

**TESE** UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**1226**

**FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA:  
UMA CONTRIBUIÇÃO PARA ANÁLISE,  
DEFINIÇÕES, CAUSAS E SOLUÇÕES**

**AUTOR:**

**MIGUEL CARLOS MEDINA PENA**

**Itajubá, março de 2003**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**



**FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA:  
UMA CONTRIBUIÇÃO PARA ANÁLISE,  
DEFINIÇÕES, CAUSAS E SOLUÇÕES**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Ciências da Engenharia.

**AUTOR:**

**MIGUEL CARLOS MEDINA PENA**

**ORIENTADOR:**

**PROF. Dr. CARLOS A. MOHALLEM GUIMARÃES - UNIFEI**

**CO-ORIENTADORA:**

**PROF. Dra. DAYSE CAVALCANTI DE LEMOS DUARTE - UFPE**

Itajubá, março de 2003



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

## **A N E X O I**

### **PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 084 de 13/03/2003, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **“Falhas em Transformadores de Potência: Uma Contribuição para Análise, Definições, Causas e Soluções”** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **Miguel Carlos Medina Pena**.

Itajubá, 14 de março de 2003.

Dr. José Carlos Mendes  
1º Examinador - ABB Asea Brown Boveri

Prof. Dr. José Policarpo Gonçalves de Abreu  
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Carlos Alberto Mohallem Guimarães  
3º Examinador - (Orientador) - UNIFEI

## AGRADECIMENTOS

A Deus, que possibilita superar todos os momentos difíceis e que, a cada instante, me anima e orienta para o melhor conhecimento e realização.

A minha família, que sempre me apoiou e me incentivou nos estudos.

As empresas Grupo Forças, pela oportunidade oferecida e pelo incentivo para realizar os estudos visando o curso de pós-graduação em Itajubá.

As Engenheiras Nilza e Adeli, pela amizade, compreensão, paciência de apoio, oportunidades oferecidas e orientação do trabalho para fazer o curso de pós-graduação.

A Coordenação de Pós-graduação da UNIFEI, pela oportunidade oferecida para realização do curso de pós-graduação.

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho:

A minha esposa Fátima e aos meus filhos Maria Eduarda, Ana Carolina e Carlos Henrique, pelo amor, paciência, compreensão e incentivo.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, que possibilitou superar todos os momentos difíceis e que, a cada instante, nos ensina o caminho para o nosso conhecimento e realização.

A minha família, que sempre me apoiou e me incentivou nos estudos.

Ao Engenheiro Sérgio Fontain, pela oportunidade oferecida e pelo incentivo para reiniciar os estudos fazendo o curso de pós-graduação em Itajubá.

Ao Engenheiro Nelson Acioli, pela amizade, compreensão, palavras de apoio, oportunidades oferecidas e liberação do trabalho para fazer o curso de pós-graduação.

À Chesf - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, pela oportunidade e patrocínio para a realização do curso de pós-graduação.

Ao Professor Doutor Carlos Alberto Mohallem Guimarães, orientador desta dissertação, pela confiança depositada, palavras de incentivo, além do imprescindível suporte técnico.

À Professora Doutora Dayse Cavalcanti de Lemos Duarte, co-orientadora desta dissertação, pela confiança, apoio, infinita paciência, além do prestimoso apoio técnico que sempre foram importantes e enriquecedores.

Ao Professor Doutor José Carlos Mendes, pelas palavras de incentivo, envio de artigos técnicos, afora as eternas consultorias técnicas que sempre foram valiosas e enriquecedoras.

Aos colegas Roberto Barros, Vespúcio Alencar, Roberto Finizola, Marcos Valença, Carlos Alberto, Emmanuel César, João Antônio, Adolpho Calazães, Djalma Gomes, Norma Mello, Fernando Alves, Humberto Maribondo, Ricardo Matias, Ricardo Moraes e José Maria pelas discussões e sugestões.

Agradeço enfim, a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a execução deste trabalho.

## SUMÁRIO

RESUMO

ABSTRACT

<b>Capítulo 1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS.....</b>	<b>1</b>
1.1- Introdução.....	1
1.2- Apresentação do Problema.....	4
1.3- Objetivos.....	6
<b>Capítulo 2 - CARACTERIZAÇÃO DOS ÍNDICES DE DESEMPENHO.....</b>	<b>8</b>
2.1- Introdução .....	8
2.2- Teoria da Confiabilidade.....	9
2.2.1- Definição de confiabilidade.....	9
2.2.2- Função confiabilidade.....	9
2.2.3- Taxa de falha.....	11
2.2.4- Taxa de reparo.....	18
2.2.5- Modelo de representação de um transformador e índice de indisponibilidade.....	19
2.3-Conceituação Básica Sobre Falhas.....	21
2.3.1- Conceituação e definição de falha.....	21
2.3.2- Velocidade de manifestação da falha .....	22
<b>Capítulo 3 – PESQUISA SOBRE FALHAS EM TRANSFORMADORES: ABORDAGENS NACIONAL E INTERNACIONAL.....</b>	<b>23</b>
3.1- Introdução.....	23
3.2- Pesquisa Internacional – CIGRÉ.....	24
3.3- Pesquisa no Brasil – GCOI.....	30
3.4- Pesquisa no Nordeste do Brasil – CHESF.....	33
3.5- Conclusões.....	35

<b>Capítulo 4 - ANÁLISE DAS FALHAS E FATORES QUE INFLUENCIAM A CONFIABILIDADE DOS TRANSFORMADORES.....</b>	<b>36</b>
<b>4.1- Introdução .....</b>	<b>36</b>
<b>4.2- Parte Ativa.....</b>	<b>38</b>
4.2.1- Solicitação superior à suportabilidade.....	40
4.2.1.1 – Falhas por sobretensões ressonantes.....	41
4.2.1.2 – Falhas por tensões transitórias rápidas.....	51
4.2.1.3 – Falhas por elevadas correntes de curto-circuito.....	55
4.2.2- Redução da suportabilidade dielétrica.....	59
4.2.2.1- Falhas por efeito da umidade e oxigênio.....	64
4.2.2.2- Falhas por efeito da temperatura.....	71
4.2.2.3- Falhas por contaminação de partículas.....	80
4.2.2.4- Falhas por eletrização estática do óleo.....	82
4.2.3- Falhas no circuito magnético.....	83
<b>4.3- Sistema de Proteção Própria.....</b>	<b>86</b>
4.3.1- Falhas em relé de gás.....	87
4.3.2- Falhas em indicadores de temperatura.....	90
4.3.3- Falhas em válvulas de alívio de pressão.....	93
4.3.4- Falhas em dispositivos de proteção do CDC.....	94
4.3.5- Falhas no dispositivo impedidor de manobra do CDST...	96
4.3.6- Falhas em proteção por relé de carcaça.....	97
4.3.7- Falhas em TC de bucha que alimenta a proteção.....	97
<b>4.4- Comutador de Tape.....</b>	<b>98</b>
4.4.1- Falhas em comutadores de derivações em carga.....	98
4.4.2- Falhas em comutadores de derivações sem tensão.....	103
<b>4.5- Buchas.....</b>	<b>106</b>
<b>4.6 - Modelo Proposto Para Hierarquização das Falhas.....</b>	<b>111</b>

<b>Capítulo 5 – IMPLANTAÇÃO DE MEDIDAS PARA MINIMIZAR O NÚMERO DE FALHAS: EXPERIÊNCIA CHESF.....</b>	<b>115</b>
<b>5.1- Introdução.....</b>	<b>115</b>
<b>5.2- Apresentação dos Resultados.....</b>	<b>116</b>
5.2.1- Taxa de falha geral de todos os equipamentos de transformação.....	116
5.2.2- Estratificação dos dados da taxa de falha por função....	118
5.2.2.1-Taxa de falha de transformadores de usina por classe de tensão.....	118
5.2.2.2-Taxa de falha de transformadores de subestação por classe de tensão.....	120
5.2.2.3- Taxa da falha de autotransformadores .....	121
<b>Capítulo 6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>123</b>
- <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>127</b>
- <b>BIBLIOGRAFIA AUXILIAR.....</b>	<b>131</b>
- <b>ANEXO – Índice de Qualidade de Fornecimento de Energia .....</b>	<b>132</b>

## RESUMO

Nos Sistemas Elétricos de Potência, o transformador é considerado um dos equipamentos vitais nas interligações dos circuitos de diferentes níveis de tensões. Esta dissertação apresenta uma análise dos índices de desempenho dos transformadores de alta e extra-alta tensão, realizando um estudo sistemático dos modos de falhas, com ênfase para os fenômenos físicos envolvidos, suas origens, causas e soluções.

No capítulo 1, foram realizadas considerações gerais sobre a importância do transformador para o mundo moderno e a tendência indesejável do crescimento das taxas de falhas observadas no Brasil no período de 1993 a 1996.

No capítulo 2 deste trabalho, apresenta-se uma caracterização dos índices de desempenho de transformadores, enfocando as metodologias empregadas nas pesquisas em nível nacional e internacional.

Seguidamente no capítulo 3, será apresentada uma abordagem sobre o estado da arte em pesquisa de falhas em transformadores, que consiste em trazer à luz as experiências vividas por várias entidades do setor elétrico.

No capítulo 4, é apresentado um estudo sistemático sobre os modos de falhas baseado no conhecimento a priori de especialistas, interações com empresas congêneres, fabricantes, centro de pesquisas, universidades e uma revisão da literatura sobre as principais causas das falhas em transformadores de potência. Aplicando a metodologia do "mind map", foi possível agrupar, visualizar os modos de falhas ocorridos e, mais importante ainda, prever outros possíveis novos modos de falhas. Desta forma, foram identificados mais de 150 modos de falhas em

transformadores de potência que foram agrupados em oito “mind map”. A partir da identificação dos modos de falhas, foi realizada uma análise dos fenômenos físicos envolvidos, com ênfase para os mecanismos de manifestação, e foram propostos mais de 100 recomendações de caráter preditivo e preventivo, que englobam a especificação, o projeto, a operação e a manutenção, para evitar ou minimizar as falhas em transformadores da potência. Neste capítulo, também está proposto um modelo para hierarquização das falhas, baseado em duas variáveis, frequência de ocorrência da falha e custo de reparo, denominada de matriz de risco, que visa a ajudar a tomada de decisão para relocações estratégicas dos transformadores e aplicação dos recursos para o implemento das recomendações.

Em seguida, no capítulo 5, mostra-se o resultado da implementação da metodologia abordada no capítulo 4.

Finalmente, no capítulo 6, são mostradas as conclusões e as recomendações da dissertação, incluindo propostas para novos trabalhos de pesquisa.

## ABSTRACT

In electric power systems, the power transformer is considered one of the essential equipment in the inter-connections of circuits with different levels of voltages. This dissertation presents an analysis of the performance indices of high and extra-high transformers, by carrying out a systematic study of the failures modes, and gives emphasis to the physical phenomena involved, their source, causes and solutions.

In Chapter 1, general observations are made about the importance of the transformer for the modern world and the undesirable tendency for the growth of failure levels observed in Brazil between 1993 and 1996.

In Chapter 2, a characterization is presented of the performance indices of transformers, focusing on the methodologies used in research at national and international levels.

Following this, in Chapter 3, an approach is presented on the state-of-art for research into transformer failures, which consists in bringing into view the experiences suffered by various bodies in the electric power sector.

In Chapter 4, a systematic analysis is presented on the failure modes based on the a priori knowledge of specialists, interactions between peer businesses, manufacturers, research centres, universities, and a review of the literature on the main causes for failures in power transformers. By applying "mind map" methodology, it was possible to bring together and visualize the modes of failure that have occurred, and even more importantly, to predict other possible new modes of failure. In this way, more than 150 failure modes have been identified in power transformers which have been grouped together in eight "mind maps". Based on identifying the failure modes an analysis was carried out of the physical phenomena

involved, with the emphasis on the manifestation mechanisms, and more than 100 recommendations have been proposed of a predictive and preventative nature. These cover specification, project, operation, and maintenance in order to avoid or minimize the failures in power transformers. In this chapter, a model is also proposed for constructing a hierarchy of failures, based on two variables, frequency of occurrence and cost of repair, deemed to be the risk matrix. This aims to help decision-making with regard to strategic relocations of the transformers and the application of resources for the implementation of the recommendations.

Next, in Chapter 5, the result of the implementation of the methodology set out in Chapter 4 is presented.

Finally, in Chapter 6, conclusions are drawn and the recommendations of the dissertation are made, including proposals for new research projects.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Taxa de falhas em transformadores – Brasil

Figura 2.1 – Função densidade de probabilidade e distribuição acumulada

Figura 2.2 – Função densidade de probabilidade

Figura 2.3 – Curva da banheira

Figura 2.4 – Taxa de falhas em sistemas eletrônicos e mecânicos

Figura 2.5 – Modelos de velocidades de manifestações de falhas

Figura 3.1 – Componente afetado – transformadores de usina com CDC

Figura 3.2 – Componente afetado – transformadores de usina sem CDC

Figura 3.3 – Componente afetado – transformador de subestação com CDC

Figura 3.4 – Componente afetado – transformador de subestação sem CDC

Figura 3.5 – Componente afetado – autotransformador com comutador

Figura 3.6 – Componente afetado – autotransformador sem CDC

Figura 3.7 – Taxa de falha em transformadores – Brasil

Figura 3.8 – Taxa de falha anual por classe de tensão

Figura 3.9 – Percentual da taxa de falha por componente

Figura 3.10 – Taxa de falha acumulada

Figura 3.11 – Taxa de falha por componente afetado

Figura 3.12 – Estratificação das falhas por tempo de reparo

Figura 4.1 – “Mind map” dos sistemas e componentes

Figura 4.2 – “Mind map” das falhas envolvendo a parte ativa

Figura 4.3 – Representação do enrolamento do transformador

Figura 4.4 – Modelagem simplificada para impulso transitório

Figura 4.5 – Gráfico da distribuição de tensão

Figura 4.6 – Enrolamento de alta tensão

Figura 4.7 – Fator de amplificação em função da frequência

Figura 4.8 – Representação simplificada de transitórios

Figura 4.9 – “Mind map” dos principais fatores que contribuem para falhas por curto-circuito no sistema

Figura 4.10 – Modelo representativo da redução da suportabilidade

Figura 4.11 – Fórmula estrutural da glicose e da celulose

Figura 4.12 – Agentes de degradação do material isolante

Figura 4.13 – Degradação hidrolítica

Figura 4.14 – Degradação por oxidação

Figura 4.15 – Comportamento dos sistemas de preservação

Figura 4.16 – Degradação térmica

Figura 4.17 – Gráfico: vida útil x ITHD

Figura 4.18 – “Mind map” de sobrecarga em transformadores

- Figura 4.19 – Influência das partículas na rigidez dielétrica  
Figura 4.20 – “Mind map” dos principais modos de falhas em relé de gás  
Figura 4.21 – “Mind map” dos principais modos de falhas em relé de temperatura e óleo  
Figura 4.22 – “Mind map” dos principais modos de falhas em CDC  
Figura 4.23 – “Mind map” dos principais modos de falhas em CDST  
Figura 4.24 – “Mind map” dos principais modos de falhas em buchas  
Figura 4.25 – Matriz de criticidade ou de risco
- Figura 5.1 – Taxa de falha acumulada geral  
Figura 5.2 – Taxa de falha anual geral  
Figura 5.3 – Transformadores de usina:  $\geq 60\text{kV}$  e  $< 100\text{kV}$   
Figura 5.4 – Transformadores de usina:  $\geq 100\text{kV}$  e  $< 300\text{kV}$   
Figura 5.5 – Transformadores de usina:  $\geq 300\text{kV}$  e  $\leq 700\text{kV}$   
Figura 5.6 – Transformador de subestação:  $\geq 60\text{kV}$  e  $< 100\text{kV}$   
Figura 5.7 – Transformador de subestação:  $\geq 100\text{kV}$  e  $< 300\text{kV}$   
Figura 5.8 – Transformador de subestação:  $\geq 300\text{kV}$  e  $\leq 700\text{kV}$

## LISTA DE TABELAS

- Tabela 3.1 – Taxa de falhas de transformadores com e sem CDC  
Tabela 3.2 – Taxa de falha de transformadores com CDC  
Tabela 3.3 – Taxa de falha de transformadores sem CDC
- Tabela 4.1 – Evolução do projeto: tensão por espira  
Tabela 4.2 – Evolução do projeto: volume de óleo por kVA  
Tabela 4.3 – Falhas em transformadores por ressonância  
Tabela 4.4 – Aumento da frequência das falhas com o nível de tensão  
Tabela 4.5 – Frequências das falhas  
Tabela 4.6 – Conseqüências das falhas

