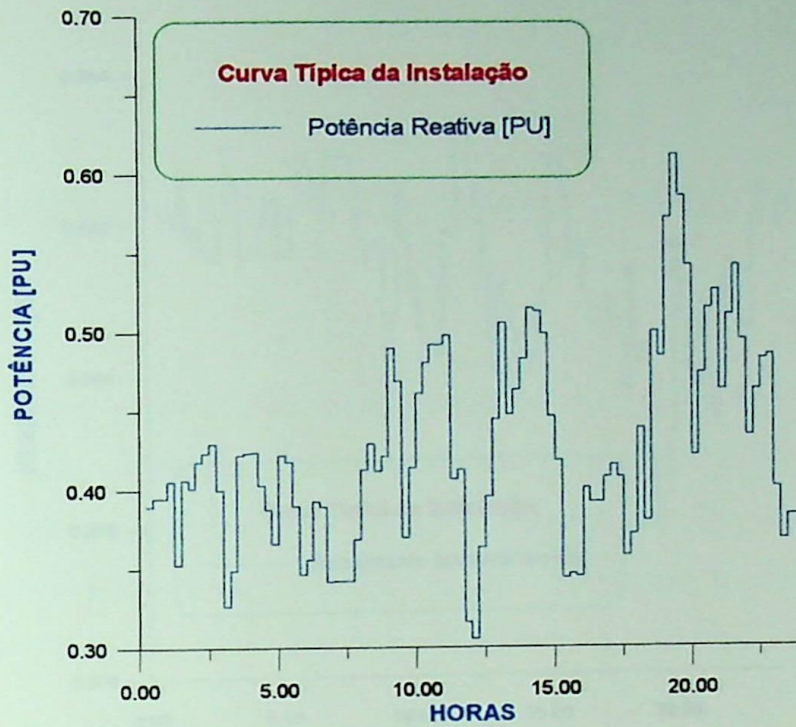


Figura 5.4 - Potência Reativa típica (Potência base 300[kVA]).

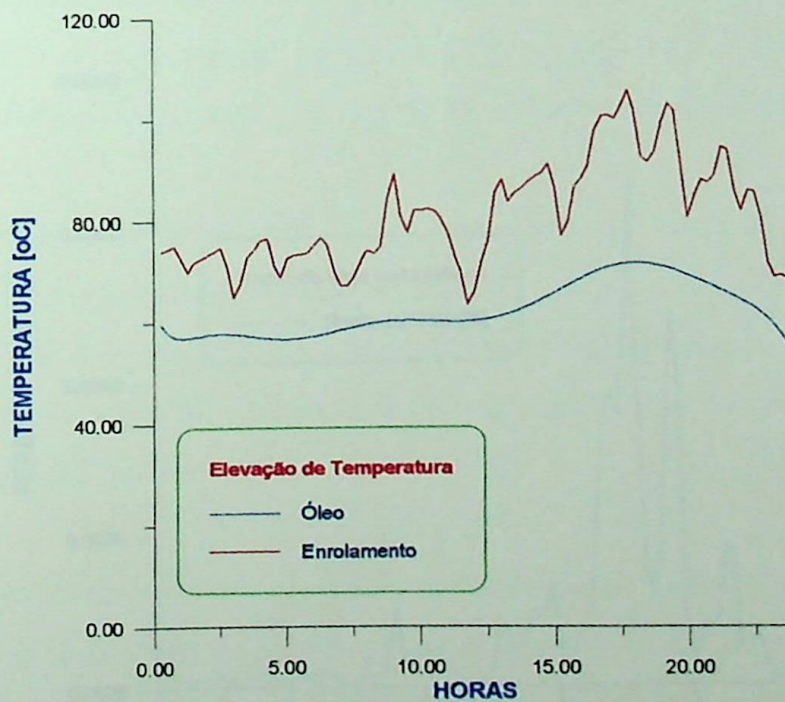


Figura 5.5 - Temperatura do óleo e do enrolamento

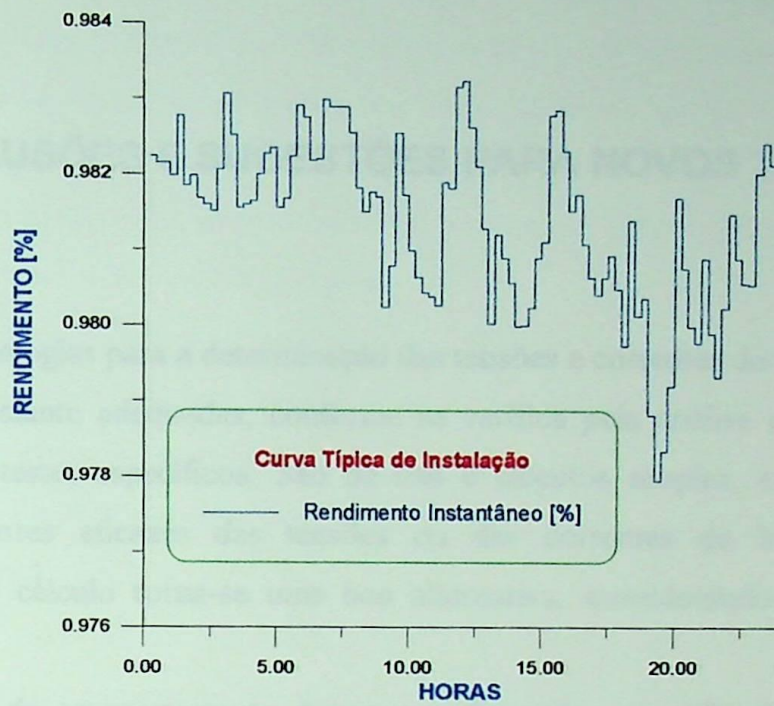


Figura 5.6 - Rendimento instantâneo

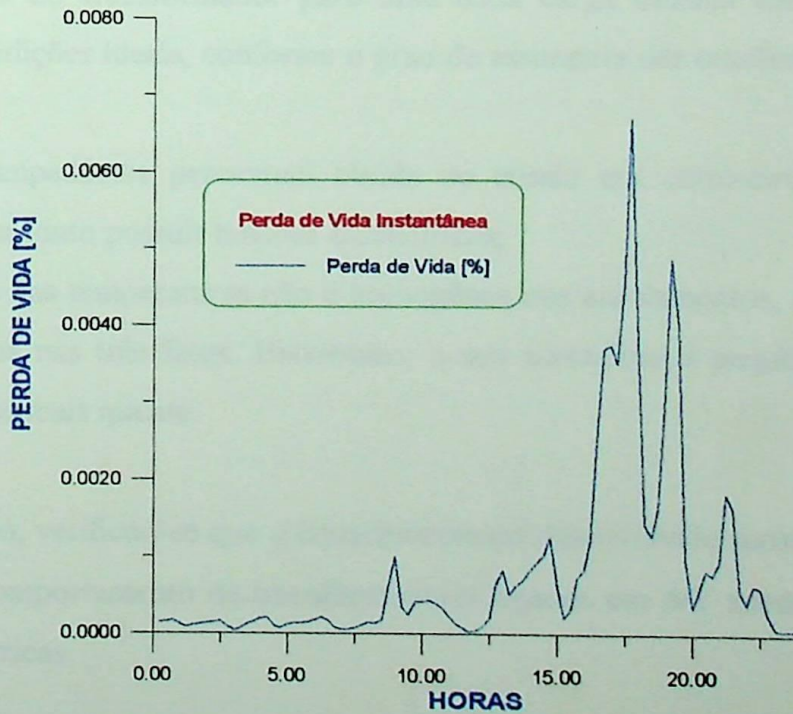


Figura 5.7 - Perda de vida instantânea.

## CAPÍTULO VI

### CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA NOVOS TRABALHOS

As metodologias para a determinação das tensões e correntes de sequência apresentadas se mostraram bastante adequadas, conforme se verifica pela análise dos resultados de suas aplicações e de testes específicos. São de uso e cálculos simples, exigindo-se apenas três leituras dos valores eficazes das tensões ou das correntes de linha. Sendo assim, o procedimento de cálculo torna-se uma boa alternativa, considerando-se a precisão de sua aplicação.