## SIMBOLOGIA

**CIGRÉ:** Conseil International des Grands Réseaux Electriques  
**CHESF:** Companhia Hidro Elétrica do São Francisco  
**GCOI:** Grupo coordenador para operação interligada  
**CDC:** Comutador de derivações em carga  
**CDST:** Comutador de derivações sem tensão  
**TC:** Transformador de corrente  
**DEC:** Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora  
**FEC:** Freqüência equivalente de interrupção por unidade consumidora  
**DIC:** Duração de interrupção individual por unidade consumidora  
**FIC:** Freqüência de interrupção individual por unidade consumidora  
**DMIC:** Duração máxima de interrupção continua por unidade consumidora  
**CDE:** Comissão de desempenho de equipamentos e instalações  
**ABNT:** Associação Brasileira de Normas Técnicas  
 $\mu$ : Taxa de reparo  
 $\lambda$ : Taxa de falha  
**IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers  
**AFNOR:** Associação Francesa de Normalização  
 $I_g$ : Corrente na capacitância para terra  
 $I_s$ : Corrente na capacitância série  
 $C_g$ : Capacitância paralela ou capacitância para terra  
 $C_s$ : Capacitância série  
 $C_{AT}$ : Capacitância entre o enrolamento de alta tensão e a terra  
 $C_{AB}$ : Capacitância entre os enrolamentos de alta e baixa tensão  
 $C_{BT}$ : Capacitância entre o enrolamento de baixa tensão e terra  
 $\alpha$ : Fator de distribuição de tensão transitória nos enrolamentos  
**BT:** Baixa tensão  
**LT:** Linha de transmissão  
**PR:** Pára-raios  
**SE:** subestação  
**AT:** Alta tensão  
**TNA:** Transients analysis network  
**ZnO:** Óxido de zinco  
**CPS:** Comando, proteção e supervisão  
**GP:** Grau de Polimerização  
**URSI:** Teor de umidade na superfície de isolamento  
**T:** Temperatura absoluta em graus Kelvin  
 $\Theta_c$ : Temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em °C  
**A e B:** Constantes da curva de expectativa de vida  
**TCE:** Tendência ao carregamento eletrostático  
**BTA:** Benzotriazol

## CAPÍTULO 1

### CONSIDERAÇÕES GERAIS

#### 1.1- Introdução

Nos sistemas elétricos de potência, o transformador é um equipamento de vital importância que, por indução eletromagnética, transforma tensão e corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos, permitindo a interligação de sistemas elétricos de diversos níveis de tensões e possibilitando a transmissão de energia a grandes distâncias com perdas reduzidas, além de ser usado no controle do fluxo de potência.

Portanto não é um exagero afirmar que o uso universal do sistema de corrente alternada para transmissão e distribuição de energia elétrica é largamente utilizado devido ao fato de esses circuitos de diferentes tensões poderem ser interligados por um conveniente e confiável dispositivo, que é o transformador. Sem essa função do transformador de adaptar as tensões de diferentes sistemas, não teria sido possível o enorme desenvolvimento e progresso da utilização da energia elétrica durante os últimos 100 anos [Ya95].

Sendo o transformador um equipamento indispensável na interligação de sistemas elétricos e considerando as tendências ocorridas no mercado mundial em direção à privatização e à livre competição, em que a energia passou a ser uma “commodity”, podendo, na prática, o consumidor comprar do produtor que oferecer condições mais favoráveis [Be96], neste sentido, vem crescendo, nos últimos anos, o interesse pelos índices de desempenho e de confiabilidade do transformador.

Ademais, vários outros fatores contribuem para tornar o transformador de potência um elemento importante nos sistemas de transmissão de alta e extra-alta tensão, necessitando, portanto, de atenção especial :

- elevado custo de investimento – é, sem dúvida, o equipamento de valor de aquisição mais elevado em uma subestação de transmissão;
- prazo de aquisição não-imediata – tendo em vista as características especiais de cada sistema e os processos de fabricação envolvidos, o transformador não é um equipamento disponível comercialmente a curto prazo;
- impossibilidade de transportá-lo montado – devido ao peso e às dimensões elevadas, bem como à fragilidade de alguns componentes, os transformadores de alta e extra-alta tensão não podem ser transportados montados para subestação, em condições prontos para operar;
- elevado tempo de montagem – considerando as dificuldades e a necessidade de recursos logísticos de grande porte envolvidos na montagem de campo, além dos imprescindíveis trabalhos de tratamento do óleo, secagem e impregnação da isolação sólida e homogeneização do óleo isolante, torna o transformador o equipamento que leva mais tempo para ser montado quando comparado com outros equipamentos de pátio de subestação.

Todos esses aspectos abordados, de uma certa forma, dão uma idéia da complexidade do problema, para disponibilizar um transformador de grande porte para a operação, quer seja pelo elevado custo envolvido, pela grandiosidade da logística envolvida ou ainda pelo longo tempo normalmente necessário para reparar a unidade, tudo isto decorrente de uma falha em um transformador.

Essas dificuldades poderão ter repercussões bem maiores, além das citadas, em caso de sistemas radiais operando com um único transformador ou mesmo em sistemas não-radiais sem reserva de potência de transformação disponível. Nestes casos, ocorrerá corte de carga prejudicando diretamente os consumidores. Em conseqüência, a concessionária ficará com os seus índices de qualidade de fornecimento de energia (DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC—ver anexo) afetados, prejudicando a imagem da empresa responsável junto à sociedade, além do prejuízo causado pela perda de faturamento durante a interrupção de energia elétrica. Destacamos que falhas em transformadores têm sido responsáveis por grandes blecautes no sistema elétrico brasileiro.

Ademais, as falhas de grande porte, chamadas de catastróficas, normalmente envolvendo a parte ativa do transformador, em muitos casos, podem vir seguidas de explosões e incêndios, podendo colocar em risco vidas humanas e equipe de operadores e de manutenção, bem como provocar avarias em outros equipamentos próximos à unidade sinistrada e grandes prejuízos ao meio ambiente por vazamento de óleo mineral isolante, contaminando o solo e o lençol freático.

Outra mudança importante que vem ocorrendo no cenário globalizado e competitivo decorre da elevação de exigências e qualidade por parte, cada vez maior, dos consumidores com a interrupção do serviço de energia, fazendo com que os novos contratos de fornecimento de energia elétrica, prática já adotada em vários países, inclusive no Brasil, prevejam cláusulas de penalidades para a suspensão de fornecimento de energia.

## 1.2- Apresentação do Problema

O transformador que foi introduzido comercialmente no final do século XIX vem sofrendo avanços expressivos ao longo das últimas décadas, que vão desde a aplicação de novos materiais à utilização de programas computacionais no projeto e novos métodos de ensaios. Entretanto, todos estes avanços conseguidos não produziram reduções significativas na taxa de falha. Vale ressaltar que, com o crescimento dos sistemas elétricos ao longo dos anos, ocorreram elevações substanciais nos níveis de tensão, corrente e potência dos transformadores, o que, por certo, aumentou o nível de complexidade dos fatores causadores de falhas.

Considerando que, no mundo moderno, cada vez mais a sociedade depende e, conseqüentemente, requer um fornecimento contínuo de energia, aumentou nos últimos anos a preocupação com as falhas. Os índices elevados de taxa de falha repercutem negativamente na empresa, provocando elevação do custo da manutenção, menor confiabilidade do sistema, perda da qualidade de energia (“voltage sag”, “voltage swell”) e deterioração de índices, tais como DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC [anexo]. Portanto é fundamental incrementar a confiabilidade dos equipamentos essenciais. Torna-se imprescindível, nos dias de hoje, a análise das falhas, através de exames sistemáticos, visando identificar as causas fundamentais e a solução técnica e economicamente mais viável para evitá-las. Destacam-se vários exemplos de análises de falhas no Brasil, e em particular nos EUA, onde é muito forte o requisito “Root Cause Analysis”.

No Brasil, a partir da década de 70, algumas empresas começaram a montar banco de dados sobre falhas em transformadores de potência de alta tensão e extra-alta tensão, visando a calcular índices de desempenho.

O interesse pela confiabilidade de transformadores foi fortemente acelerado a partir de 1983 com a publicação pelo CIGRÉ de uma pesquisa internacional, sobre falhas em grandes transformadores de potência em operação [Di83]. Esta pesquisa possibilitou uma comparação entre várias empresas de

diversos países, além de ser considerada uma das principais referências, em nível mundial, para publicações envolvendo falhas em transformadores. Destaca-se a importância da pesquisa do CIGRÉ como marco, mesmo com a falta de representatividade de países ausentes como o Brasil e África do Sul.

Outra fonte importante de referência utilizada no Brasil para a comparação das taxas de falhas são os Relatórios Técnicos da CDE [Gc96] (Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações) do GCOI (Grupo Coordenador Para Operação Interligada), que apresenta uma análise dos índices de desempenho dos transformadores das principais empresas do sistema elétrico brasileiro. Os resultados dessa pesquisa foram particularmente importantes no que tange à análise das causas fundamental e secundária e das falhas, tendo em vista as especificações técnicas de aquisição de transformadores das diversas empresas brasileiras serem bastante similares, pois utilizam as normas da ABNT como referência, fato que não ocorre em relação à pesquisa do CIGRÉ.

Como ilustração, a Figura 1.1 mostra a tendência de falhas em transformadores no Brasil observada ao longo dos anos de 93 a 96 e retrata um indesejável crescimento.

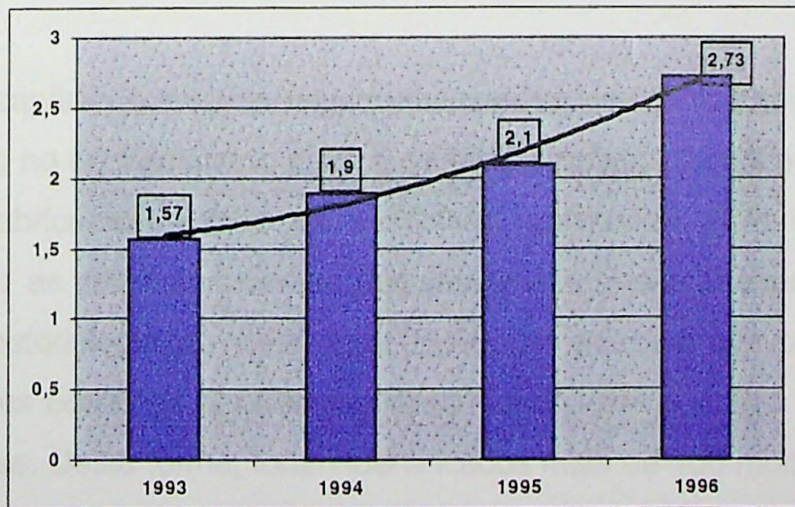


Figura 1.1 – Taxa de falha em transformadores- Brasil

### 1.3- Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo apresentar uma análise dos índices de confiabilidade de transformadores de alta e extra-alta tensão, realizando uma análise sistemática dos modos de falhas, com ênfase para os fenômenos físicos envolvidos, suas origens, causas e soluções.

Deste modo, o objetivo central da dissertação é avaliar o crescimento da taxa de falha de transformadores no Brasil e estabelecimento de conjunto de ações para minimizar as falhas e assegurar a continuidade da operação confiável de transformadores, tomando como referência (benchmark) a pesquisa internacional realizada pelo CIGRÉ.

No capítulo 2 deste trabalho, é apresentado uma caracterização dos índices de desempenho de transformadores, enfocando as metodologias empregadas nas pesquisas em nível nacional e internacional.

Seguidamente no capítulo 3, é apresentada uma abordagem sobre o estado da arte em pesquisa de falhas em transformadores, que consiste em trazer à luz as experiências vividas por várias entidades do setor elétrico.

No capítulo 4, é apresentado uma análise sistemática sobre os modos de falhas baseado no conhecimento a priori de especialistas, interações com empresas congêneres, fabricantes, centro de pesquisas, universidades e uma revisão da literatura sobre as principais causas das falhas em transformadores de potência. Aplicando a metodologia do “mind map”[Bu96], foi possível agrupar, visualizar os modos de falhas ocorridos e, mais importante ainda, prever outros possíveis novos modos de falhas. Desta forma, foram identificados mais de 150 modos de falhas em transformadores de potência que foram agrupados em oito “mind map”. A partir da identificação dos modos de falhas, é realizada uma análise dos fenômenos físicos envolvidos, com ênfase para os mecanismos de manifestação, e foram propostos mais de 100 recomendações de caráter preditivo e preventivo, que englobam a

especificação, o projeto, a operação e a manutenção, para evitar ou minimizar as falhas em transformadores da potência. Neste capítulo, também está proposto um modelo para hierarquização das falhas, baseado em duas variáveis, frequência de ocorrência da falha e custo de reparo, denominada de matriz de risco, que visa a ajudar a tomada de decisão para relocações estratégicas dos transformadores e aplicação dos recursos para o implemento das recomendações. Esta análise foi realizada considerando apenas os riscos para os transformadores sem levar em consideração as eventuais conseqüências para os sistemas elétricos associados.

Em seguida, no capítulo 5, é apresentado o resultado da implementação da metodologia abordada no capítulo 4 (resultados experimentais obtidos com a colaboração da CHESF- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco).

Finalmente, no capítulo 6, são mostradas as conclusões e as recomendações da dissertação, incluindo propostas para novos trabalhos de pesquisa.

Ressalta-se que os estudos realizados nesta dissertação contribuíram para elaboração de uma importante Nota Técnica da ANEEL [Pe00] que possibilitou a emissão da Resolução Nº 513, de 16 de setembro de 2002, emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [An02], atualmente em uso no Setor Elétrico Nacional, além de dois artigos técnico publicados [Pe96] e [Pe02].

## 2.2 – Teoria da Estatística e Confiabilidade

### 2.2.1 – Definição de Confiabilidade

Conforme a norma NBR 3462 da ABNT (ANSI), a confiabilidade é definida como:

“Capacidade de um item desempenhar uma função especificada, sob condições e durante o tempo de vida requerido, sob condições de um tipo específico de estresse, sob condições de uma função específica, sob condições especificadas e por um intervalo de tempo determinado”

## CAPÍTULO 2

### CARACTERIZAÇÃO DOS ÍNDICES DE DESEMPENHO

A análise dos dados coletados pode ser realizada usando as funções densidade de probabilidade e função distribuição acumulada de probabilidade (PDF). Conseqüentemente que, no âmbito dos métodos de confiabilidade, a variável aleatória é o tempo de vida de um sistema ou equipamento, e a função de distribuição de probabilidade de falha,  $F(t)$ , de uma distribuição de vida pode ser interpretada como a probabilidade acumulada de ocorrência de falha.

#### 2.1- Introdução

No capítulo anterior, apresentamos as graves repercussões que uma falha em um transformador pode provocar em uma empresa, nos clientes e na sociedade. Usuários, clientes e sociedade, em geral, esperam que os serviços de fornecimento de energia sejam confiáveis e seguros. Para este trabalho a grande questão é: quão seguro e confiável será o sistema ou o equipamento durante a sua vida útil?. A questão pode ser respondida em parte desde que se consiga idealizar e calcular um modelo capaz de representar o comportamento, ao longo do tempo, do sistema ou do equipamento, destacando-se que o transformador constitui um sistema complexo envolvendo múltiplas áreas de conhecimento

A seguir, é apresentado um resumo do embasamento teórico necessário ao entendimento das pesquisas que serão abordadas no capítulo 3 e ao próprio desenvolvimento deste trabalho e, em especial, dos capítulos 4 e 5.

## 2.2 – Teoria da Estatística e Confiabilidade

### 2.2.1 – Definição de Confiabilidade

Conforme a norma NBR 5462 da ABNT [Ab81], a confiabilidade é definida como:

“Capacidade de um item desempenhar uma função especificada, sob condições e intervalos de tempo pré-determinados” ou “Característica de um item expressa pela probabilidade de que executará uma função exigida, sob condições estabelecidas e por um intervalo de tempo determinado”.

### 2.2.2 – Função Confiabilidade

A análise dos dados coletados pode ser realizada usando as funções densidade de probabilidade e função distribuição acumulada de probabilidade [Bi92]. Considerando que, na maioria dos cálculos de confiabilidade, a variável aleatória é o tempo, a **função densidade de probabilidade de falha,  $f(t)$** , de uma distribuição de vida pode ser interpretada como a freqüência relativa da ocorrência de falha por unidade de tempo. A **função de distribuição acumulada,  $F(t)$** , cresce de zero a unidade com o crescimento da variável aleatória. Quando  **$t$**  tende a infinito, a probabilidade de o componente falhar tende a unidade, ou seja, o tempo de exposição a falha é suficientemente longo, o bastante para que tenhamos a certeza de que o sistema falhará.