A análise do comportamento de um transformador específico submetido à condições assimétricas, permite concluir que:

- a) As perdas em vazio, em curto e totais sofrem pequenos acréscimos em relação à operação em condições ideais, conforme o grau de assimetria das tensões de alimentação ou da carga. As perdas adicionais resultantes desse modo operacional são reduzidas;
- b) O rendimento do transformador para uma dada carga diminui levemente em relação à operação em condições ideais, conforme o grau de assimetria das tensões de alimentação ou da carga;
- c) O valor da impedância percentual obtida no ensaio em curto-circuito pode apresentar grandes erros se a fonte possuir tensões assimétricas;
- d) A distribuição das temperaturas não é homogênea nos enrolamentos, devido à existência de correntes distintas nas três fases. Entretanto, o seu acréscimo é pequeno tanto para o óleo quanto para a fase mais quente.

Além disto, verificou-se que o equacionamento desenvolvido mostrou-se adequado para a obtenção do comportamento de transformadores ligados em  $\Delta Y$  submetidos à tensões e/ou correntes assimétricas.

Nota-se que, com os procedimentos descritos, o monitoramento "on-line" de transformadores operando em tais condições torna-se bastante simples, pois exige apenas as medidas das tensões e correntes de linha do secundário e os resultados dos ensaios em vazio e em curto-circuito, os quais são normalizados como de rotina. No caso de medições periódicas deve-se determinar também a curva de carga típica.

Por outro lado, pode-se ressaltar alguns aspectos adicionais positivos da elaboração deste trabalho. Em termos específicos tem-se:

- a) Os procedimentos e critérios desenvolvidos são diretamente aplicáveis as atividades de manutenção preventiva (e, em alguns casos, corretiva), podendo se constituírem em importantes ferramentas, se corretamente utilizadas;
- b) A formulação permite determinar o nível de carregamento mais adequado para um certo instante operacional;
- c) Apresenta-se uma nova perspectiva para o cálculo da impedância percentual do transformador quando as tensões do alimentador são desequilibradas. Com o equacionamento proposto, a influência de tais desbalanços é mínima. Observa-se que, os erros obtidos de sua utilização são inferiores ao valor de tolerância permitido [5] para a grandeza, quando o ensaio é realizado com procedimentos normalizados.

Como sugestões para uma continuidade deste trabalho, propõe-se:

- a) Elaboração de rotinas computacionais que permitam a identificação de defeitos com o uso do sistema de aquisição de dados. A avaliação das correntes de sequência negativa, utilizando-se a metodologia desenvolvida neste trabalho, pode se constituir em um ponto de partida;
- b) Desenvolvimento de sistemas de aquisição de dados dedicados de baixo custo para monitoramento "on-line" dos transformadores;
- c) Estabelecimento de modelo térmico específico para avaliar, de forma mais adequada, as elevações de temperatura nos enrolamentos causadas tanto por correntes desequilibradas quanto com alto conteúdo harmônico. Neste sentido, é necessário que se construa um protótipo de transformador com vários sensores térmicos embutidos.

# ANEXO I

## ENSAIOS EXECUTADOS EM TRANSFORMADORES

### RESUMO

Este anexo apresenta os procedimentos de ensaios e os respectivos resultados obtidos na avaliação das características de desempenho do transformador de 15 kVA abordado nesta dissertação.

#### A.1.1 - EQUIPAMENTOS E INSTRUMENTAÇÃO UTILIZADAS NO ENSAIO DE CURTO-CIRCUITO

A metodologia empregada no ensaio de curto-circuito é a especificada na norma NBR 5380 [5], item 4.13.6.3, com pequenas adaptações. Tais adaptações referem-se ao emprego de sistema de aquisição de dados dedicado e transdutores específicos. O diagrama de ligações é mostrado na figura A.1.1.

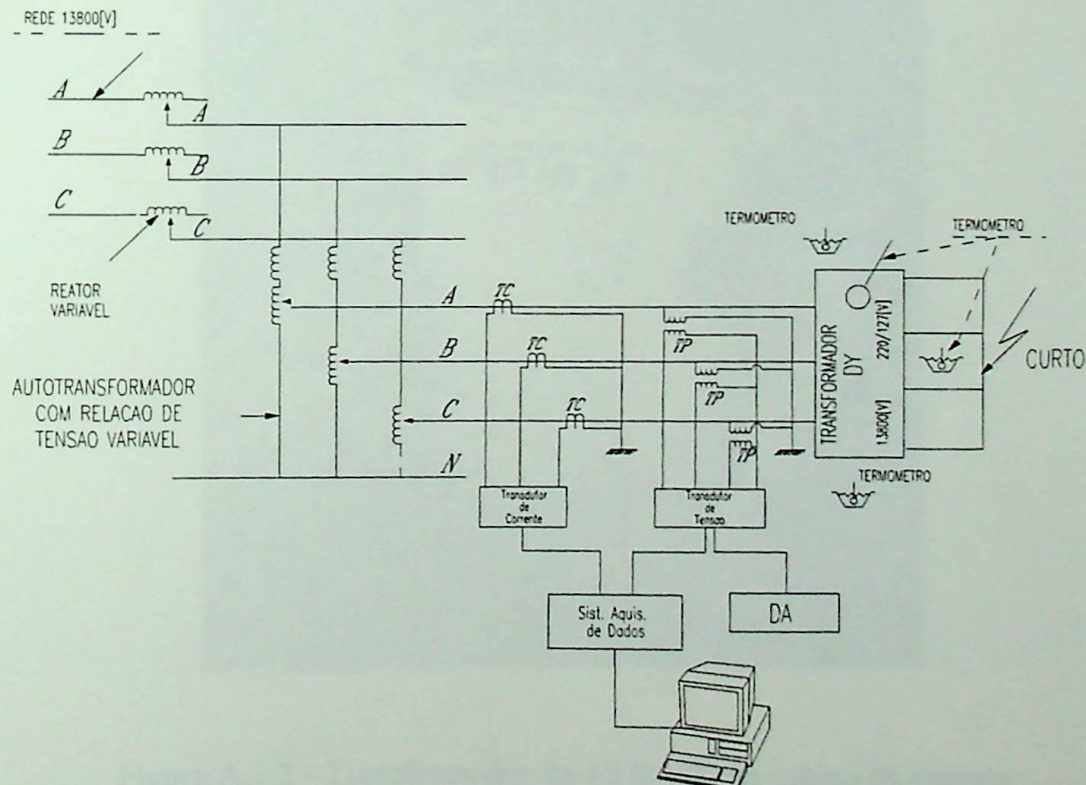


Figura A1.1 - Ensaio de Aquecimento condição desequilibrado

Para os ensaios realizados em condições assimétricas, as tensões de alimentação do transformador foram variadas individualmente, utilizando-se um auto-transformador motorizado com controle independente e reatores por fase.

Os transformadores para instrumentos (TC's) empregados para a acomodação de sinais possuem classe de exatidão de 0,2%.

A figura A.1.2 mostra o transformador de 15 [kVA] ensaiado, enquanto as figuras A.1.3 , A.1.4 e A.1.5 fornecem as vistas do equipamento de medição, do sistema de aquisição de dados dedicado e dos reatores empregados para alterar as tensões em cada fase, respectivamente.

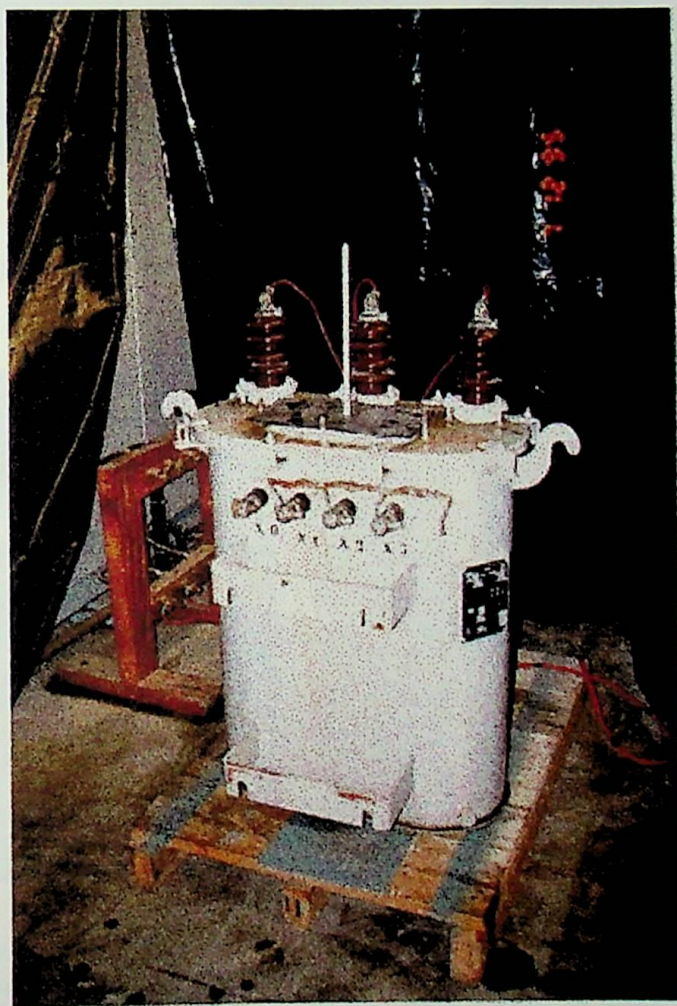


Figura A.1.2 - Transformador de 15 [kVA] na cabine de ensaios



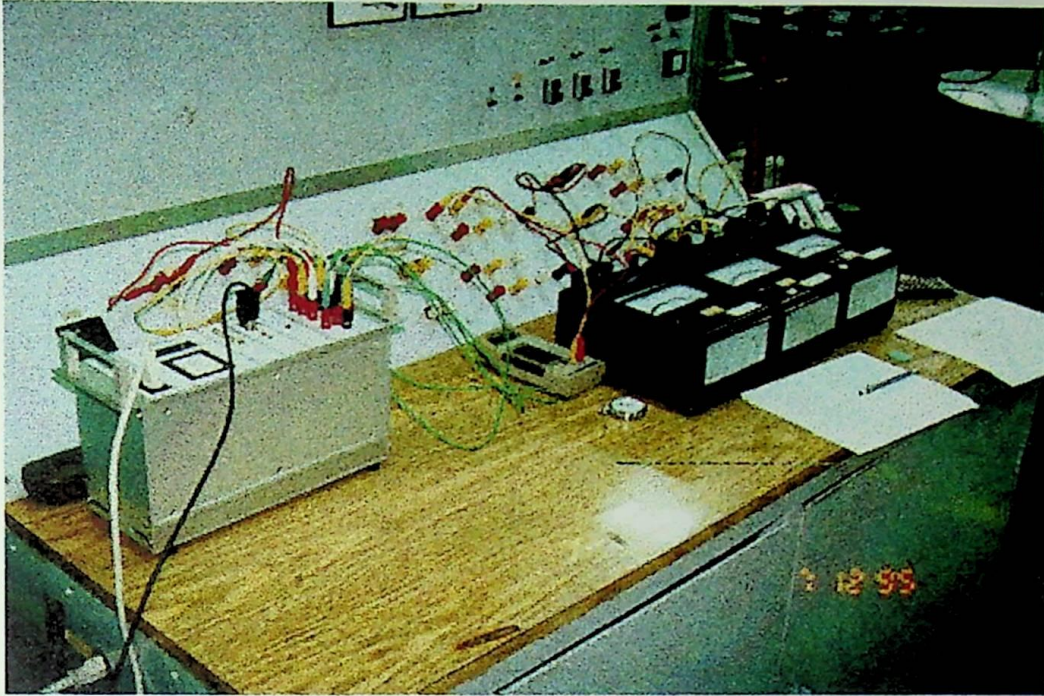


Figura A.1.3 - Equipamento de medição analógico utilizado

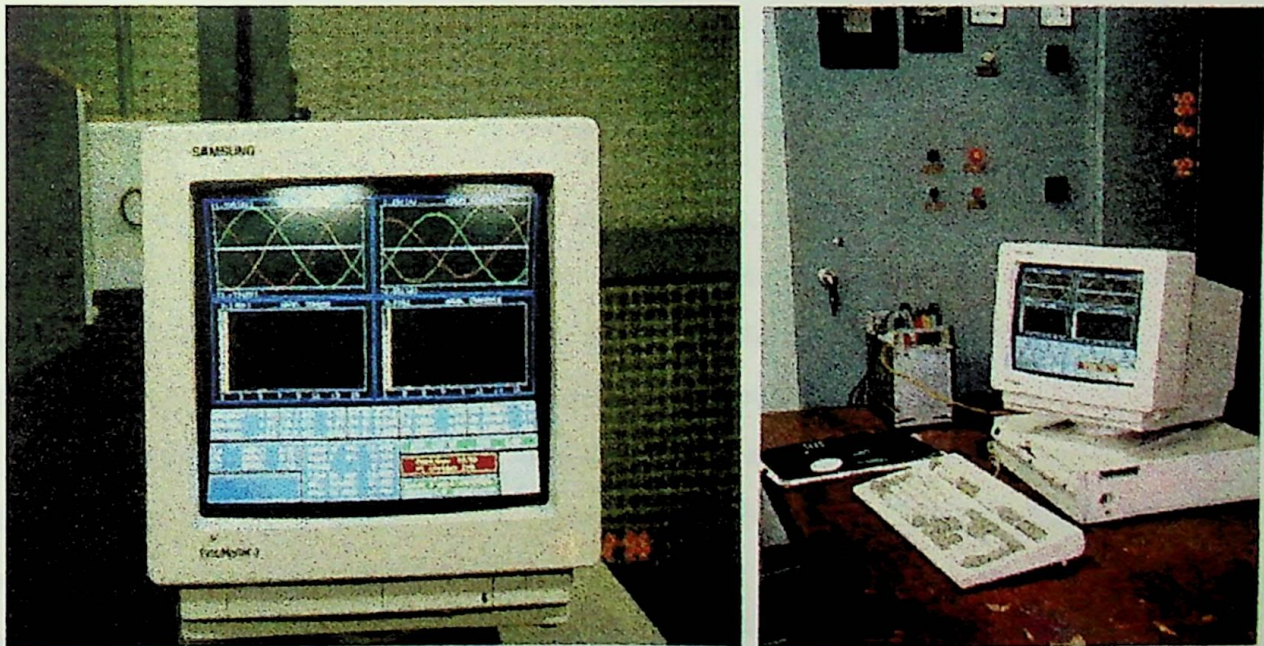


Figura A.1.4 - Sistema de aquisição de dados dedicado

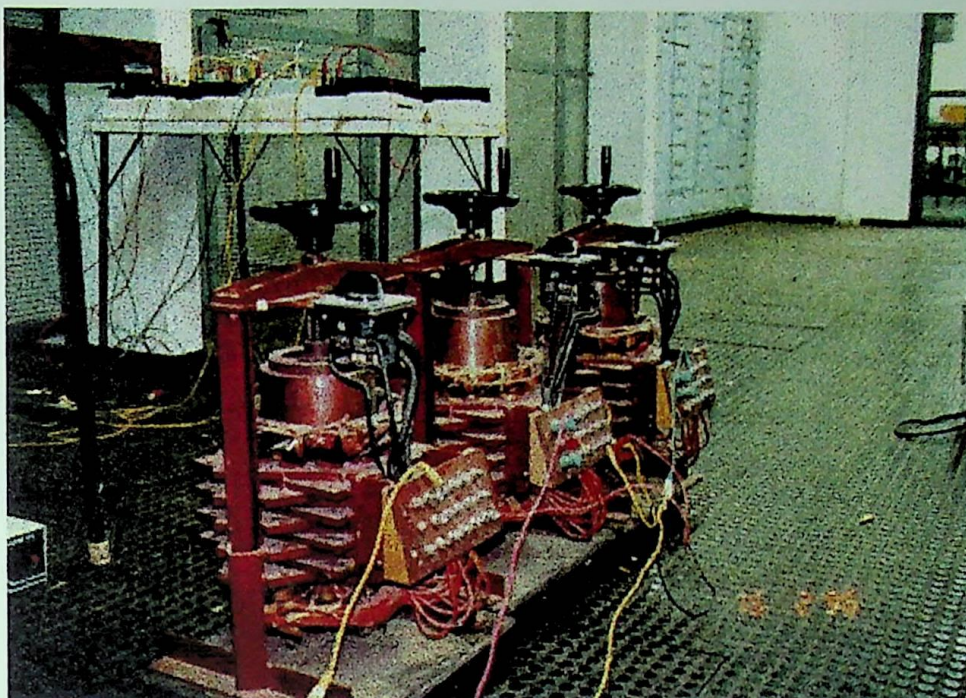


Figura A.1.5 - Reatores utilizados para variação da tensão

## A.1.2 - PROCEDIMENTOS E DADOS OBTIDOS NO ENSAIO DE AQUECIMENTO

Para a realização do ensaio de aquecimento, realizado como descrito em [5], o transformador de 15 [kVA] foi protegido com uma lona plástica. Tal atitude visa a evitar eventuais influências provenientes de variações de temperatura ambiente, bem como, de correntes de ar, climatizando da melhor maneira o cubículo de ensaio.