A partir de  **$f(t)$** , pode-se definir a função distribuição de probabilidade acumulada,  **$F(t)$** , como a probabilidade de falha no intervalo  $[0, t]$ . Por similaridade, a função densidade de probabilidade de falha,  **$f(t)$** , pode ser deduzida (ver Figura 2.1) como a derivada da função distribuição.

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt \quad (2.1)$$

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (2.2)$$

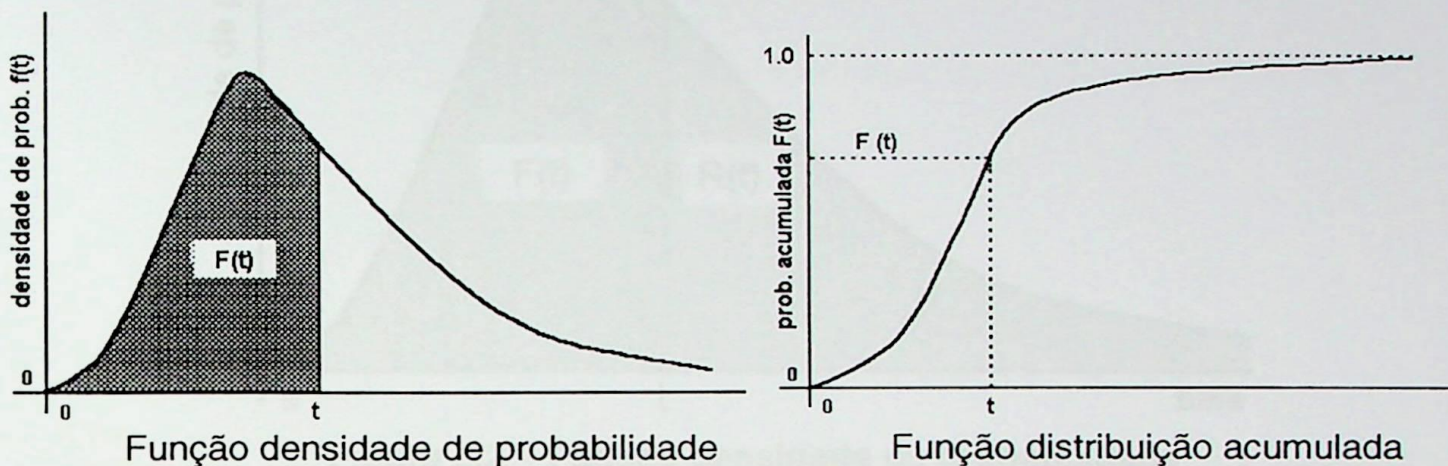


Figura 2.1 – função densidade de probabilidade e distribuição acumulada

Em muitas aplicações práticas, necessitamos determinar não a probabilidade de falha em um dado período, mas sim a probabilidade de o sistema não falhar (sobreviver) durante este período de tempo. Esta função complementar é conhecida como **função de sobrevivência** ou **função confiabilidade  $R(t)$** , onde :

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (2.3)$$

$$= 1 - \int_0^t f(t) dt$$

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt \quad (2.4)$$

No caso de variáveis aleatórias discretas, as integrais da equação 2.3 se tornam somatórias. A Figura 2.2 mostra uma hipotética função densidade de probabilidade na qual os valores de  $F(t)$  e  $R(t)$  estão ilustrados por duas áreas sombreadas.

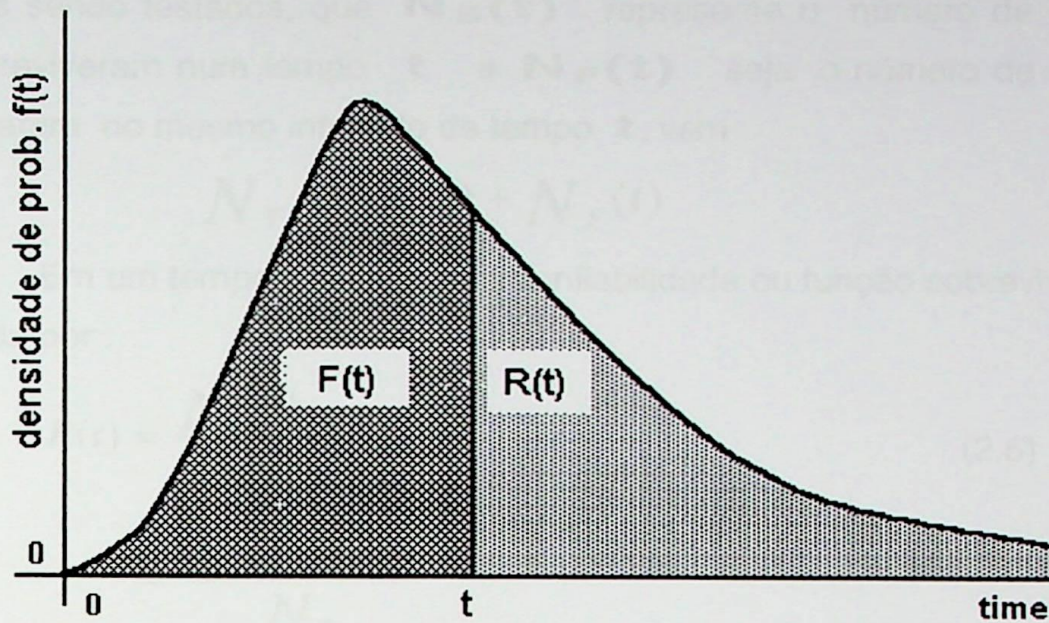


Figura 2.2 – Função densidade de probabilidade

### 2.2.3 – Taxa de Falha

A taxa de falha (“hazard rate” ou “failure rate”), também conhecida como força de mortalidade ou função mortalidade, é uma das funções mais largamente usadas em estudos de confiabilidade. Apesar de ser uma das mais conhecidas funções utilizada nos estudos de confiabilidade, é uma das mais difíceis para descrever, interpretar e aplicar. A taxa de falha é melhor descrita como uma taxa de transição, embora, dependendo das circunstâncias, para determinados casos particulares, ela possa ser definida como taxa de falha (função) [Bi92].

A função taxa de falha  $\lambda(t)$  fornece a proporção de falhas que ocorrem ao longo do tempo, tomada em relação ao tamanho da população exposta a falha.

$$\lambda(t) = \frac{\text{numero de falhas por unidade de tempo}}{\text{numero de componentes expostos a falha}} \quad (2.5)$$

Suponhamos que tenhamos um número fixo  $N_T$  de componentes idênticos sendo testados, que  $N_S(t)$  represente o número de componentes que sobreviveram num tempo  $t$  e  $N_F(t)$  seja o número de componentes que falharam no mesmo intervalo de tempo  $t$ , vem :

$$N_T = N_S(t) + N_F(t)$$

Em um tempo  $t$  qualquer, a confiabilidade ou função sobrevivência  $R(t)$  será dada por :

$$\begin{aligned} R(t) &= \frac{N_S(t)}{N_T} & (2.6) \\ &= \frac{N_T - N_F(t)}{N_T} \\ &= 1 - \frac{N_F(t)}{N_T} \end{aligned}$$

De maneira similar à probabilidade de falha ou à distribuição acumulada de falha  $F(t)$ , é dada por :

$$F(t) = \frac{N_F(t)}{N_T} \quad (2.7)$$

Da equação 2.6, vem:

$$\frac{dR(t)}{dt} = \frac{-dF(t)}{dt} = \frac{-1}{N_T} \cdot \frac{dN_F(t)}{dt}$$

Considerando a equação 2.7, vem:

$$\begin{aligned} f(t) &= -\frac{dR(t)}{dt} \text{ logo,} \\ f(t) &= \frac{1}{N_T} \cdot \frac{dN_F(t)}{dt} & (2.8) \end{aligned}$$

Portanto a equação de  $f(t)$  (2.8) é igual à definição da taxa de falha (2.5), quando o número de elementos expostos for igual a  $N_T$ , ou seja, para  $t$  igual a zero, quando ambos os valores são idênticos.

Da equação geral 2.5, que define a taxa de falha, temos :

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_S(t)} \cdot \frac{d N_F(t)}{dt} \quad (2.9)$$

Multiplicando e dividindo por  $N_T$ , vem :

$$\lambda(t) = \frac{N_T}{N_T} \cdot \frac{1}{N_S(t)} \cdot \frac{d N_F(t)}{dt}$$

$$\lambda(t) = \frac{N_T}{N_S(t)} \cdot \frac{1}{N_T} \cdot \frac{d N_F(t)}{dt}$$

Das equações 2.6 e 2.8, vem :

$$\lambda(t) = \frac{1}{R(t)} \cdot f(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.10)$$

Como  $f(t) = \frac{-dR(t)}{dt}$ , logo :

$$\lambda(t) = \frac{-1}{R(t)} \cdot \frac{dR(t)}{dt} \quad (2.11)$$

A equação 2.10 mostra que a taxa de falha é uma função condicional da função densidade de falha. A taxa de falha é equivalente à função densidade de falha, porém cobrindo o tempo até o instante de interesse [Ca]. Tendo em vista que a área sob esta função de densidade é menor que a unidade, a porção de função de densidade de falha, que está sendo considerada, deve ser normalizada para se tornar unitária. Isto pode ser conseguido dividindo a função densidade de falha pela área sob a curva, para o período de tempo superior ao instante t, ou seja :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{\int_t^{\infty} f(t) \cdot dt} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad \text{que é a mesma equação 2.10}$$

Da equação 2.11, vem :

$$\int_1^{R(t)} \frac{1}{R(t)} \cdot dR(t) = \int_0^t -\lambda(t) dt$$

$$\ln R(t) = \int_0^t -\lambda(t) \cdot dt$$

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(t) \cdot dt\right] \quad (2.12)$$

Para casos especiais em que a taxa de falha é uma constante e independe do tempo, a equação 2.12 é simplificada para :

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.13)$$

Este caso particular é conhecido como distribuição exponencial e representa a função de sobrevivência de um equipamento durante um tempo  $t$ , se a taxa de falha se mantiver constante durante o tempo  $t$ .

Muitos equipamentos e fenômenos físicos possuem características de comportamento de taxa de falha constante, em parte de sua vida, similar ao formato da curva mostrada na Figura 2.3. Este formato é conhecido como “curva da banheira”.

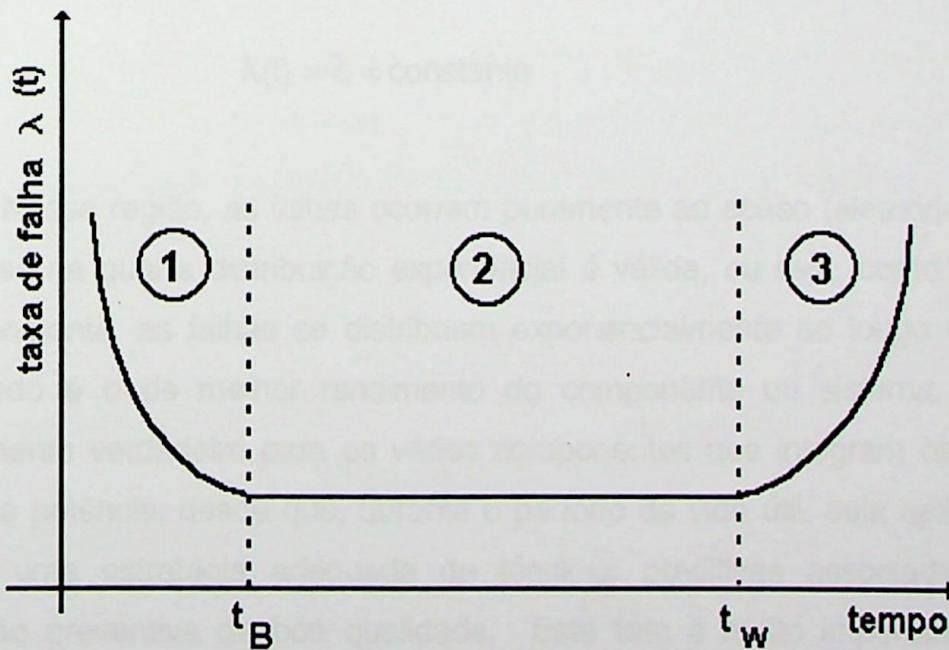


Figura 2.3 – Curva da banheira

Na Figura 2.3, distinguem-se três regiões típicas :

Região 1 : Mortalidade infantil (Juventude)

Região 2 : Vida útil (Maturidade)

Região 3 : Envelhecimento (Obsolescência)

A região 1, conhecida como de mortalidade infantil (juventude), representa a influência das inadequações de projeto, erros de fabricação, problemas ocorridos durante as fases de transporte e de montagem. Nessa região, a taxa de falha decresce em função do tempo ou da idade.

A região 2, conhecida como a de vida útil (maturidade), é caracterizada por uma taxa de falha constante. Isto é particularmente verdadeiro para componentes de sistemas eletrônicos e sistemas elétricos. Desta forma, durante a vida útil dos componentes, a taxa de falha instantânea mantém-se constante com o tempo, isto é,

$$\lambda(t) = \lambda = \text{constante}$$

Nessa região, as falhas ocorrem puramente ao acaso (aleatórias), sendo a única fase na qual a distribuição exponencial é válida, ou seja, como a taxa de falha é constante, as falhas se distribuem exponencialmente ao longo do tempo. Este período é o de melhor rendimento do componente ou sistema. Isto será particularmente verdadeiro para os vários componentes que integram os sistemas elétricos de potência, desde que, durante o período de vida útil, seja aplicada uma política e uma estratégia adequada de técnicas preditivas associadas a uma manutenção preventiva de boa qualidade. Este fato é muito importante, pois a previsão de confiabilidade de um equipamento, baseado, nos valores de taxa de falha correspondentes ao período de vida útil, não é válida, por extremamente otimista que seja, se os componentes estiverem no seu período de envelhecimento (obsolescência) [Nu].

A região 3, conhecida como de envelhecimento (obsolescência), representa a fase de fadiga e é caracterizada por um rápido crescimento da taxa de falha com o tempo. É muito comum encontrar desgastes mecânicos, fadiga, envelhecimento, erosão ou corrosão. Quando o  $\lambda(t)$  atinge patamar muito elevado, o componente ou o sistema deverão ser analisados por critérios técnico-econômicos no que tange a sua permanência em operação. Em alguns casos, é indicada a retirada de operação do componente ou do sistema, para ser submetido a um processo de revitalização e de reconstituição da confiabilidade.

Como exemplo de casos desta região 3 (envelhecimento), em transformadores de potência, citamos as falhas devidas à degradação do papel isolante. Segundo pesquisa realizada nos E.U.A., pelo TMI -Transformer Maintenance Institute [My81], as falhas devidas à deterioração da isolação ocorrem quando os transformadores estão em média com 23 anos de idade.

A curva da banheira exhibe variações significativas da forma mostrada na Figura 2.3, dependendo do componente ou do sistema representado. Comparando as formas das curvas da variação da taxa de falha entre os componentes ou sistemas eletrônicos e mecânicos, Figura 2.4, observamos que, para as falhas mecânicas, mesmo para o período de vida útil (maturidade), a hipótese exponencial é pouco realista, tendo em vista que as regiões 1, 2 e 3 não são tão bem definidas [Mo89].

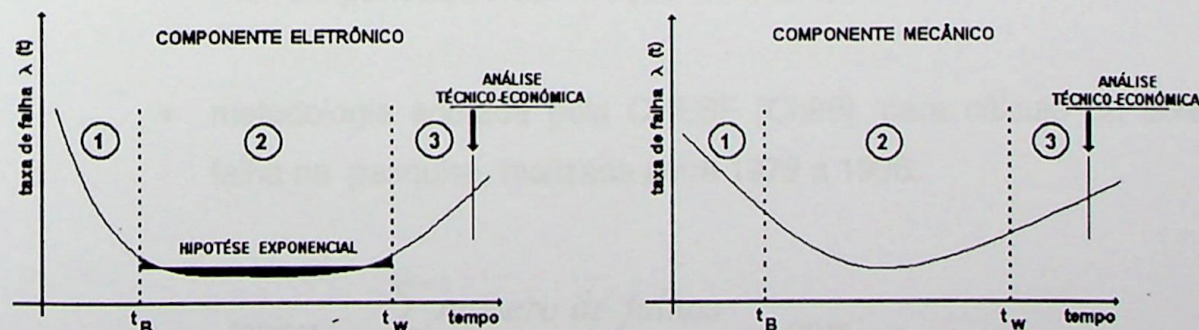


Figura 2.4 – Taxa de falha em sistemas eletrônicos e mecânicos

A seguir, apresentaremos as fórmulas padronizadas e particularizadas, conforme a fonte de origem, que foram utilizadas nas pesquisas que serão objeto de análise no capítulo 3 deste trabalho:

- metodologia adotada pelo CIGRÉ [Di83], para cálculo da taxa de falha na pesquisa internacional, realizada em 1983:

$$\lambda = 100 \frac{\sum_{i=1}^i n_i}{\sum_{i=1}^i N_i} \text{ (por cento)} \quad (2.14)$$

onde :  $n_i$  é o número de transformadores que falharam no  $i^{th}$  ano e

$N_i$  é o número de transformadores em operação durante o  $i^{th}$  ano;

- metodologia adotada pelo CDE/GCOI [Gc96], para cálculo da taxa de falha na pesquisa realizada no Brasil nos anos de 1994, 1995 e 1996:

$$TF = \frac{\sum NF}{\sum N\phi \times \Delta t} \quad (2.15)$$

onde :  $NF$  é o número de falhas pertencentes a um mesmo conjunto de unidades,

$N\phi$  é o número de unidades pertencentes a um mesmo conjunto e

$\Delta t$  é o período de observação = um ano;

- metodologia adotada pela CHESF [Ch96], para cálculo da taxa de falha na pesquisa, realizada entre 1979 a 1996:

$$TF(\%) = \frac{\sum \text{numero de falhas}}{\sum \text{unidades} \times \text{anos}} \times 100\% \quad (2.16)$$

A partir de 1997, a CHESF passou a adotar a mesma metodologia para cálculo da taxa de falha que é utilizado pela CDE/GCOI.