A média da temperatura externa foi obtida através da leitura de três termômetros de mercúrio escala de 60°C imersos em recipientes com óleo, a uma distância média de um metro um do outro e a meia altura do transformador. Para obter a temperatura do topo do óleo empregou-se um termômetro de álcool com escala de 150°C.

A figura A.1.6, fornecem vistas do termômetro de álcool de escala de 150°C para medição da temperatura no topo do óleo do transformador .



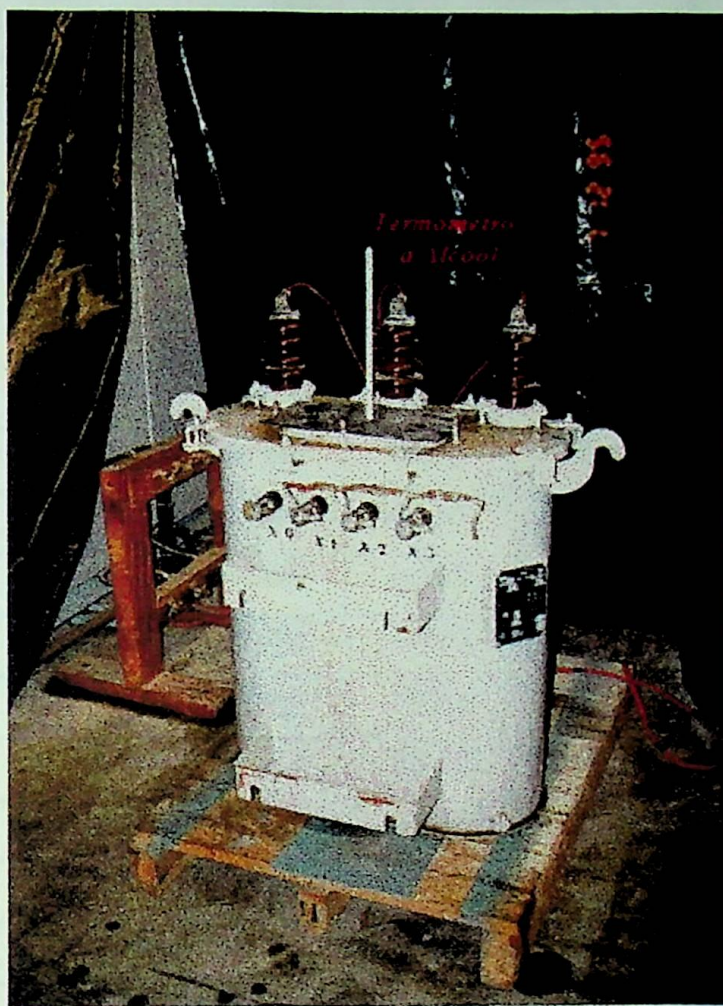


Figura A.1.6 - Localização do Termômetro de álcool escala de 150°C

Entre um ensaio de elevação de temperatura e o subsequente, respeitou-se o intervalo de um dia, de forma a evitar influências de um sobre o outro. Os resultados obtidos são os dados nas Tabelas A1.1, A1.2, A1.3 e A1.4.

HORAS	TEMPO	$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_{AMB}$	$\theta_{OLHO}$	$\Delta\theta$	$\Delta\theta_{AMB}$
* 7:15	0:00	20.00	20.00	19.70	53.10	33.10	-
7:45	0:30	20.50	20.00	20.00	54.40	34.15	1.05
8:15	1:00	21.00	20.00	20.00	56.00	35.50	1.35
8:45	1:30	21.50	20.50	21.00	57.20	36.20	0.70
9:15	2:00	22.00	20.50	21.00	58.00	36.75	+ 0.55
9:45	2:30	22.00	20.70	21.50	58.40	37.05	+ 0.30
10:15	3:00	23.00	21.50	22.50	59.10	36.85	- 0.20
10:45	3:30	23.00	21.50	23.00	59.15	36.90	+ 0.05
11:15	4:00	23.00	22.00	24.00	59.10	36.60	- 0.30
11:45	4:30	25.00	23.00	24.70	60.70	36.70	+ 0.10
12:15	5:00	26.00	24.00	25.20	61.90	36.90	+ 0.20
12:45	5:30	27.00	25.00	26.00	63.10	37.10	+ 0.20
13:15	6:00	27.50	26.00	26.00	63.90	37.15	+ 0.05
13:45	6:30	28.00	27.50	26.70	65.00	37.25	+ 0.10
① 14:15	7:00	29.00	28.00	27.00	65.80	37.30	+ 0.05
14:45	7:30	30.00	28.00	28.00	66.00	37.00	- 0.30
15:15	8:00	30.00	29.00	28.20	65.70	36.20	- 0.80
② 15:45	8:30	31.00	29.00	28.70	65.50	35.50	- 0.70
16:00	0:00	32.00	30.00	27.50	64.00	33.00	- 2.50
16:30	0:30	32.00	30.00	27.50	64.20	33.20	+ 0.20
③ 17:00	1:00	32.00	30.00	27.00	64.50	33.50	+ 0.30
17:15	0:00	32.00	30.00	27.00	64.10	33.10	- 0.40
17:45	0:30	32.00	30.00	27.00	64.30	33.30	+ 0.20
④ 17:15	1:00	32.00	30.00	27.00	64.50	33.50	+ 0.40

\* Transformador em curto com "Perdas Totais"

① Transformador sob corrente nominal

② Leitura de  $H_1$   $H_2$

③ Leitura de  $H_2$   $H_3$

④ Leitura de  $H_3$   $H_1$

Tabela A1.1 - Acompanhamento da Elevação de Temperatura  
Fator de Desbalanço - 1.54480

HORAS	TEMPO	$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_{AMB}$	$\theta_3$	$\theta_4$	
* 7:15	0:00	22.00	22.50	22.00	57.90	35.65	-
7:45	0:30	22.00	22.90	22.00	59.85	37.40	+ 1.75
8:15	1:00	22.50	23.50	23.00	61.50	38.50	+ 1.10
8:45	1:30	23.50	24.00	23.50	62.45	38.70	+ 0.20
9:15	2:00	24.00	24.20	23.60	63.35	39.25	+ 0.55
9:45	2:30	24.00	24.40	23.80	63.70	39.50	+ 0.25
10:15	3:00	24.50	24.50	24.20	64.30	39.80	- 0.30
10:45	3:30	25.20	25.00	24.80	64.70	39.60	- 0.20
11:15	4:00	26.00	25.50	24.60	65.30	39.55	- 0.05
11:45	4:30	26.50	26.00	26.20	65.40	39.15	- 0.40
12:15	5:00	27.00	26.90	26.30	65.70	38.75	- 0.40
12:45	5:30	28.00	27.20	26.50	66.10	38.50	- 0.25
① 13:15	0:30	28.00	27.70	27.20	66.00	38.15	- 0.35
13:45	1:00	28.50	28.00	27.30	65.50	37.25	- 0.90
14.15	1:30	28.70	28.50	27.60	65.10	36.50	- 0.75
② 14.45	2:00	29.00	28.50	27.70	64.80	36.05	- 0.45
15.00	0:00	29.00	28.90	27.80	64.00	35.05	- 1.40
15.30	0:30	29.50	29.00	27.90	63.40	34.15	- 0.90
③ 16.00	1:00	29.50	29.20	28.00	63.50	34.15	0.00
16.15	0:00	29.50	29.20	28.00	61.80	32.45	- 1.70
16.45	0:30	30.00	29.50	28.00	61.60	31.85	- 0.60
④ 17.15	1:00	30.00	29.50	28.00	61.50	31.74	- 0.10

\*

**Transformador em curto com "Perdas Totais"**

- ① Transformador sob corrente nominal
- ② Leitura de  $H_1$   $H_2$
- ③ Leitura de  $H_2$   $H_3$
- ④ Leitura de  $H_3$   $H_1$

Tabela A1.2 - Acompanhamento da Elevação de Temperatura  
Fator de Desbalanço - 10.44879

HORAS	TEMPO	$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_{AMB}$	$\theta_{TOS}$		
* 7:15	0:00	19.50	19.00	19.00	55.50	36.25	-
7:45	0:30	20.00	20.00	19.50	57.80	38.70	+ 2.45
8:15	1:00	21.00	20.00	20.00	60.30	39.80	+ 1.10
8:45	1:30	22.00	21.00	21.00	62.40	40.90	+ 1.10
9:15	2:00	22.00	21.00	21.00	62.90	41.10	+ 0.20
9:45	2:30	22.00	22.00	22.00	63.20	41.20	+ 0.10
10:15	3:00	22.00	22.50	23.00	63.50	41.25	+ 0.05
10:45	3:30	23.00	22.50	23.20	64.30	41.55	+ 0.30
11:15	4:00	24.00	23.00	23.40	64.90	41.40	- 0.15
11:45	4:30	24.00	24.00	23.60	65.50	41.50	+ 0.10
① 12:15	5:00	25.00	24.50	24.60	65.80	41.95	+ 0.45
12:45	0:30	26.00	25.00	24.40	65.20	39.75	- 1.45
13:15	1:00	26.00	25.50	24.90	65.00	39.25	- 0.50
13:45	1:30	27.00	26.00	25.20	64.90	38.40	- 0.85
14:15	2:00	27.00	26.00	25.40	64.90	38.40	0.00
② 14:45	2:30	27.00	26.50	25.90	64.90	38.15	- 0.25
15:00	0:00	28.00	27.00	26.90	64.00	36.50	- 1.65
15:30	0:30	28.00	27.00	27.00	64.20	36.70	+ 0.20
③ 16:00	1:00	28.00	27.00	27.00	64.40	36.90	+ 0.20
16:15	0:00	29.00	28.00	27.00	63.50	35.00	- 1.90
16:15	0:30	29.00	28.00	27.00	63.70	35.20	+ 0.20
④ 17:15	1:00	29.00	28.00	27.00	63.80	35.30	+ 0.10

\* Transformador em curto com "Perdas Totais"

① Transformador sob corrente nominal

② Leitura de  $H_1$   $H_2$

③ Leitura de  $H_2$   $H_3$

④ Leitura de  $H_3$   $H_1$

Tabela A1.3 - Acompanhamento da Elevação de Temperatura  
Fator de Desbalanço - 17.88703

HORAS	TEMPO	$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_{amb}$	$\theta_{ref}$	$\Delta\theta$	
* 7:15	0:00	21.00	20.00	20.70	54.20	38.70	-
7:45	0:30	21.00	20.00	21.00	60.70	40.20	+ 1.50
8:15	1:00	21.00	20.00	21.00	61.75	41.25	+ 1.05
8:45	1:30	22.00	21.00	21.00	63.15	41.65	+ 0.40
9:15	2:00	22.00	21.00	21.60	63.40	41.95	+ 0.25
9:45	2:30	22.50	22.00	22.40	64.25	42.00	+ 0.01
10:15	3:00	23.00	22.00	22.50	64.60	42.10	+ 0.10
10:45	3:30	22.50	22.00	22.70	64.30	42.05	- 0.05
11:15	4:00	22.50	22.00	23.00	64.50	42.25	+ 0.20
11:45	4:30	23.00	22.50	23.00	65.00	42.25	0.00
12:15	5:00	23.50	22.50	23.00	65.00	42.00	- 0.25
12:45	5:30	23.50	22.50	23.40	65.20	42.20	+ 0.20
① 13:15	6:00	24.00	23.00	23.50	65.90	42.40	+ 0.20
13:45	6:30	24.00	23.50	23.50	64.30	40.55	- 1.85
② 14:15	7:00	24.50	23.50	24.00	64.30	40.30	- 0.25
14:30	0:00	24.50	23.00	23.50	62.00	38.25	- 2.05
15:00	0:30	25.00	23.50	24.00	62.10	37.85	- 0.40
③ 15:30	1:00	25.00	24.00	24.30	62.60	38.10	+ 0.25
15:45	0:00	25.50	24.00	24.50	61.00	36.25	- 1.85
16:15	0:30	26.00	24.00	24.50	61.30	36.15	- 0.10
④ 16:45	1:00	26.00	24.50	24.50	61.40	36.15	0.00

\* Transformador em curto com "Perdas Totais"

① Transformador sob corrente nominal

② Leitura de  $H_1$   $H_2$

③ Leitura de  $H_2$   $H_3$

④ Leitura de  $H_3$   $H_1$

Tabela A1.4 - Acompanhamento da Elevação de Temperatura  
- Fator de Desbalanço - 29.2453

Após a elevação de temperatura atingir a um valor constante como estabelecido na norma NBR 5380 [5], efetuou-se as medidas do resistência a quente utilizando-se uma Ponte Kelvin para a menor resistência (Tensão Inferior) e Multímetro Digital para maior resistência (Tensão Superior). As figuras A.1.7 fornece as vistas de ambos os instrumentos.

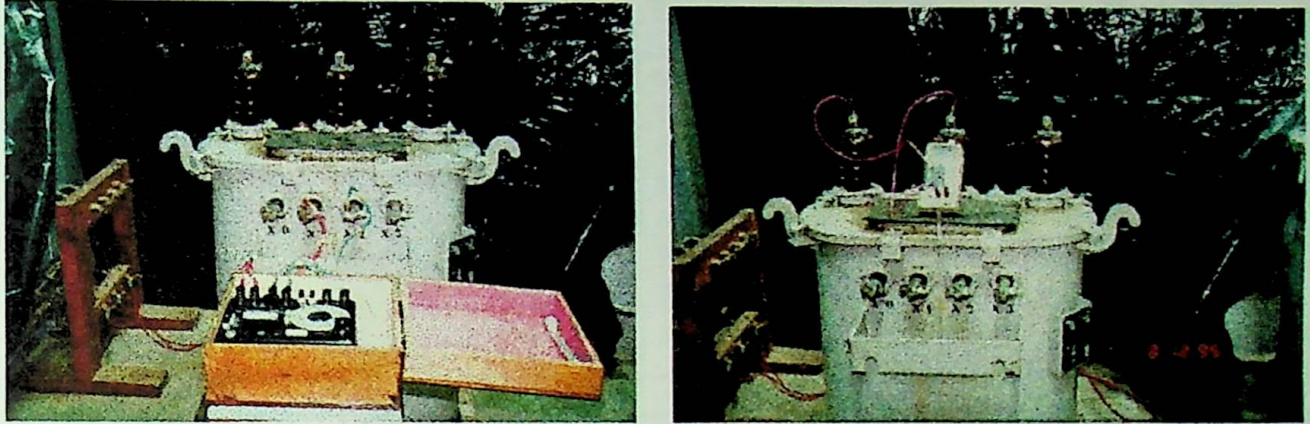


Figura A.1.7 - Medição da Resistência a Quente - Ponte de Kelvin e Multímetro Digital

A medição da resistência a quente foi efetuada para cada enrolamento de forma independente, observando-se a norma NBR 5380/82 [5], nos item 4.13.8.5 à 4.13.8.8. Os resultados obtidos são os fornecidos nas Tabelas A.1.5, A1.6, A1.7 e A1.8.