A grande diferença entre as metodologias de cálculo adotadas pelo CIGRÉ e pela CHESF (1979 a 1996) com relação ao GCOI reside na base de tempo: enquanto o CIGRÉ e a CHESF calculam a taxa de falha acumulada ao longo dos anos, o GCOI calcula a taxa de falha numa base anual, ou seja, num período de observação de 8.760 horas.

#### 2.2.4 – Taxa de Reparo

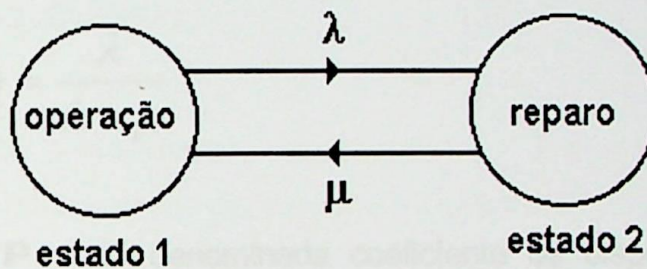
De forma similar à taxa de falha, a taxa de reparo  $\mu$  pode ser melhor definida como uma taxa de transição, embora, dependendo das circunstâncias, possa ser definida como taxa de reparo (função).

Dessa forma, a taxa de reparo  $\mu(t)$  fornece a proporção de reparos que ocorrem ao longo do tempo, tomada em relação ao tamanho da população que está sendo reparada.

$$\mu = \frac{\text{número de reparos por unidade de tempo}}{\text{número de componentes que está em reparo}}$$

## 2.2.5 – Modelo de Representação de um Transformador e Índice de Indisponibilidade

Dentre as várias possibilidades de representar uma unidade de transformador, escolhemos um dos modelos mais simples onde as unidades são consideradas independentes umas das outras, ou seja, a ocorrência em uma unidade não afeta a probabilidade de ocorrência da outra. No modelo, a taxa de falha e a taxa de reparo são constantes caracterizando uma distribuição exponencial.



Onde:  $\lambda$  é a taxa de falha

$\mu$  é a taxa de reparo

Considerando que o transformador está operando (estado 1) no tempo  $t=0$ , conseqüentemente a probabilidade de ser encontrado nesse estado é igual a um e, por conseguinte, a probabilidade de ser encontrado no estado de reparo é igual a zero. Na prática, para um tempo  $t$  qualquer diferente de  $t=0$ , a probabilidade de se encontrar em um dos dois estados possíveis é calculada pelas equações:

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda \cdot e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

2.3 – Conceitos Básicos Sobre Falhas

$$P_2(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda \cdot e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu}$$

A probabilidade limite de residência, quando  $t$  tende a infinito, pode ser obtida através das equações anteriores :

$$P_1(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \tag{2.17}$$

$$P_2(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \tag{2.18}$$

onde  $P_1$  é denominada coeficiente de disponibilidade e  $P_2$ , coeficiente de indisponibilidade.

As pesquisas do CIGRÉ e da CHESF, já anteriormente mencionadas, não utilizam os índices de disponibilidade e de indisponibilidade. Quanto à pesquisa do GCOI, é utilizado apenas o índice de indisponibilidade, que é definido pelo GCOI pela expressão matemática abaixo :

$$D = 1 - \frac{\sum HI}{\sum HP \times N} \times 100\% \tag{2.19}$$

$HI$  = horas indisponíveis devidas à manutenção

$HP$  = horas do período

$N$  = quantidade de equipamento

## 2.3 – Conceituação Básica Sobre Falhas

Existe, atualmente, grande dificuldade para obtenção dos dados estatísticos sobre falhas. Estas dificuldades vão desde a conceituação, interpretação da definição e da caracterização da falha em cada empresa concessionária, fabricante ou organização até o recebimento dos dados das falhas ocorridas nas empresas concessionárias e fabricantes do mundo inteiro, tendo em vista o receio das empresas em eventuais repercussões negativas na imagem e até possíveis desvalorizações das ações nas bolsas de valores.

### 2.3.1 – Definições de Falha

A seguir, apresentamos as definições sobre as falhas utilizadas por organizações no Brasil e no mundo, que podem eventualmente causar distorções na caracterização e na quantificação das falhas, que, portando, devem ser consideradas quando os valores de taxa de falha entre pesquisas de origens diferentes forem comparados:

- a) na pesquisa internacional realizada pelo CIGRÉ [Di83], a falha foi definida como sendo:  
“ A perda de desempenho de uma função requerida pelo transformador, de modo que o equipamento deva ser retirado de operação para ser reparado.”
- b) no guia do IEEE para investigação de falha [Fu98], foi definida a falha como:  
“ Término da capacidade de um transformador desempenhar a função requerida.”
- c) a A.F.N.O.R. (Associação Francesa de Normalização) definiu a falha da seguinte forma [Mo89] :

“ Falha: Alteração ou cessão da capacidade de um bem realizar a função requisitada.”

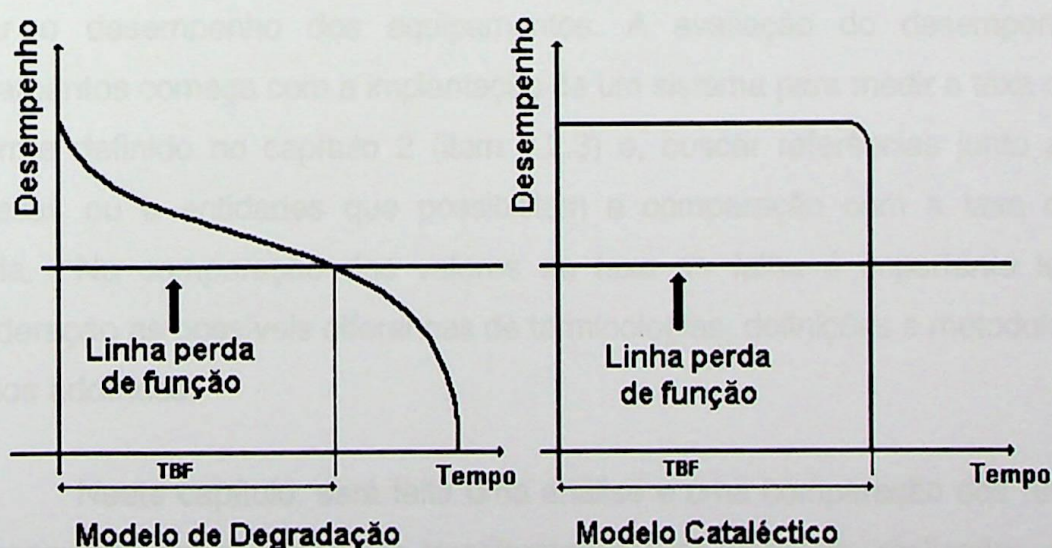
d) no Brasil, a CDE/GCOI [Gc96] definiu a falha como sendo:

“ Término da condição (habilidade) ou a impossibilidade de uma unidade para desempenhar sua função requerida. O aparecimento de uma falha leva a unidade, invariavelmente, ao estado indisponível.”

### 2.3.2 – Velocidade de Manifestação da Falha

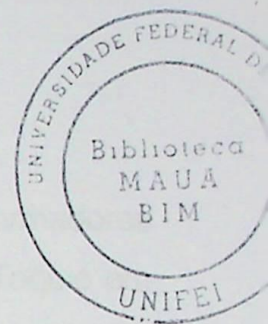
Outro aspecto importante para o entendimento do complexo processo de uma falha e adoção de medidas preditivas e preventivas são os modelos teóricos existentes para a velocidade de manifestação das mesmas.

Deste modo, para facilitar uma compreensão das origens e dos mecanismos das falhas, apresentamos, na figura 2.5, os modelos de velocidade de manifestação, citados nas literaturas de manutenção [Mo89], que serão utilizadas como referência para entendimento das análises das falhas no capítulo 4.



**Figura 2.5 – Modelos de velocidade de manifestação de falhas**

## CAPÍTULO 3



### PESQUISA SOBRE FALHAS EM TRANSFORMADORES: ABORDAGEM NACIONAL E INTERNACIONAL

#### 3.1 – Introdução

Uma das atividades mais importantes da engenharia de manutenção é avaliar o desempenho dos equipamentos. A avaliação do desempenho dos equipamentos começa com a implantação de um sistema para medir a taxa de falha, conforme definido no capítulo 2 (item 2.2.3) e, buscar referências junto a outras empresas ou a entidades que possibilitem a comparação com a taxa de falha medida. Na comparação dos valores de taxa de falha é importante levar em consideração as possíveis diferenças de terminologias, definições e metodologias de cálculos adotadas.

Neste capítulo, será feita uma análise e uma comparação dos resultados das pesquisas sobre falhas em transformadores de potência, realizadas em nível internacional pelo CIGRÉ [Di83], em nível nacional pelo GCOI [Gc96] e, no nordeste do Brasil, pela CHESF [Ch96]. Os índices de desempenho e a identificação das causas principais das falhas foram obtidos através de pesquisa junto às empresas

concessionárias de energia elétrica. As pesquisas foram realizadas para transformadores de alta e extra-alta tensão de classe maior ou igual a 69kV. Na análise foram consideradas as diferenças nas metodologias para cálculo da taxa de falha e adotadas pelas três entidades, conforme já apresentado no capítulo 2 (equações 2.14, 2.15 e 2.16)

### **3.2 – Pesquisa Internacional – CIGRÉ**

A pesquisa internacional sobre falhas em grandes transformadores realizada pelo CIGRÉ [Di83] teve início durante o encontro ocorrido em Tóquio em 1975. Naquela ocasião, o comitê de estudos 12 estabeleceu o grupo de trabalho 12.05, com a finalidade de estudar os problemas ligados à confiabilidade de grandes transformadores de potência.

Em março de 1978, foi lançada a pesquisa envolvendo apenas os países com representação no comitê de estudos 12. A pesquisa foi limitada a transformadores com classe de tensão não inferior a 72kV, os quais, sob o ponto de vista de projeto, contêm as maiores inovações técnicas. Participaram da pesquisa 13 países : Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Checoslováquia, França, Finlândia, Itália, Japão, Suíça, Reino Unido, U.S.A. e Rússia.

A análise considerou mais de 1.000 falhas ocorridas entre 1968 e 1978, relativa a uma população de mais de 47.000 unidades-anos, com um pico máximo de mais de 7.000 unidades em 1978, em transformadores com idade não superior a 20 anos.

A seguir, serão apresentados os principais dados da pesquisa internacional a serem utilizados na comparação com as outras pesquisas analisadas nos itens 3.3 e 3.4. Nos dados observados, serão focalizados em especial a taxa de falha, o componente afetado e a causa fundamental das falhas.

A tabela 3.1 mostra a taxa de falha em função da classe de tensão e do tipo do transformador.

**Tabela 3.1 – Taxa de falha de transformadores com e sem CDC**

ENROLAMENTO DE MAIOR TENSÃO(kV)	TRANSFORMADOR DE USINA			TRANSFORMADORES DE SUBESTAÇÃO			AUTOTRANSFORMADORES		
	UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS		UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS		UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS	
		Nº FALHAS	TAXA DE FALHA(%)		Nº FALHAS	TAXA DE FALHA(%)		Nº FALHAS	TAXA DE FALHA(%)
	60 - <100	988	12	1,2	14.841	213	1,4	39	0
100 - <300	4.309	62	1,4	16.860	257	1,5	3.758	20	0,5
300 - <700	1.185	36	3	878	14	1,6	4.171	101	2,4

Nos dados apresentados na tabela 3.1, podemos observar uma forte tendência do aumento da taxa de falha com o aumento da classe de tensão do transformador. Vale ressaltar que, nessa tabela, não há distinção entre unidades com e sem CDC (comutadores de derivações em carga).

Fazendo uma estratificação dos dados da tabela 3.2.1, tomando o CDC (comutador de derivações em carga) como elemento diferenciador, foi possível gerar as tabelas 3.2 (unidades com CDC) e 3.3 (unidades sem CDC).

**Tabela 3.2 – Taxa de falha de transformadores com CDC**

ENROLAMENTO DE MAIOR TENSÃO(kV)	TRANSFORMADOR DE USINA			TRANSFORMADORES DE SUBESTAÇÃO			AUTOTRANSFORMADORES		
	UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS		UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS		UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS	
		NÚMER. FALHAS	TAXA DE FALHA(%)		NÚMER. FALHAS	TAXA DE FALHA(%)		NÚMER. FALHAS	TAXA DE FALHA(%)
	60 - <100	148	0	*	14.584	212	1,5	39	0
100 - <300	1.750	15	0,9	15.786	251	1,6	3.672	10	0,3
300 - <700	437	19	4,3	661	13	2	2.950	30	1

Tabela 3.3 – Taxa de falha de transformadores sem CDC

ENROLAMENTO  DE MAIOR  TENSÃO(KV)	TRANSFORMADOR DE USINA			TRANSFORMADORES DE SUBESTAÇÃO			AUTOTRANSFORMADORES		
	UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS		UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS		UNIDADES- ANOS	SAÍDAS FORÇADAS	
		NÚMER. FALHAS	TAXA DE FALHA(%)		NÚMER. FALHAS	TAXA DE FALHA(%)		NÚMER. FALHAS	TAXA DE FALHA(%)
	60 - <100	840	12	1,4	257	1	0,4	0	0
100 - <300	2.559	47	1,8	1.074	6	0,6	86	10	11,6
300 - <700	748	16	2,1	217	1	0,5	1.221	71	5,8

Observando os dados da tabela 3.2, vemos que a taxa de falha é afetada pelo acréscimo da classe de tensão, tendo variações mais significativas em transformadores de usina e em autotransformadores. Nas conclusões do grupo de trabalho 05 do CIGRÉ, foi registrada também a surpresa nos baixos valores dos índices de taxa de falha para autotransformadores.

Quanto às elevadas taxas de falhas dos autotransformadores sem CDC, o grupo de trabalho 05, após um exame detalhado dos formulários enviados pelas empresas, verificou-se uma concentração de falhas em um certo grupo de unidades pertencente a uma específico sistema. Considerando que esses dados de taxa de falha são referentes a uma população muito pequena, qualquer comparação deve ser feita com um certo grau de precaução .

Com relação à avaliação dos componentes envolvidos na origem da causa das falhas, são apresentados as Figuras 3.1 a 3.6, com gráficos de barras, estratificando por tipo de função (espécie), observando-se a existência ou não do CDC (comutador de derivações em carga).