	$\theta$	Tempo [S]	$X_1X_2$	$H_1H_2$		$\theta$	Tempo [S]	$X_2X_3$	$H_2H_3$		$\theta$	Tempo [S]	$X_3X_1$	$H_3H_1$
$\theta_1$	30.0	48	0.0692	360	$\theta_1$	31.0	40	0.0692	360	$\theta_1$	29.0	45	0.0687	358
$\theta_2$	31.0	64	0.0692	360	$\theta_2$	30.0	44	0.0691	360	$\theta_2$	28.0	59	0.0686	358
$\theta_{AMB}$	28.5	68	0.069	359	$\theta_{AMB}$	27.0	48	0.069	359	$\theta_{AMB}$	27.5	78	0.0685	357
$\theta_{ÓLEO}$	65.5	80	0.0688	359	$\theta_{ÓLEO}$	64.5	52	0.0689	359	$\theta_{ÓLEO}$	63.0	96	0.0684	357
		110	0.0687	358			72	0.0688	358			102	0.0684	357
		134	0.0686	358			93	0.0687	358			121	0.0683	357
		170	0.0684	358			110	0.0687	357			162	0.0681	356
		190	0.0684	357			140	0.0684	357			170	0.068	356
		202	0.0683	357			180	0.0683	356			173	0.0679	356
		216	0.0683	357			192	0.0682	356			177	0.0678	356
		218	0.0682	357			198	0.0681	356			181	0.0678	355
		226	0.0682	356			218	0.068	356			188	0.0677	355
		232	0.0681	356			224	0.068	354			193	0.0677	355
		240	0.0681	356			238	0.0679	354			197	0.0677	354
							240	0.0679	354			203	0.0677	354
												208	0.0676	353
												216	0.0676	353
												228	0.0676	353

Tabela A1.5- Medição de Resistência a Quente - Condição 1.54480



	$\theta$	Tempo [s]	$X_1, X_2$	$H_1, H_2$		$\theta$	Tempo [s]	$X_2, X_3$	$H_2, H_3$		$\theta$	Tempo [s]	$X_3, X_1$	$H_3, H_1$
$\theta_1$	29.0	45		361	$\theta_1$	29.5	44	0.0693	360	$\theta_1$	30.0	43	0.069	359
$\theta_2$	28.5	50		360	$\theta_2$	29.2	50	0.0691	359	$\theta_2$	29.5	45	0.069	358
$\theta_{AMB}$	27.7	72	0.0692	360	$\theta_{AMB}$	28.0	65	0.069	358	$\theta_{AMB}$	28.0	60	0.0689	357
$\theta_{ÓLEO}$	67.8	106	0.0691	360	$\theta_{ÓLEO}$	66,5	85	0.0689	358	$\theta_{ÓLEO}$	65.5	67	0.0688	357
		123	0.069	360			100	0.0688	357			84	0.0687	357
		145	0.069	359			119	0.0688	357			99	0.0687	356
		157	0.0689	359			135	0.0687	357			106	0.0686	356
		180	0.0688	358			150	0.0686	356			120	0.0685	356
		191	0.0687	358			167	0.0685	356			142	0.0684	356
		210	0.0686	358			185	0.0685	356			155	0.0683	355
		240	0.0685	357			200	0.0684	356			170	0.0682	355
							220	0.0684	355			190	0.0681	355
							240	0.0683	355			212	0.068	355
												230	0.0679	354
												240	0.0678	354

Tabela A1.6- Medição de Resistência a Quente  
Condição 10.44879

	$\theta$	Tempo [s]	$X_1, X_2$	$H_1, H_2$		$\theta$	Tempo [s]	$X_2, X_3$	$H_2, H_3$		$\theta$	Tempo [s]	$X_3, X_1$	$H_3, H_1$
$\theta_1$	27.0	47	0.0695	360	$\theta_1$	28.0	34	0.0692	359	$\theta_1$	29.0	56	0.0688	356
$\theta_2$	26.5	54	0.0695	360	$\theta_2$	27.0	44	0.0692	359	$\theta_2$	28.0	59	0.0688	356
$\theta_{AMB}$	25.9	59	0.0694	359	$\theta_{AMB}$	27.0	57	0.0691	358	$\theta_{AMB}$	27.0	65	0.0686	355
$\theta_{ÓLEO}$	64.9	68	0.0693	359	$\theta_{ÓLEO}$	64.4	69	0.0689	357	$\theta_{ÓLEO}$	63.8	75	0.0686	355
		84	0.0692	359			77	0.0688	357			93	0.0685	354
		98	0.0691	358			91	0.0687	357			105	0.0685	354
		117	0.069	358			104	0.0686	356			115	0.0683	354
		140	0.069	357			125	0.0685	356			135	0.0682	354
		150	0.0688	357			143	0.0685	355			147	0.0682	353
		170	0.0687	357			155	0.0684	355			160	0.0681	353
		195	0.0685	356			172	0.0683	355			175	0.0681	353
		225	0.0684	356			195	0.0683	355			185	0.068	353
		240	0.0684	356			200	0.0682	354			198	0.0679	353
							217	0.0682	354			220	0.0678	352
							240	0.0681	354			240	0.0677	352

Tabela A1.7- Medição de Resistência a Quente Condição 17.88703

	$\theta$	Tempo [S]	$X_1X_2$	$H_1H_2$		$\theta$	Tempo [S]	$X_2X_3$	$H_2H_3$		$\theta$	Tempo [S]	$X_3X_1$	$H_3H_1$
$\theta_1$	27.0	45	0.0698	361	$\theta_1$	28.0	47	0.0693	357	$\theta_1$	29.0	40	0.0686	357
$\theta_2$	26.5	55	0.0697	359	$\theta_2$	27.0	60	0.0687	357	$\theta_2$	28.0	68	0.0684	356
$\theta_{AMB}$	25.9	69	0.0694	359	$\theta_{AMB}$	27.0	80	0.0685	357	$\theta_{AMB}$	27.0	80	0.0684	356
$\theta_{ÓLEO}$	64.9	86	0.0693	359	$\theta_{ÓLEO}$	64.4	90	0.0685	356	$\theta_{ÓLEO}$	63.8	100	0.0682	355
		95	0.069	358			105	0.0684	356			115	0.0681	355
		108	0.0688	358			120	0.0683	356			134	0.0679	355
		125	0.0686	358			130	0.0683	355			154	0.0677	354
		150	0.0684	357			137	0.0682	355			170	0.0676	354
		166	0.0682	357			140	0.0681	355			180	0.0675	353
		180	0.0681	357			145	0.068	354			200	0.0674	353
		209	0.0681	357			175	0.068	354			210	0.0673	353
		215	0.068	356			195	0.0679	354			227	0.0673	352
		228	0.068	356			213	0.0679	353			240	0.0672	352
		240	0.0679	355			225	0.0678	353					
							240	0.0678	353					

Tabela A1.8- Medição de Resistência a Quente - Condição 29.24528

As figuras A1.8, A1.9, A1.10 e A1.11 ilustram de forma gráfica o resultado das medições em ambos os lados do transformador para vários graus de desbalanço de tensão.

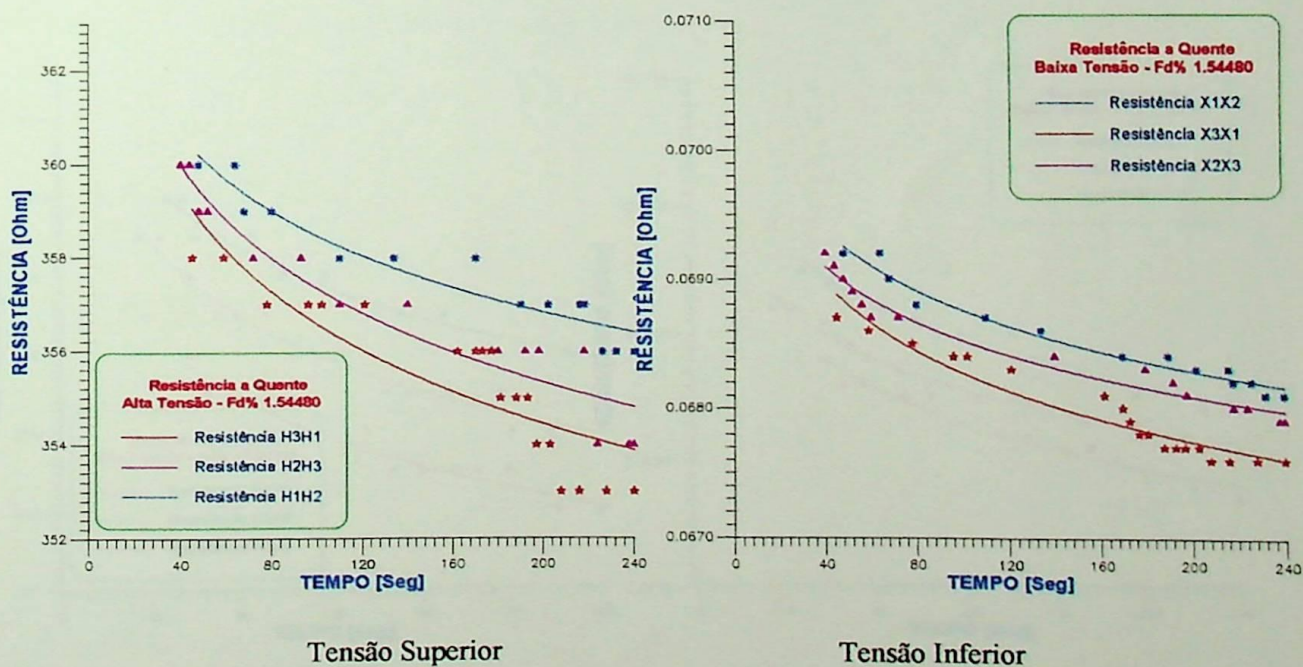
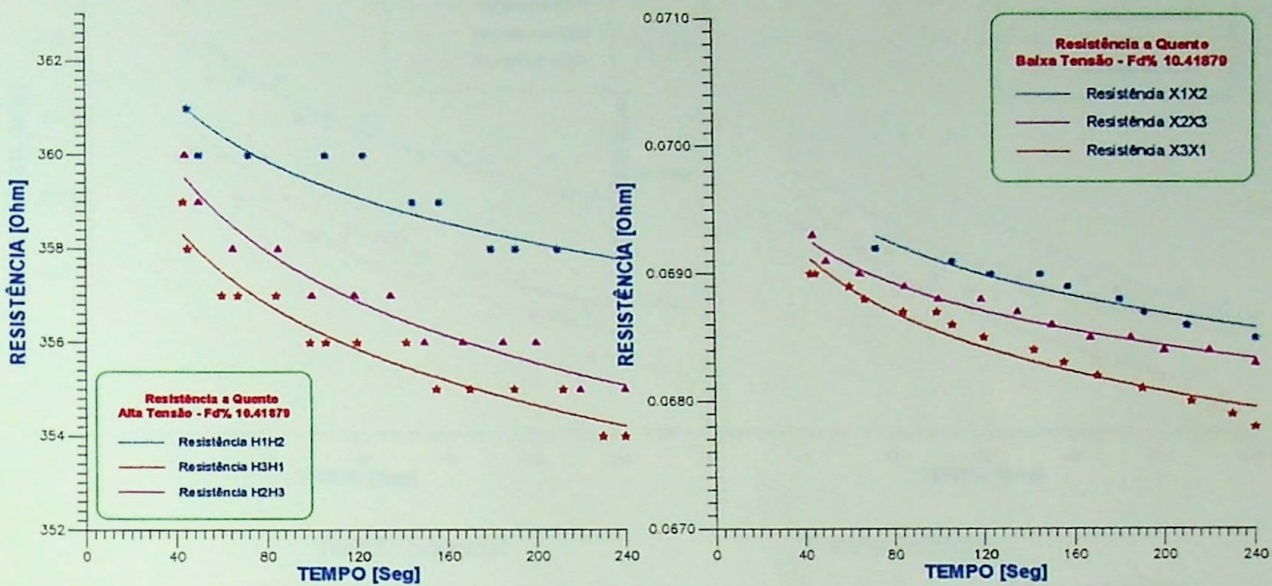


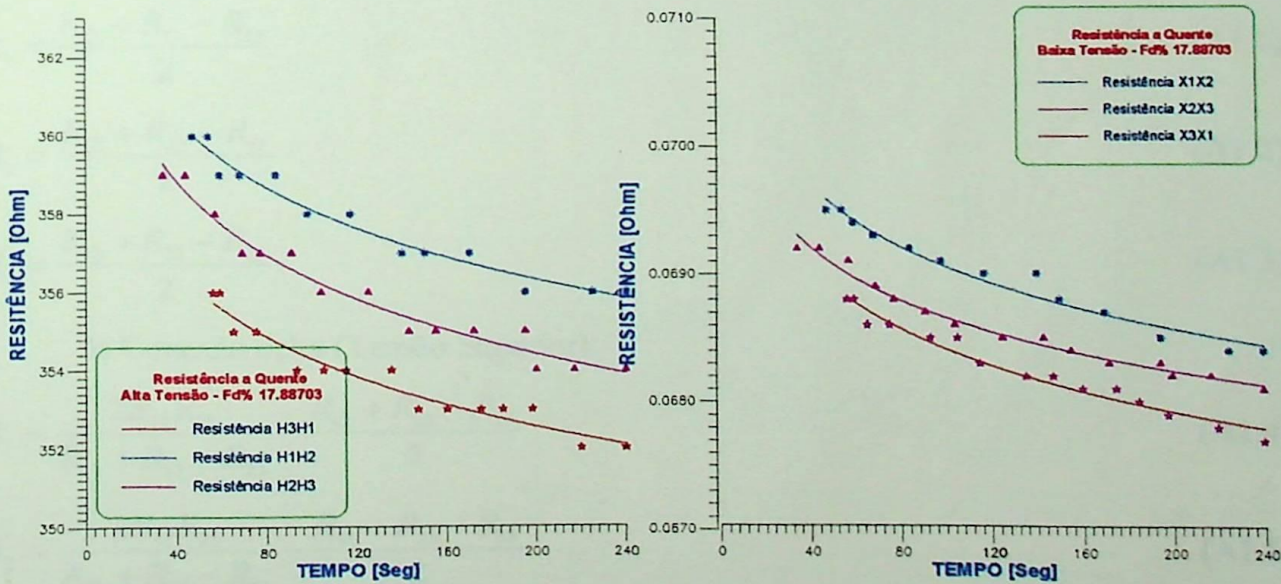
Figura A1.8 - Resultados do ensaio de medição de resistência à quente -  $f_d\% = 1.54480\%$



Tensão Superior

Tensão Inferior

Figura A1.9 - Resultados do ensaio de medição de resistência à quente -  $f_d\% = 10.44879\%$



Tensão Superior

Tensão Inferior

Figura A1.10 - Resultados do ensaio de medição de resistência à quente -  $f_d\% = 17.88703\%$