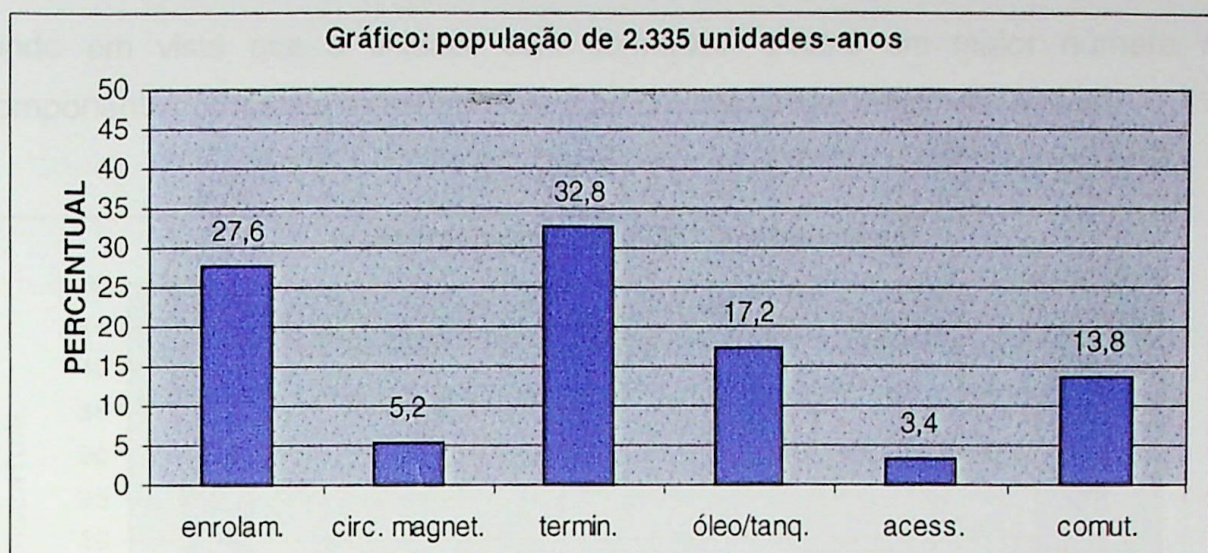


Figura 3.1 – Componente afetado – transformador de usina com CDC

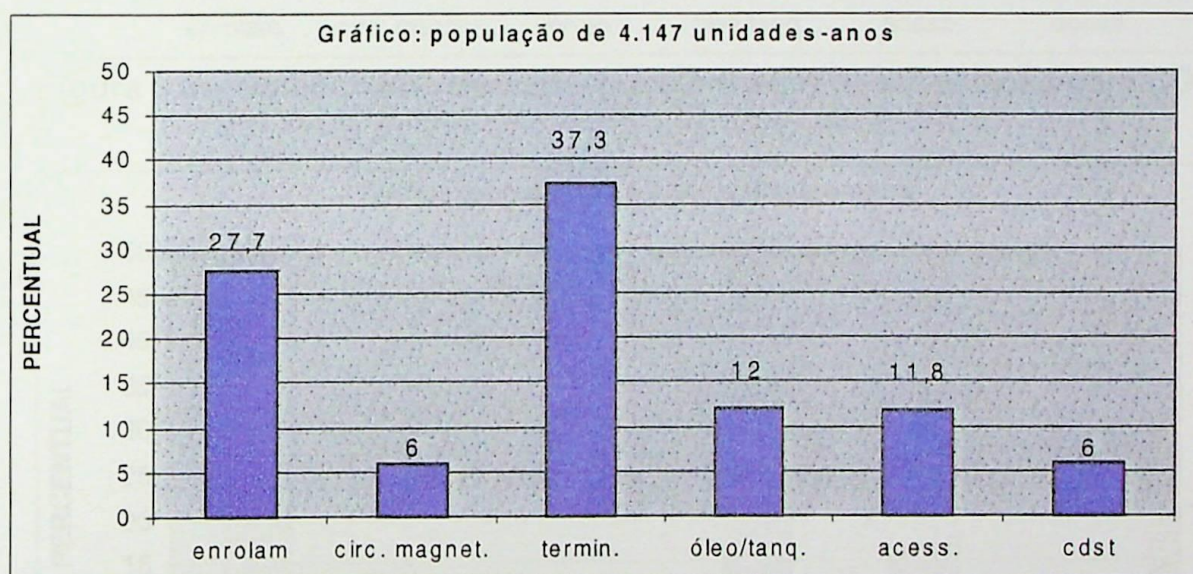


Figura 3.2 – Componente afetado – transformador de usina sem CDC

Observando as Figuras 3.2.1 e 3.2.2, que mostram o percentual de falhas ocorridas nos componentes de transformadores, vemos que, praticamente, não ocorreu variação para os componentes enrolamento e circuito magnético. A principal diferença entre os gráficos dos transformadores de usina reside no fato de a unidade com CDC ter um percentual maior de falhas no item comutador, tendo em vista que estão computadas as falhas em CDC e CDST, enquanto, na unidade sem CDC, estão computadas somente as falhas em CDST. Quanto à diferença ocorrida em relação ao item acessórios, não encontramos justificativa plausível,

tendo em vista que a unidade com comutador possui um maior número de componentes tendendo evidentemente a ter um percentual maior de falhas.

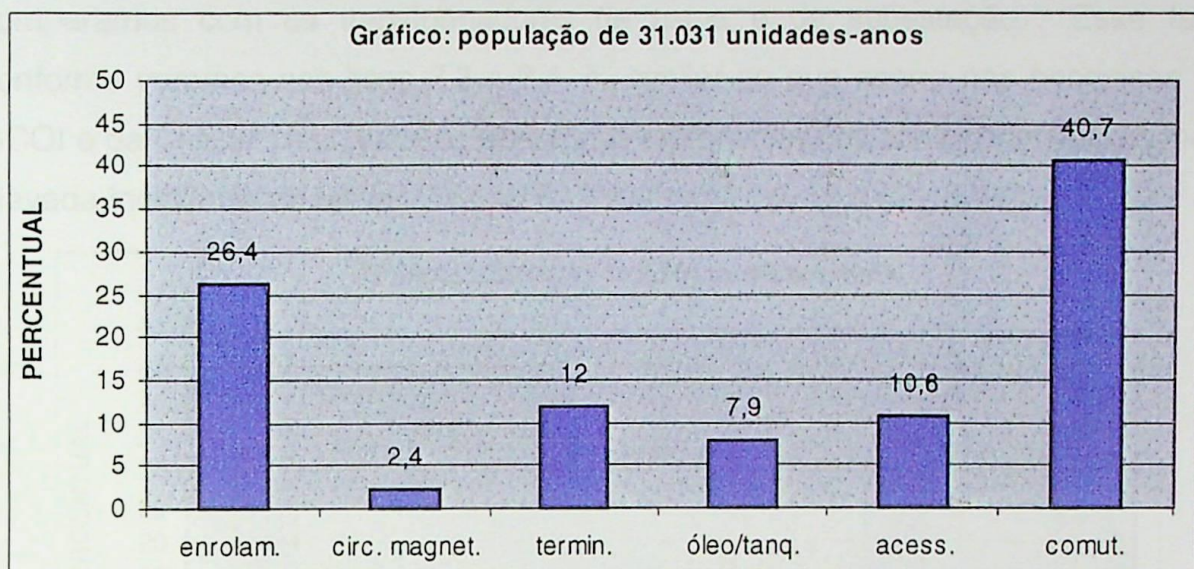


Figura 3.3 – Componente afetado – transformador de subestação com CDC

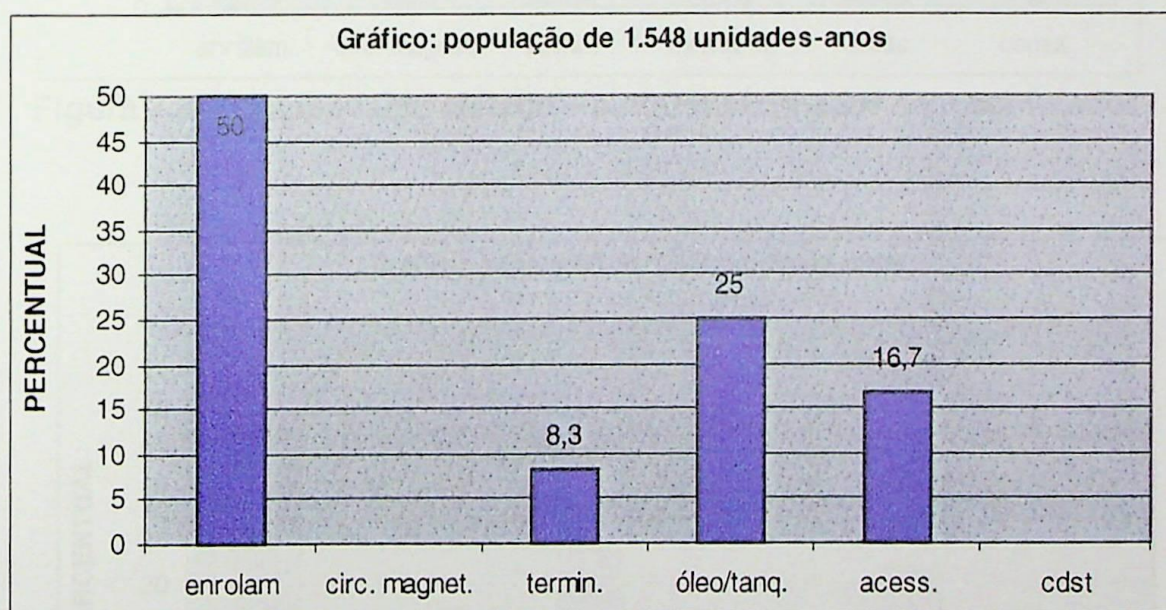


Figura 3.4 – Componente afetado – transformador de subestação sem CDC

O resultado estatístico mais substancial da pesquisa, no que tange a componente afetado, aparece na Figura 3.3, em que 40,7 por cento das falhas foram devidos ao comutador de derivações em carga. Na pesquisa, foi observado também que 46,7 por cento das falhas em transformadores de subestação com comutador foram de origem mecânica.

Em relação aos autotransformadores, Figuras 3.5 e 3.6, chama a atenção o aumento substancial do percentual das falhas nos acessórios quando comparamos com os transformadores de usina e de subestação. Esse fato, conforme veremos nos itens 3.3 e 3.4, é similar ao que ocorre nas pesquisas do GCOI e da CHESF, nas quais os acessórios representam os componentes com mais elevada incidência de falhas.

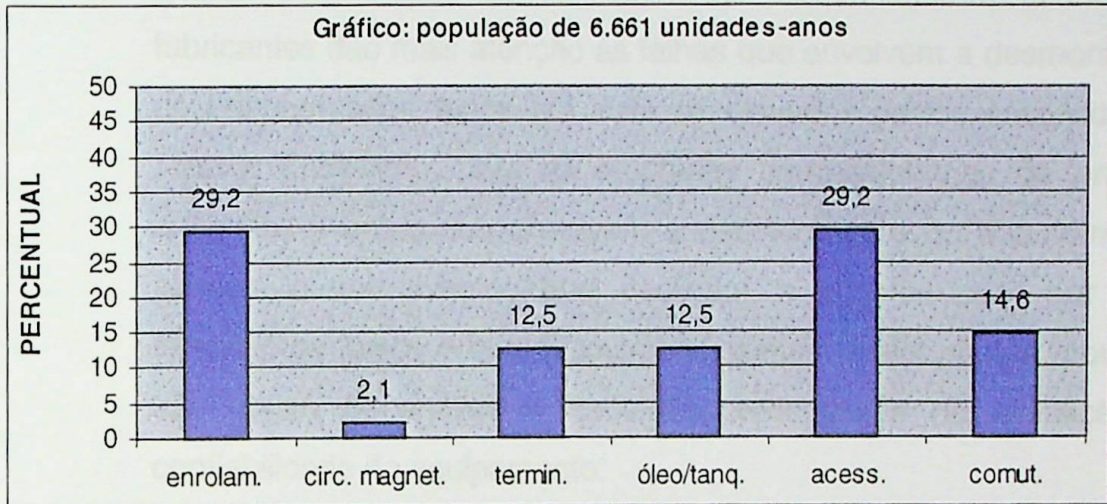


Figura 3.5 – Componente afetado – autotransformador com comutador

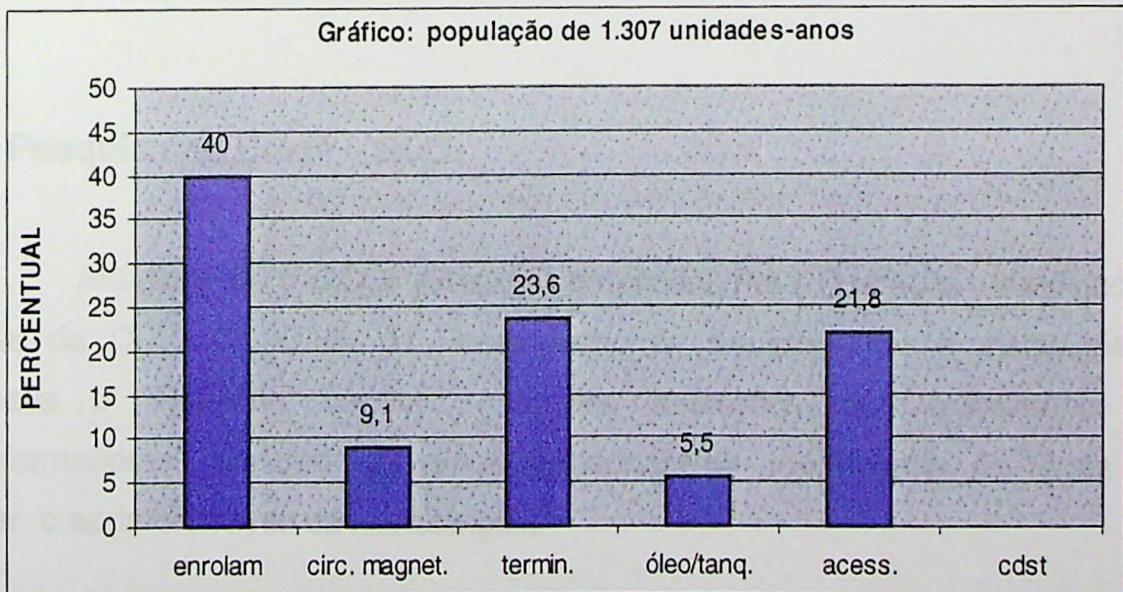


Figura 3.6 – Componente afetado – autotransformador sem CDC

Outras conclusões importantes da pesquisa do CIGRÉ que ressaltamos :

1. Generalizando, podemos considerar como razoável, independente da classe de tensão e de função (espécie), um valor de taxa de falha da ordem de 2 por cento .
2. Outra constatação importante levantada pela pesquisa é no que tange às substanciais diferenças existentes entre as posturas dos fabricantes de transformadores e das empresas concessionárias de energia quanto à avaliação da confiabilidade. Genericamente falando, os fabricantes dão mais atenção às falhas que envolvem a desmontagem do transformador, tendo em vista os elevados custos envolvidos no reparo. Entretanto, para as empresas concessionárias de energia, além dos eventos que envolvem a desmontagem do transformador, existem outros eventos que desligam o transformador por curto intervalo de tempo e que causam seriíssimos transtornos e, portanto, são objeto de análise e fonte de preocupação na avaliação da confiabilidade do equipamento.
3. Considerando os resultados obtidos na pesquisa, o comitê de estudos 12 considerou necessárias ações para melhorar a confiabilidade de transformadores.

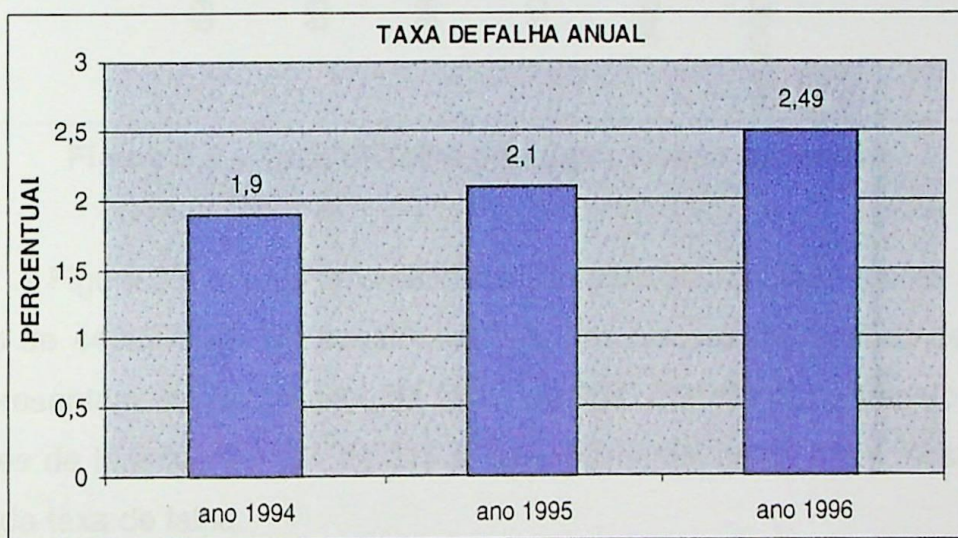
### **3.3 – Pesquisa no Brasil – GCOI**

Anualmente, o GCOI (Grupo Coordenador Para Operação Interligada), através da CDE (Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações), publicava o “Relatório Técnico – Análise Estatística de Desempenho de Transformadores”, em que estabelece indicadores de desempenho, de forma a auxiliar o aprimoramento da manutenção.

Participam dessa pesquisa vinte empresas (CEB, CEEE, CELESC, CELG, CEMAT, CEMIG, CERJ, CESP, CHESF, COPEL, CPFL, ELETRONORTE, ELETROPAULO, ELETROSUL, ENERSUL, ESCELSA, FURNAS, ITAIPU, LIGHT,

ELETROBRAS), envolvendo um total de mais de 12.500 unidades-anos, durante os anos de 1994, 1995 e 1996, em equipamentos com classe tensão igual ou superior a 69 kV.

A seguir, serão apresentados os principais dados com vistas a possibilitar a comparação dos índices de desempenho, análise dos componentes e origem das falhas com as pesquisas dos itens 3.2 e 3.4. Ressaltamos que a metodologia utilizada pelo GCOI para cálculo da taxa de falha é diferente da adotada pelo CIGRÉ e pela CHESF, conforme já mencionado no item 2.2.3.



**Figura 3.7 – Taxa de falha anual de 1994 a 1996 - Brasil**

Observando-se a Figura 3.7, verifica-se uma elevação da taxa de falha no período de 1994 a 1996. A Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalações (CDE) informa, no relatório, que a elevação da taxa de falha não deve ser interpretada somente como o aumento da quantidade de falhas, pois a melhoria na coleta das informações pode também ter influenciado nesta variação.

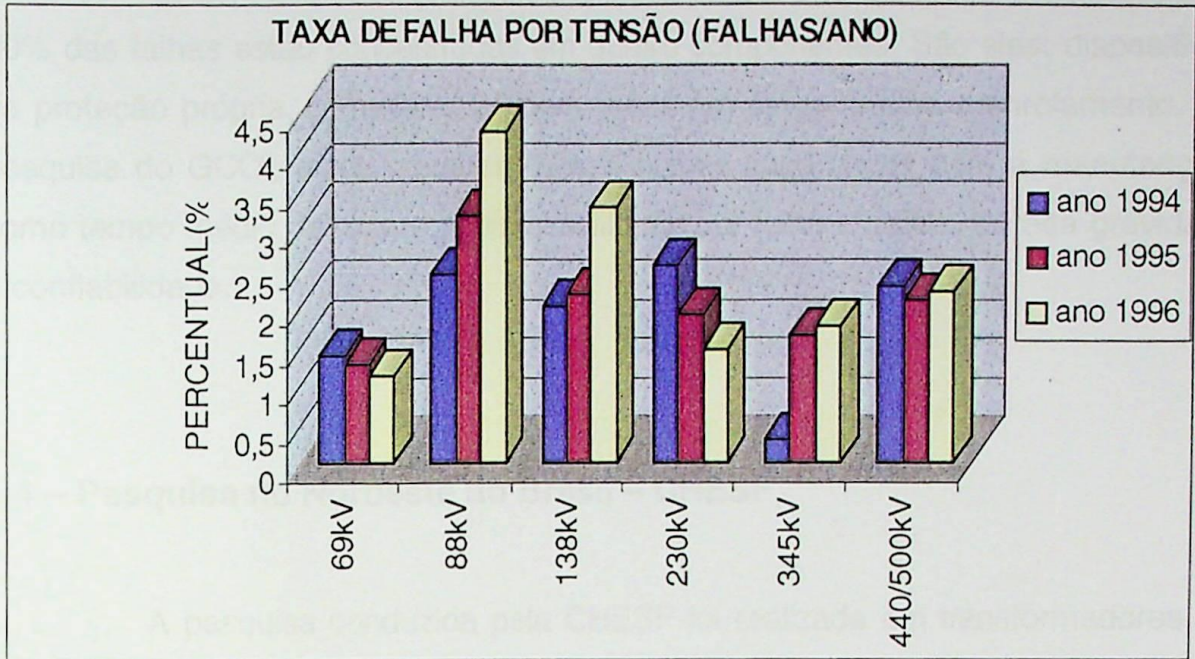


Figura 3.8 – Taxa de falha anual por classe de tensão

A Figura 3.8 mostra uma estabilização para os transformadores de classe de tensão de 440/500 kV. Os transformadores das classes de tensões de 69 e de 230kV apresentam um decréscimo da taxa de falha. Entretanto os transformadores das classes de tensões de 138, de 345 e, principalmente, os de 88kV mostram uma elevação da taxa de falha.

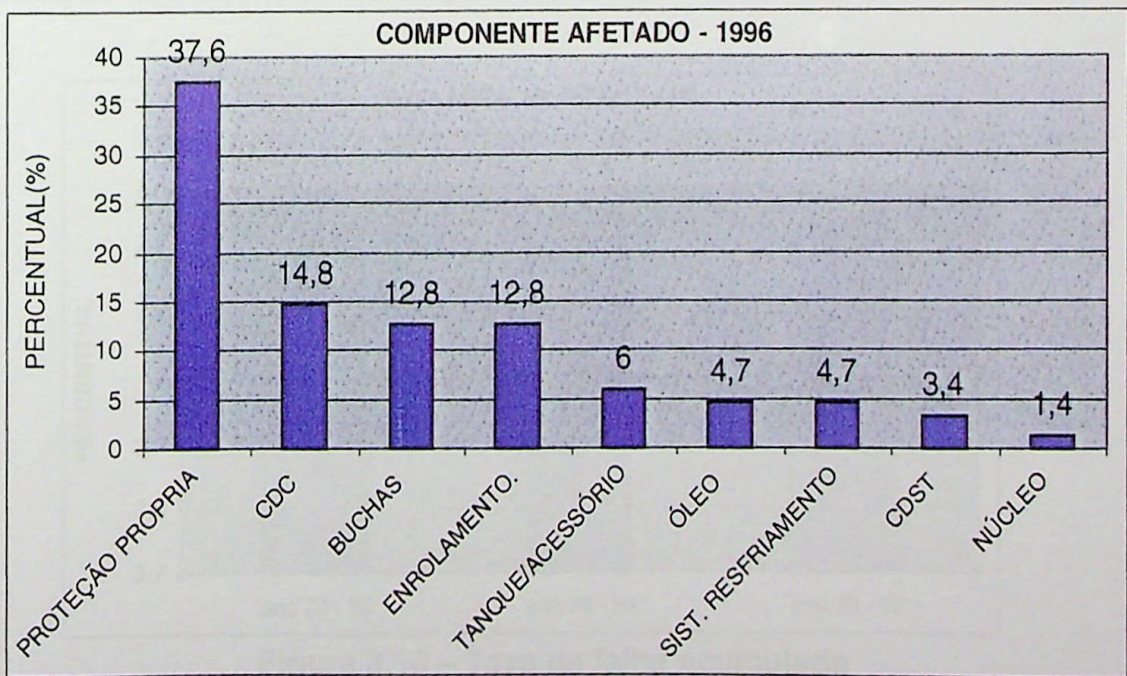


Figura 3.9 – Percentual da taxa de falha por componente (1996)

Quanto à análise dos componentes, a Figura 3.9 mostra que praticamente 80% das falhas estão concentradas em quatro componentes. São eles: dispositivos de proteção própria, comutador de derivações em carga, bucha e enrolamento. Na pesquisa do GCOI, ainda constam outros índices importantes para a manutenção, como tempo médio de reparo, indisponibilidade por falha e defeito de alta gravidade e confiabilidade.

### 3.4 – Pesquisa no Nordeste do Brasil – CHESF

A pesquisa conduzida pela CHESF foi realizada em transformadores de classe de tensão igual ou superior a 69 kV, instalados nos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí, todos pertencentes ao sistema próprio.

A seguir, serão apresentados os principais dados contidos no relatório da CHESF [Ch96] e no trabalho “Redução da Taxa de Falha em Transformadores e Reatores” [Pe96], em forma de gráficos de barras, que serão utilizados na comparação dos índices de desempenho e análise das causas das falhas.

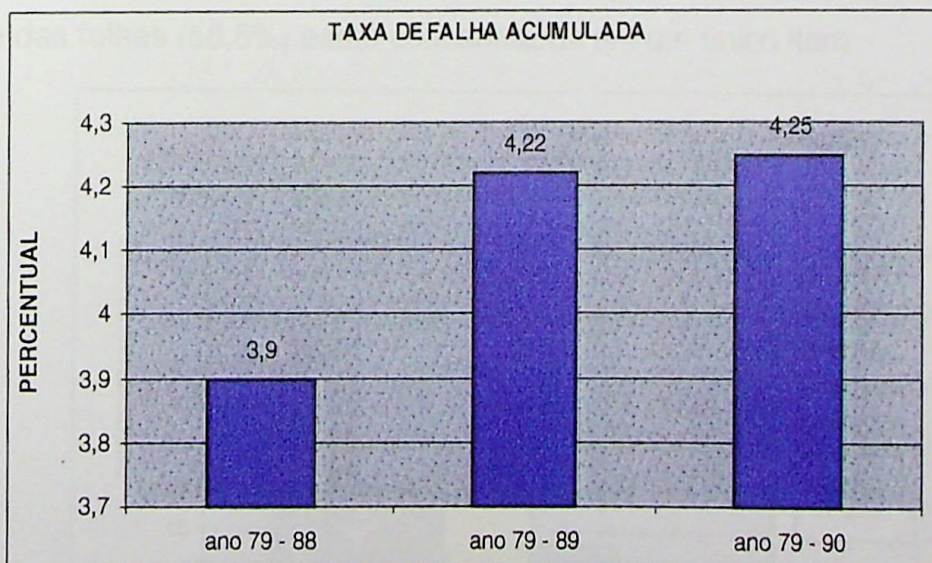


Figura 3.10 – Taxa de falha acumulada

A metodologia para cálculo da taxa de falha adotada pela CHESF é similar à adotada pelo CIGRÉ. A Figura 3.10 mostra uma taxa de falha acumulada no período 1979 a 1990. Os valores são elevados quando comparados com os observados nos itens 3.2 e 3.3. Posteriormente, no capítulo 5 deste trabalho, serão apresentados valores atualizados que foram conseguidos após implantação das recomendações para minimizar o número de falhas que serão abordadas no capítulo 4.

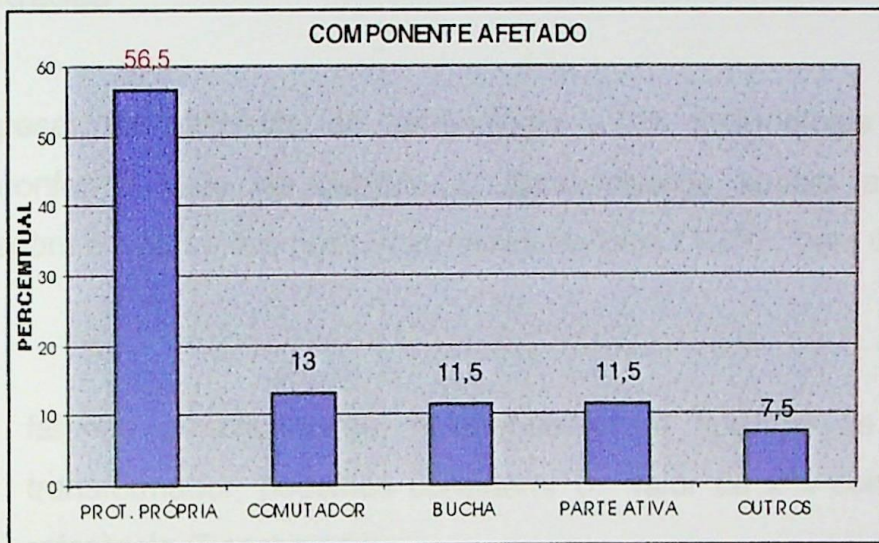


Figura 3.11 – Percentual da taxa de falha por componente

Conforme pode ser observado na Figura 3.11, aparece um resultado estatístico muito substancial no que tange ao componente afetado, em que mais da metade das falhas (56,5%) estão concentradas em um único item.

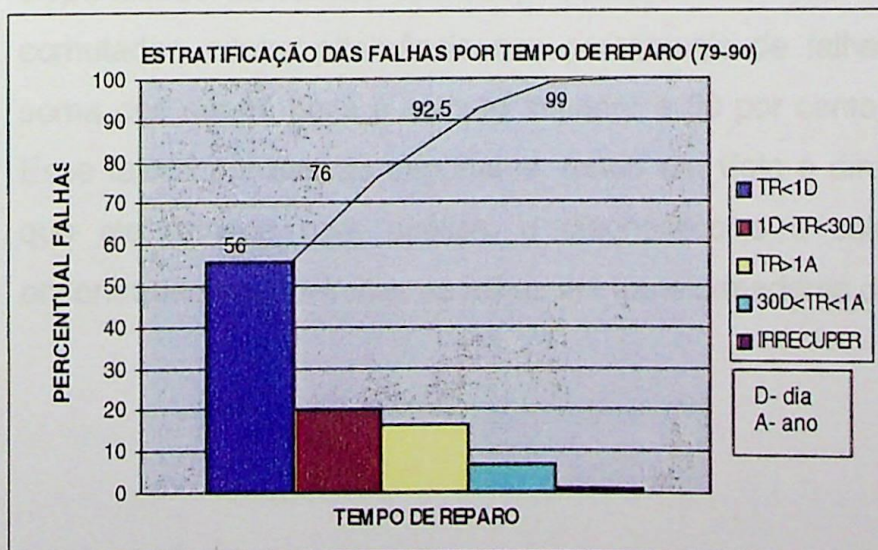


Figura 3.12 – Estratificação das falhas por tempo de reparo

Corroborando com a Figura 3.11, a Figura 3.12 apresenta a estratificação das falhas por tempo de reparo em que é reforçada a consistência dos dados, tendo em vista a coincidência entre os componentes afetados e o tempo necessário ao reparo.

### 3.5 – Conclusões

Apesar da utilização de terminologia e de metodologia de cálculo diferentes, conforme visto no capítulo 2, apresentamos abaixo as principais conclusões sobre a análise das pesquisas realizadas pela CIGRÉ, pelo GCOI e pela CHESF :

- falando genericamente, independente de tipo ou de função do transformador, podemos considerar o valor de 2% como típico de referência (Benchmark);
- ficou claro, em todas as pesquisas apresentadas, que a maioria das falhas tem origem em um dos quatro sistemas, que são a **parte ativa**, a **proteção própria**, o **comutador de derivações** e a **bucha**. Dependendo da função (espécie), classe de tensão, se há ou não comutador, ocorre alternância nos percentuais de falhas, porém a soma dos quatro itens é sempre superior a 80 por cento das falhas. Esse fato é por demais importante, tendo em vista o direcionamento que ele fornece para análise, o diagnóstico e a solução a ser encontrada para minimizar as falhas em transformadores de potência.

## CAPÍTULO 4

### ANÁLISE DAS FALHAS E FATORES QUE INFLUENCIAM A CONFIABILIDADE DOS TRANSFORMADORES

#### 4.1 – Introdução

Neste capítulo, será realizada uma análise das falhas buscando identificar causa fundamental, origens e recomendações para evitar ou minimizá-las. Os componentes das partes que serão objeto da análise foram definidos no capítulo 3, à luz dos dados estatísticos das pesquisas, por serem responsáveis por mais de 80% das falhas. As partes principais são:

- **Parte Ativa**

Conjunto formado pelo núcleo, enrolamentos, blindagens, ligações e isolamento principal.

- **Dispositivos de Proteção Própria**

Conjunto formado por todos os dispositivos de proteção instalados no transformador que possuem a função desligamento.

- **Comutadores de Derivações**

Estão incluídos nessa classificação os comutadores de derivações em carga (CDC) e os comutadores de derivações sem tensão (CDST).

- **Buchas**

Peça de material isolante que assegura a passagem isolada de um condutor através de uma parede não-isolante.

## **Análise das Causas Fundamentais e Propostas de Soluções**

Para implantação de um programa de redução de falhas, a etapa mais importantes é a da identificação dos possíveis modos de falhas. A não identificação correta ou incompleta dos modos de falhas, com certeza levará ao insucesso de qualquer programa de redução de falhas.

A seguir, será realizada uma análise sobre as causas fundamentais das falhas por sistemas (Parte Ativa, Dispositivos de Proteção Própria, Comutador de Derivações e Buchas), aplicando a metodologia de “Mind Map” [Bu96], pertencente aos transformadores de potência e seguida das recomendações para minimizar o número de falhas. A análise dos modos de falhas será realizado por sistemas e componentes conforme “mind map” da Figura 4.1.

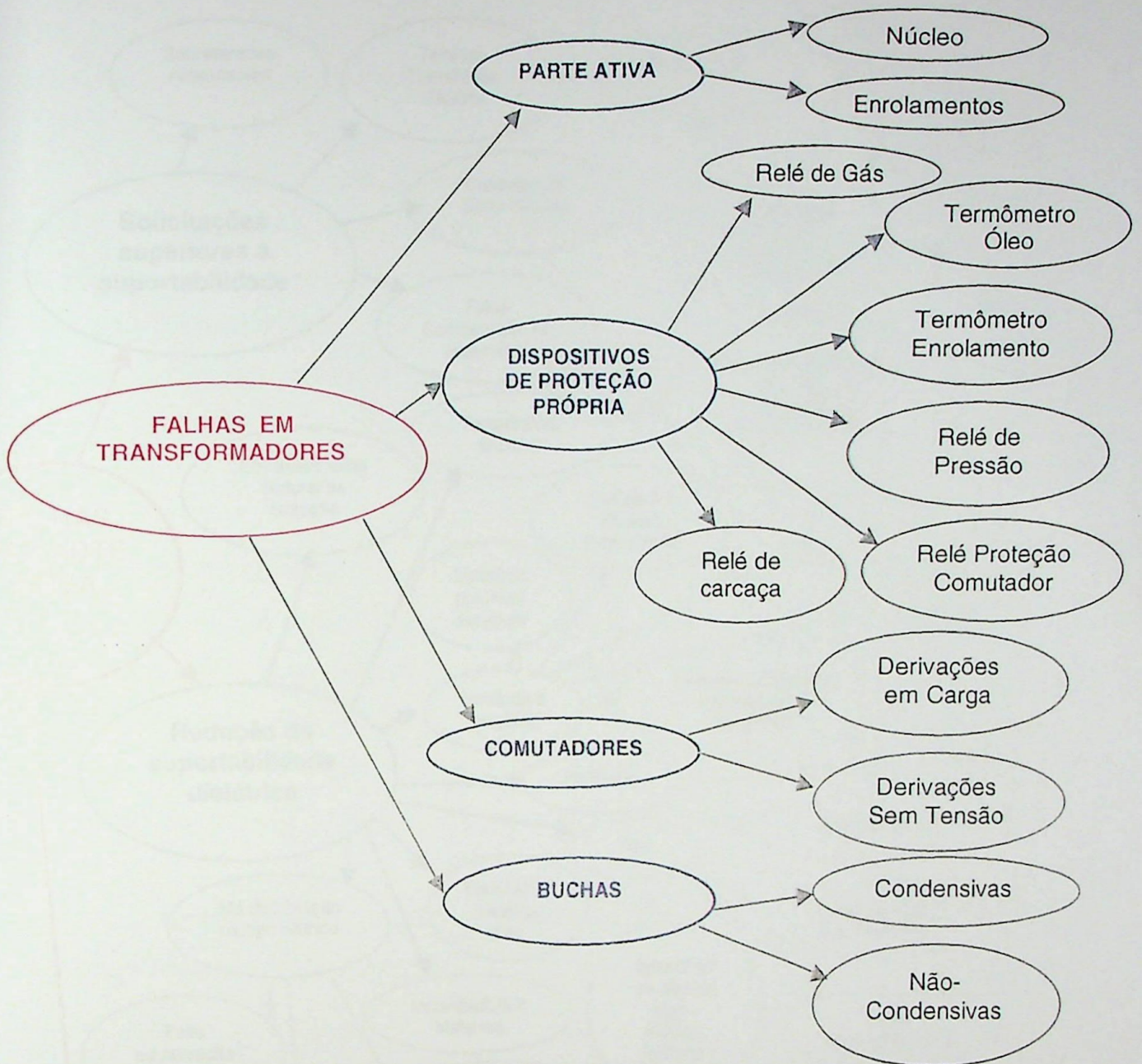


Figura 4.1 – “Mind map” dos sistemas e componentes

#### 4.2 – Parte Ativa

Os custos e os tempos de reparo associados às falhas envolvendo a parte ativa são normalmente bem maiores quando comparados com as falhas de origem nos dispositivos de proteção própria, comutadores ou buchas. No modelo proposto nesta dissertação no item 4.6, para hierarquização das falhas, através da matriz de criticidade ou risco, as falhas, na parte ativa, normalmente são classificadas como de grau I ou II, representando os piores casos de situações indesejáveis. As falhas na parte ativa podem ser agrupadas conforme “mind map” proposto a seguir (Figura 4.2):

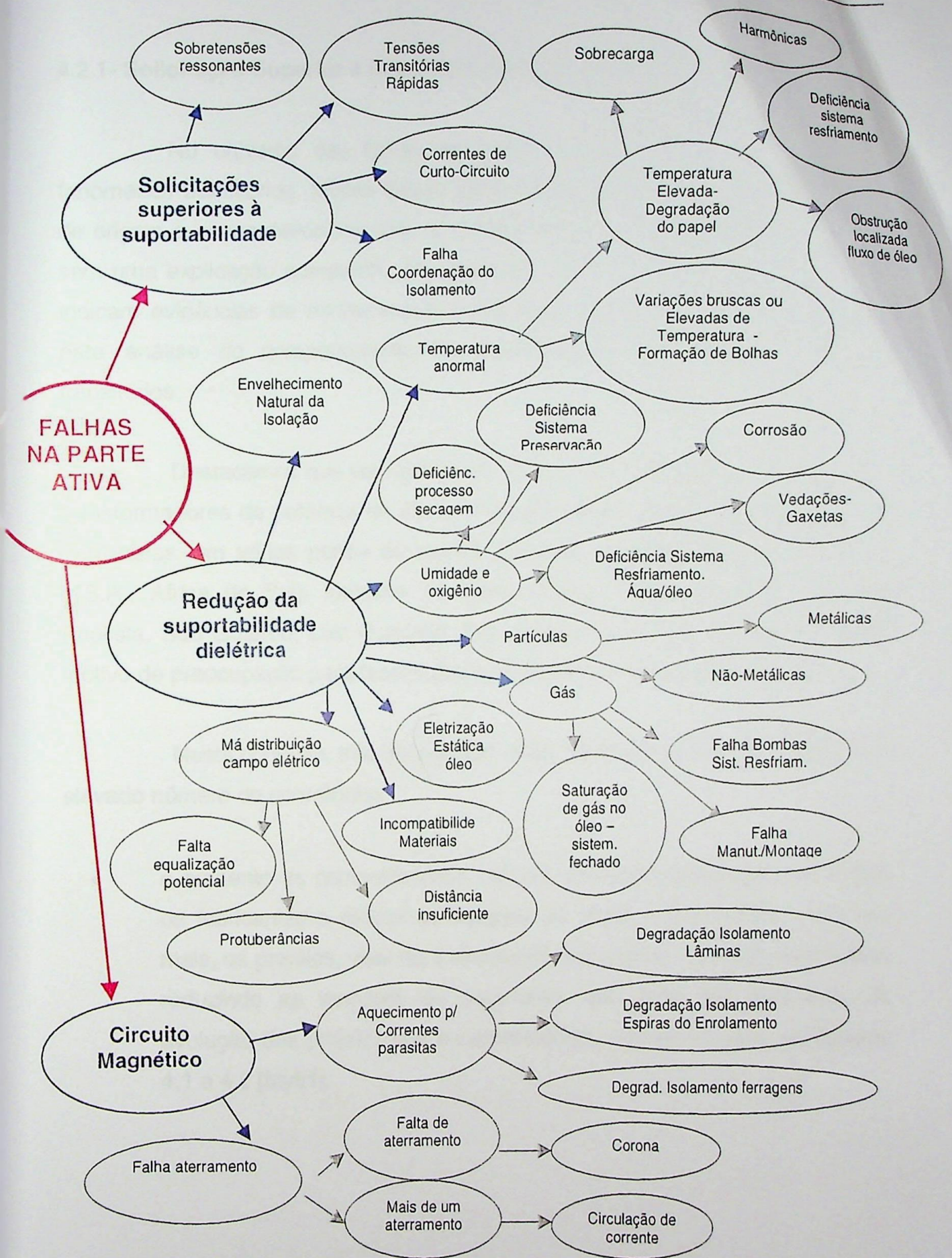


Figura 4.2- "Mind map" das falhas envolvendo a parte ativa

#### 4.2.1- Solicitação Superior à Suportabilidade Dielétrica

No universo das falhas em transformadores, várias são devidas a fenômenos transitórios. Muitas destas falhas estão listadas, nas pesquisas, como de origem e causa desconhecidas ou indeterminadas. Estas falhas permanecem sem uma explicação adequada. Na realidade, em recentes trabalhos publicados, indicam evidências de conhecimento insuficiente e falta de métodos adequados para análise do comportamento do transformador submetido a fenômenos transitórios.

Destacamos que vem ocorrendo um número muito elevado de falhas em transformadores de potência de alta e extra-alta tensão, associadas a fenômenos transitórios, em várias partes do mundo (Canadá, Noruega, Bélgica, Alemanha, U.S.A., África do Sul), inclusive no Brasil (Itaipú, Tucuruí, Grajaú, Cachoeira Paulista, São Gotardo, Luiz Gonzaga, Icó), causando enormes prejuízos e sendo motivo de preocupação para fabricantes e empresas concessionárias de energia.

Neste contexto, três fatos podem estar contribuindo fortemente para este elevado número de ocorrências:

- o aumento da competitividade, em um mercado globalizado, tem levado os fabricantes a reduzir as margens de lucros, compactando, cada vez mais, os projetos, visando à diminuição dos custos e, conseqüentemente, reduzindo as margens de segurança. Isto pode ser observado na evolução dos projetos dos transformadores, conforme mostra as Tabelas 4.1 e 4.2 [My81]:

Tabela 4.1 - Evolução do projeto:  
tensão por espira

EVOLUÇÃO PROJETO TRANSFORMADOR TIPO CORE	
ANO	VOLTS/ESPIRA
1915	2 - 4 VOLTS/ESP
1932	8 - 10 VOLTS/ESP
1975	19 - 20 VOLTS/ESP
1981	200 VOLTS/ESP

Tabela 4.1 - Evolução do projeto:  
volume de óleo por kVA

EVOLUÇÃO PROJETO VOLUME DE ÓLEO DE TRANSFORMADOR	
ANO	LITRO/KVA
1915	7,6
1930	3,8
1945	1,9
1960	1,3
1975	0,6
1977	0,5
1979	0,4

- outro importante fator é a redução do nível de tensão suportável nominal de impulso atmosférico pleno, com a elevação da tensão máxima do equipamento. Conforme a norma NBR-5356 [Ab81], para um transformador de tensão máxima de 72 kV o impulso atmosférico é de 350 kV(4,8 vezes maior), enquanto que para um equipamento de 550 kV é de apenas 1450 kV (2,6 vezes maior);
- a modernização dos sistemas com a introdução de novos equipamentos e com a utilização de eletrônica de potência bem como a compactação das subestações com emprego de barramentos blindados, isolados a SF6 (curtas distâncias elétricas), são fatores que contribuem para a geração de tensões transitórias das mais diferentes formas e frequências.

#### 4.2.1.1- Falhas por Sobretensões Ressonantes

O transformador é um equipamento constituído de arranjos de enrolamentos que formam uma estrutura ressonante, com várias frequências naturais que podem ser excitadas por tensões transitórias oriundas do sistema elétrico de potência ao qual está conectado. Apesar de, durante a fase de testes em fábrica, os transformadores serem submetidos a vários ensaios dielétricos para verificar a suportabilidade frente a ondas normalizadas de tensão [Ab] e [Ab82], isto

não garante que o transformador não vá falhar, tendo em vista que as sobretensões originadas pelo sistema podem ser completamente diferentes da forma de onda padronizada pelas normas utilizadas.

Estas falhas ocorrem em função de amplificações de tensões transitórias que são originadas quando o espectro de frequência da tensão imposta pelo sistema contiver componentes na região de uma das frequências naturais do transformador. Deste modo, a sobretensão pode romper o dielétrico em uma única solicitação (modelo de falha cataléctico) ou associado a caráter cumulativo de várias solicitações (modelo de falha de degradação), conforme visto no item 2.3.2..

A solução para evitar não é simples, pois o projeto de um transformador não-ressonante é inviável [Me95]. Neste contexto, é muito importante, durante a fase de projeto do transformador, o conhecimento das características do sistema, ao qual o transformador será conectado, principalmente no que tange as características das sobretensões que vão ser originadas. Estas sobretensões podem ser de origem interna ou externa ao sistema.

As de origem externa são predominantemente causadas por descargas atmosféricas e são caracterizadas por frente de onda de alguns microssegundos a poucas dezenas de microssegundos, podendo atingir taxa de crescimento de onda de tensão de valores de 1 a 10 Megavolt/ $\mu$ seg [Me89] e [Co97]. O valor das sobretensões causadas por descargas atmosféricas contribuirá para definição do nível básico de isolamento do equipamento.

As sobretensões por descargas atmosféricas, nas linhas de transmissão, podem ser classificadas da seguinte forma:

- descargas atmosféricas diretas nos condutores de fase;
- descargas atmosféricas nas torres e cabos pára-raios;
- descargas atmosféricas nas proximidades da linha de transmissão.

Quanto às sobretensões de origem interna, estas são originadas por faltas ou manobras que ocorrem no sistema. Para surto de manobras, a frente de onda pode ser do tipo unidirecional ou oscilatória. Enquanto a frente de onda com característica unidirecional apresenta forte amortecimento, sendo, portanto, fonte de preocupação somente o primeiro ou o segundo pico, os fenômenos com características oscilatórias apresentam fraco amortecimento com picos de amplitude reduzida.

As sobretensões de manobras propagam-se pelo sistema, podendo gerar oscilações com amplitudes elevadas em pontos distantes daqueles de origem [Me89]. Estas sobretensões transitórias podem ser originadas por diversos tipos de eventos:

- I. tensões transitórias na energização e no religamento de linhas de transmissão;
- II. tensões transitórias em operações de Manobras de corrente de falta:
  - tensão de restabelecimento transitória na abertura de faltas terminais;
  - tensão de restabelecimento transitória na abertura de faltas quilométricas;
  - tensão de restabelecimento transitória na abertura com discordância;
- III. tensões transitórias em operações de manobras de correntes nominais:
  - abertura e fechamento de correntes capacitivas;
  - abertura de pequenas correntes indutivas;
  - reignição múltiplas.

Quanto às sobretensões temporárias que são caracterizadas por longa duração e picos de amplitude reduzida, as frentes de onda não apresentam importância, tendo em vista serem constituídas por sobretensões de manobras, e, portanto, bem definidas [Me89].

Fazem parte das sobretensões temporárias os seguintes eventos:

- ◆ queda de condutor e rejeição de carga;
- ◆ sobretensões induzidas por faltas;
- ◆ sobretensões por manobra de reator trifásico com neutro isolado;
- ◆ ferro-ressonância.

O comportamento do transformador, quando é submetido à sobretensão, depende muito do arranjo dos enrolamentos, que, via de regra, forma uma estrutura elétrica bastante complexa. De uma forma simplificada, os enrolamentos de um transformador podem ser representados por um circuito RLC equivalente. Cada espira do enrolamento possui uma indutância própria atribuída ao fluxo de corrente que está circulando nela. Ela está também conectada ao fluxo das bobinas vizinhas e, portanto, tem uma indutância mútua com estas bobinas. Considerando as correntes parasitas (eddy currents) no núcleo, outro acoplamento mútuo é envolvido. Existe também uma capacitância da espira ou bobina para a terra, considerando terra como sendo núcleo, tanque ou outro enrolamento. Por outro lado, existe também acoplamento de outras bobinas do mesmo enrolamento. Finalizando, existem as perdas nas resistências dos enrolamentos, nas fugas para a isolação do núcleo, todas dissipando energia e amortizando a onda [Ge71].

Como as resistências representam várias fontes de perdas, elas são dependentes da frequência [Me89]. Considerando que as capacitâncias estão distribuídas uniformemente ao longo do enrolamento e o neutro do enrolamento pode estar ou não aterrado, o enrolamento do transformador pode ser representado como na Figura 4.3.

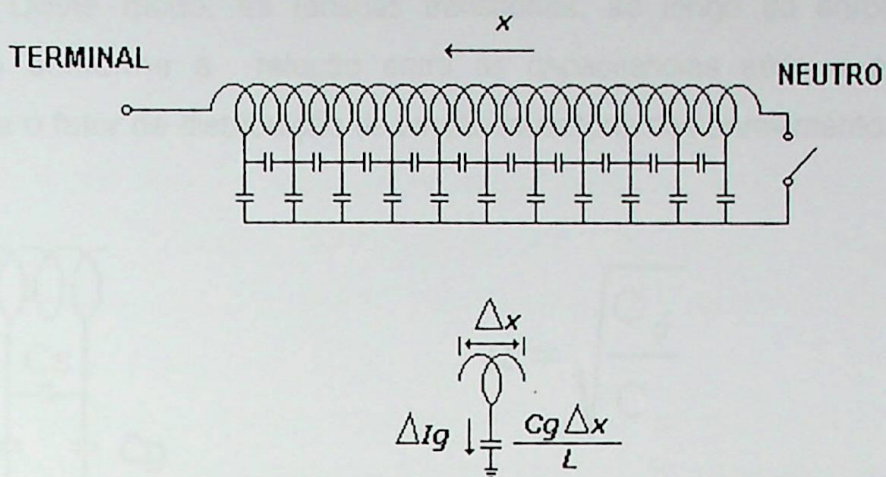


Figura 4.3 - Representação do enrolamento do transformador

Em um fenômeno físico, ocorrem oscilações quando os estados iniciais e os finais são diferentes [Me89]. Portanto, em um enrolamento, as oscilações caracterizam a distribuição de tensão entre dois de seus estados, a distribuição inicial capacitiva e a distribuição final indutiva. No início, o transformador se comporta como uma capacitância concentrada, tendo em vista que os valores de impulso de sobretensões são definidos pela inclinação inicial da onda.

A Figura 4.4 apresenta uma modelagem transitória para impulso, de forma simplificada, para um transformador de dois enrolamentos.

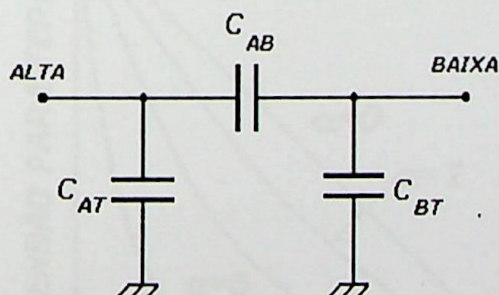
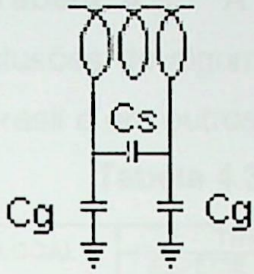


Figura 4.4 – Modelagem simplificada para impulso transitório

Deste modo, as tensões transitórias, ao longo do enrolamento, se distribuem conforme a relação entre as capacitâncias série e paralela que estabelece o fator de distribuição de tensão transitória nos enrolamentos  $\alpha$ .



$$\alpha = \sqrt{\frac{C_g}{C_s}}$$

Onde:

$C_g$  = Capacitância paralela ou capacitância para terra

$C_s$  = Capacitância série

Quanto menor for o fator de distribuição, mais uniforme será a distribuição de tensão ao longo do enrolamento, evitando regiões passíveis de maiores sobretensões, conforme demonstra o gráfico abaixo:

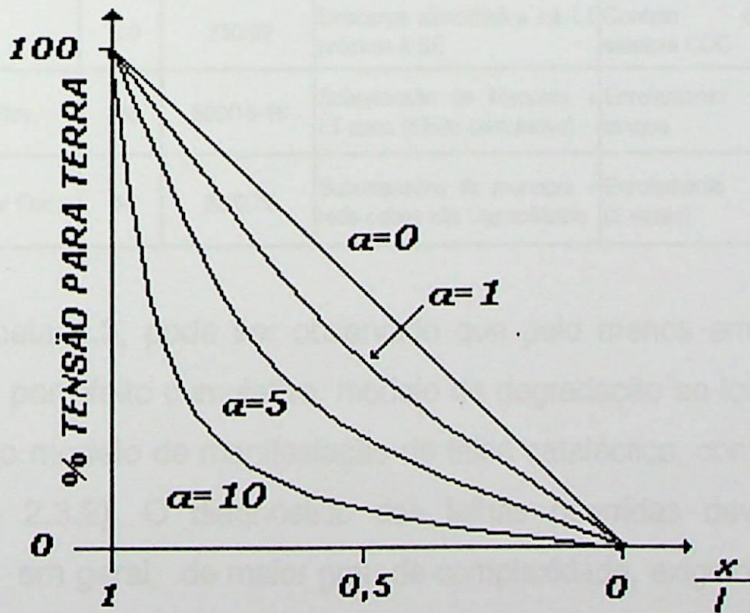


Figura 4.5- Gráfico da distribuição de tensão

## Falhas em Transformadores Atribuídas a Fenômenos de Ressonância

Inúmeros casos de ocorrência de falhas em transformadores são atribuídos a fenômenos de ressonância. Algumas destas falhas estão relacionadas na **Tabela 4.3**. A seguir, será exposto um resumo dos principais fatos e conclusões de algumas das ocorrências relacionadas a sobretensões ressonantes no Brasil e em outros países.

**Tabela 4.3 – Falhas em transformadores por ressonância**

LOCAL	TRANSFORMADOR			EVENTO ASSOCIADO	COMPONENTE DANIFICADO	QUANT. FALHAS
	ESPECIE	MVA	TENSAO(KV)			
Noruega-Aurland III	Trafo Elev.	150	7,75-15,5/420	Manobra disjuntor BT	Enrolamento, Tanque	1
Belgica-Brume	Trafo Elev.	160	20/390	Descarga atmosférica na LT a 12 e 40 Km do Trafo	CDC(2 vezes)	2
E.U.A.	Autotrafo	200	500/345	Descarga atmosférica na LT a 234 Km do Trafo	Comutado(1 vez), Enrolamento(1 vez)	2
E.U.A.	Autotrafo	500	765/500	Curto na LT a 547 Km+não operaç. PR	Comutador(1 vez), Enrolamento(1 vez)	1
Africa do Sul	Autotrafo	315	400/200	Manobras de desenergização de Trafos c/carga reativa	Comutador e cabos	Várias
Brasil - São Gotardo-2	Autotrafo	400	500/345/13,8	Nenhum no momento da ocorrência (Efeito cumulativo)	Enrolamento	1
Brasil - São Gotardo-2	Autotrafo	400	500/345/13,8	Nenhum no momento da ocorrência (Efeito cumulativo)	Enrolamento, tanque	1
Brasil Icó	Trafo	100	230/69	Descarga atmosférica na LT próxima à SE	Contato chave seletora CDC	1
Brasil Luiz Gonzaga	Trafo Elev.	185	500/16-16	Sobretensão de Manobra + LT curta (Efeito cumulativo)	Enrolamento tanque	3
Brasil	Trafo p/ Forno	84	33/0,75	Sobretensões de manobra + rede cabos alta Capacitância	Enrolamento (2 vezes)	2

Na tabela 4.3, pode ser observado que pelo menos em 03 casos as falhas ocorreram por efeito cumulativo, modelo de degradação ao longo do tempo, diferentemente do modelo de manifestação de falha cataléctico, conforme visto no capítulo 2 (item 2.3.2). O diagnóstico das falhas ocorridas devido a efeitos cumulativos são, em geral, de maior grau de complexidade, exigindo uma análise mais criteriosa para comprovação da causa da falha.

## Análise de um Caso Prático – Bélgica - Subestação de Brume

Transformador Elevador : 160 MVA, 20/(390±15%) kV

O transformador elevador pertence à subestação geradora de Brume, está interligada, através de uma LT de 44Km, à subestação de Grame. A falha aconteceu durante uma tempestade, em que ocorreu a ruptura dielétrica entre os contatos do comutador de derivações em carga (CDC). No momento da falha, o transformador operava em vazio e a chave seletora estava posicionada de forma que 92% das espiras estavam em serviço. A ruptura dielétrica ocorreu, através do óleo isolante, entre os pontos 2(dois ) e 0(zero) do comutador, que correspondem a 28% do total de espiras em serviço.

**Análise Dinâmica do Transformador** - Na pesquisa para identificação da falha, foi aplicada uma onda de tensão senoidal, com frequência variável, nos terminais de  $H_1$  e  $U_{H1T}$  do enrolamento de AT(Figura 4.6), e verificado que para uma frequência de 5 kHz existia um fator de amplificação elevado, igual a 11,7(Figura 4.7), no acoplamento  $U_{20}/U_{H1T}$  (Figura 4.6) [Me89].

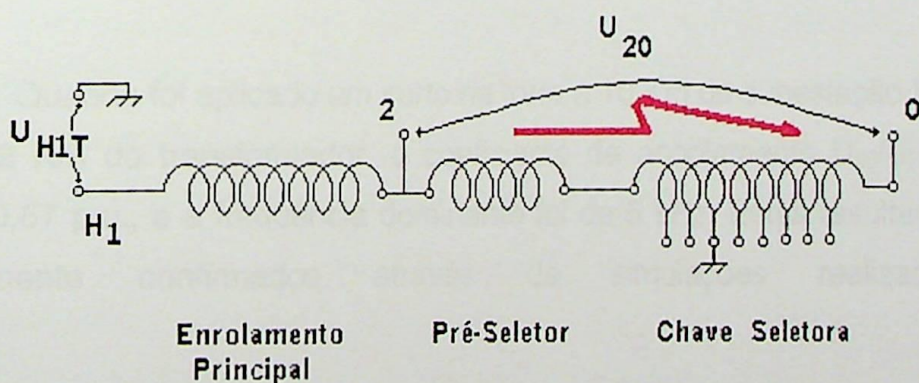


Figura 4.6 – Enrolamento de alta tensão

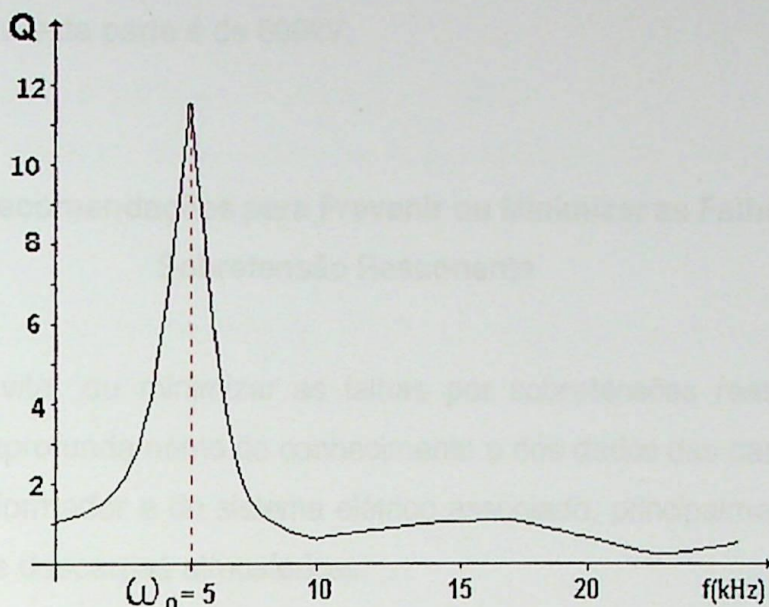


Figura 4.7 – Fator de amplificação em função da frequência.

Como as duas falhas ocorreram durante tempestades, simulações no sistema foram realizadas através da aplicação de ondas de surto de baixa tensão em diferentes locais, ao longo da linha de transmissão, utilizando gerador de repetições. Para a realização do ensaio, foi necessária a montagem de esquema especial para possibilitar o acesso aos pontos 2(dois) e 0(zero) do comutador, tendo em vista que estes pontos não são normalmente acessíveis com o transformador em operação, para obtenção das medições.

Quando foi aplicado um surto na torre a 10 Km da subestação Brume, ou seja, a 12 Km do transformador, o coeficiente de acoplamento  $U_{20}/U_{H1T}$  atingiu valor de 0,67 p.u., e a frequência dominante foi de 5 kHz. Estes resultados foram posteriormente confirmados através de simulações realizadas em TNA.

A falha foi explicada quantitativamente, tendo em vista que para uma descarga atmosférica com arco na LT Brume-Grame, a 12 Km do transformador, o coeficiente de acoplamento atinge 0,67 p.u., para uma frequência de ressonância

de 5kHz, e a transferência de tensão  $U_{20}$  alcança 626kV, quando a suportabilidade do isolamento para esta parte é de 600kV.

### **Recomendações para Prevenir ou Minimizar as Falhas por Sobretensão Ressonante**

Para evitar ou minimizar as falhas por sobretensões ressonantes, é fundamental um aprofundamento do conhecimento e dos dados das características elétricas do transformador e do sistema elétrico associado, principalmente durante faltas, manobras e descargas atmosféricas.

Para obtenção destes dados, são necessárias providências que vão desde estudos complexos do sistema elétrico em regime transitório até a realização de ensaios especiais no transformador, como o de impulso repetitivo, para identificar as freqüências naturais e respectivos fatores de amplificação, exigindo dos fabricantes e dos clientes uma maior cooperação com troca de informações sobre as características do sistema elétrico e do transformador.

Deste modo, citamos, a seguir, algumas providências que são recomendadas para evitar ou minimizar os problemas associados à sobretensão ressonante:

- a) incluir, nas especificações para aquisições de novos transformadores, a realização em fábrica de ensaios para levantamento das características dos fatores de amplificações e de admitâncias no domínio da freqüência para confrontação com os estudos de transitórios do sistema elétrico de potência em condições de falha, de manobras e de descargas atmosféricas. Estas características subsidiarão as análises quanto a possíveis condições ressonantes existentes, a fim de adotar medidas para eliminar ou pelo menos atenuar, como algumas que serão citadas a seguir;
- b) especificar limites para os fatores de amplificação das freqüências naturais do transformador. Considerando que as normas ainda estão omissas quanto a sobretensões ressonantes, sugerimos os seguintes fatores máximos de

amplificações que deverão constar nas especificações para aquisições de novos transformadores:

- 10(Dez) para os enrolamentos principais;
  - 20(Vinte) para os enrolamentos de regulação com CDC ou CDST;
- c) minimizar o comprimento das ligações entre o transformador e os pára-raios associados;
- d) aplicação de resistores não-lineares (ZnO) nos enrolamentos de regulação;
- e) elevação da capacitância série Cs do enrolamento para redução do fator  $\alpha$  e, conseqüentemente, uma redução das amplitudes das oscilações ao longo do enrolamento;
- f) instalações de filtros supressores de surto;
- g) utilizar disjuntores com resistor de pré-inserção para manobras de energização de transformadores, como forma de amortecer a tensão.

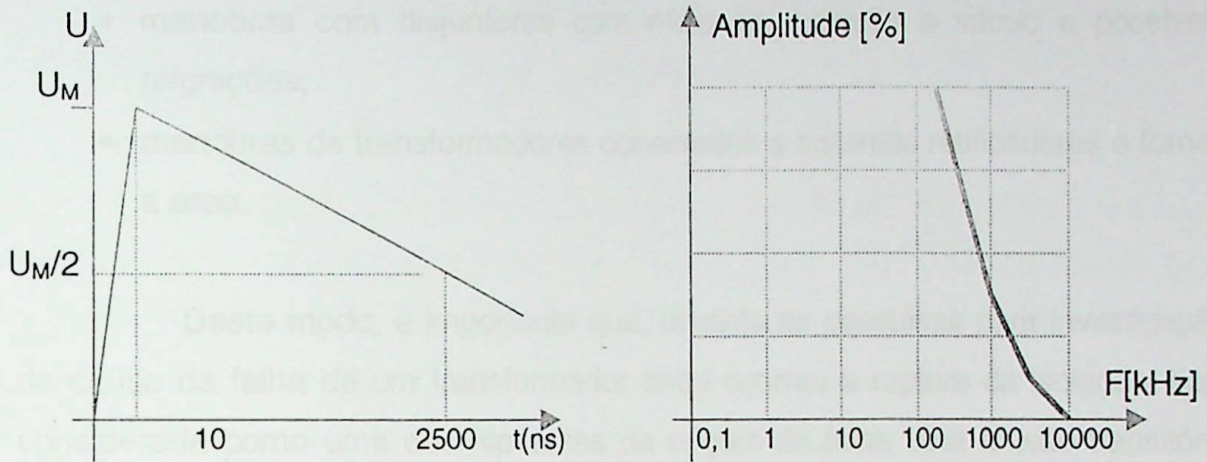
#### 4.2.1.2- Falhas por Tensões Transitórias Rápidas

Durante anos, muitas das falhas elétricas em grandes transformadores de potência ficaram com origem das causas desconhecidas por falta de informações e até mesmo por conhecimento insuficiente, principalmente por parte de setores específicos de manutenção responsáveis por análise e diagnóstico de falhas.

A falta de informações e conhecimento insuficiente são devidos em grande parte à pouca ou nenhuma abordagem pelos livros tradicionais, bem como ao número limitado de artigos técnicos publicados até o final da década de 80 sobre a resposta dos enrolamentos de transformadores a fenômenos de transitórios rápidos.

A partir das décadas de 80 e 90, pesquisas realizadas demonstraram uma redução significativa da suportabilidade da isolação do papel quando submetida à tensão transitória com frente de onda muito rápida.

São considerados fenômenos transitórios rápidos quando a frente de onda é inferior a  $1\mu\text{s}$