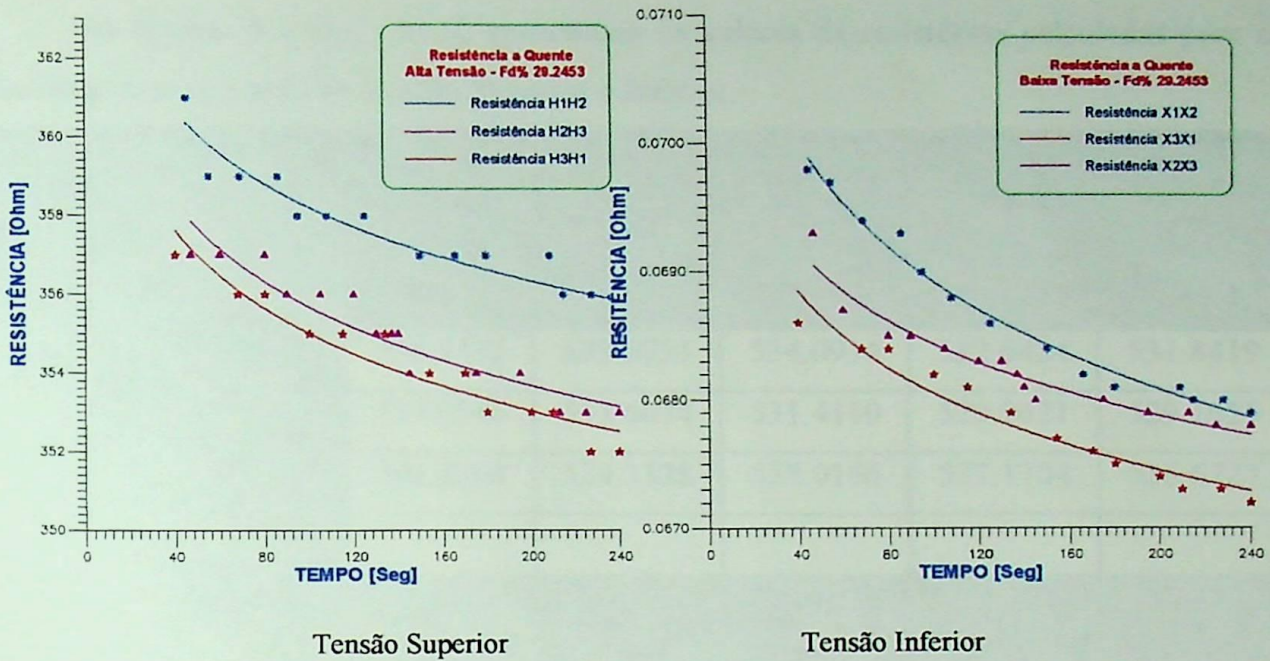


Figura A1.11 - Resultados do ensaio de medição de resistência à quente -  $f_d\% = 29.24528$

Os valores de resistência foram obtidos através da medição entre as buchas. Porém, como o objetivo foi o de determinar o comportamento de cada fase distintamente, utilizou-se as seguintes expressões para calcular a resistência de cada enrolamento, ou seja:

a) Para a conexão em estrela (Tensão Inferior)

$$R_1 = \frac{R_{12} + R_{13} - R_{23}}{2} \quad (A1.1)$$

$$R_2 = \frac{R_{12} + R_{23} - R_{13}}{2} \quad (A1.2)$$

$$R_3 = \frac{R_{13} + R_{23} - R_{12}}{2} \quad (A1.3)$$

b) Conexão delta (Tensão Superior):

$$R_1 = \frac{2R_{12}R_{13}}{R_{12} + R_{13} - R_{23}} - \frac{R_{12} + R_{13} - R_{23}}{2} \quad (A1.4)$$

$$R_2 = \frac{2R_{12}R_{23}}{R_{12} + R_{23} - R_{13}} - \frac{R_{12} + R_{23} - R_{13}}{2} \quad (A1.5)$$

$$R_3 = \frac{2R_{13}R_{23}}{R_{13} + R_{23} - R_{12}} - \frac{R_{13} + R_{23} - R_{12}}{2} \quad (A1.6)$$



As tabelas A.1.11 e, A1.12 apresentam os valores da resistência calculadas para cada fase obtidas para o lado de Tensão Superior e Inferior.

<b>Resistência a Quente - Tensão Superior</b>						
Desbalanço 1.5448%	Tempo	50	100	150	200	240
	Medições	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
	R <sub>1</sub>	538.8473	535.6953	534.0934	532.6424	531.8419
	R <sub>2</sub>	537.0546	533.6074	531.4110	529.9621	529.1625
	R <sub>3</sub>	541.2563	539.3128	538.0166	537.1704	536.6727
Desbalanço 10.4188%	Tempo	50	100	150	200	240
	Medições	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
	R <sub>1</sub>	538.5890	535.6883	533.8866	535.5369	531.6859
	R <sub>2</sub>	535.0186	532.4183	530.9189	529.8675	529.0186
	R <sub>3</sub>	543.4250	541.4327	541.1462	540.4017	540.1589
Desbalanço 17.8870%	Tempo	50	100	150	200	240
	Medições	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
	R <sub>1</sub>	537.5910	536.8243	533.3910	531.5894	531.3403
	R <sub>2</sub>	531.6310	528.1605	527.4312	526.5267	525.6798
	R <sub>3</sub>	540.0126	536.4827	535.8127	534.9175	534.0643
Desbalanço 29.2453%	Tempo	50	100	150	200	240
	Medições	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
	R <sub>1</sub>	538.5663	534.3139	531.3176	529.5768	528.5729
	R <sub>2</sub>	529.6857	527.5148	526.2981	525.4390	524.7362
	R <sub>3</sub>	545.2647	542.8313	541.6491	540.5032	539.8063

Tabela A.1.11- Resistência a Quente calculadas para os vários níveis de desbalanço.

Resistência a Quente - Tensão Inferior						
Desbalanço 1.5448%	Tempo	50	100	150	200	240
	Medições	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
	R <sub>1</sub>	0.0346	0.0343	0.0340	0.0340	0.0339
	R <sub>2</sub>	0.0347	0.0345	0.0344	0.0343	0.0343
	R <sub>3</sub>	0.0343	0.0340	0.0339	0.0338	0.0337
Desbalanço 10.4188%	Tempo	50	100	150	200	240
	Medições	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
	R <sub>1</sub>	0.0346	0.0344	0.0342	0.0342	0.0340
	R <sub>2</sub>	0.0348	0.0347	0.0346	0.0345	0.0342
	R <sub>3</sub>	0.0344	0.0341	0.0340	0.0339	0.0341
Desbalanço 17.8870%	Tempo	50	100	150	200	240
	Medições	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
	R <sub>1</sub>	0.0347	0.0344	0.0342	0.0341	0.0341
	R <sub>2</sub>	0.0349	0.0347	0.0345	0.0344	0.0344
	R <sub>3</sub>	0.0342	0.0340	0.0339	0.0338	0.0337
Desbalanço 29.2453%	Tempo	50	100	150	200	240
	Medições	(s)	(s)	(s)	(s)	(s)
	R <sub>1</sub>	0.0347	0.0343	0.0340	0.0338	0.0338
	R <sub>2</sub>	0.0351	0.0347	0.0344	0.0343	0.0341
	R <sub>3</sub>	0.0339	0.0338	0.0337	0.0336	0.0335

Tabela A.1.12- Resistência a Quente calculadas para os vários níveis de desbalanço.

A determinação gráfica da resistência no instante do desligamento foi efetuada conforme a NBR 5380/82 [5].

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] "American Nacional Standard for Motors and Generators", Nema MG 1 - 1978
- [2] Wagner, C.F.; Evans R.D. - "Symmetrical Componontes" - Mc Graw Hill Book Co., New York, 1993;
- [3] Konstenko, M.; Piotrovski, I. - "Máquinas Elétricas"- Editora Lopes da Silva - Porto 1979
- [4] Oliveira, José Carlos de, "Transformadores: Teoria e Ensaio"/ Jose Carlos de Oliveira, João Roberto Cogo, José Policarpo G. de Abreu - São Paulo: Edgard Blücher; Itajubá, MG - Escola Federal de Engenharia, 1984.
- [5] NBR 5380 - "Transformadores de Potência - Método e Ensaio" - ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - Nov / 1982
- [6] NBR 5356 - "Transformadores de Potência - Especificação" - ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - Dez / 1981
- [7] NBR 5416 - "Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência - Procedimento " - ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - Dez / 1981
- [8] Bast, R.R.; et alli "Determination of Power Transformer Ratings for the Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection".
- [9] Black, J.H.; Kelly, E.J.; "Oil immersed power transformer overload calculations by computer" IEEE on Pas vol 88 aug/1969.
- [10] Ramos, D.S.; Portela, C.M.; Bezerra , L.R.; Gesualdi Jr., L.C.; "A New Approach to Transformer Loading Limits Assessment" II Symposium of Specialists in Electric Operations And Expansion Planning (II SEPOPE) Aug/89.

- [11] Ramos, D.S.; Gesualdi Jr.; L.C.; Bezerra, C.R.; "Um novo enfoque para a determinação de limites admissíveis para o carregamento de unidades transformadores" II SEPOPE agosto/1985.



DATA 05/06/1997

PROC.

PED. PPG

LIV.

RS *Alencar*

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ  
8200897



NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA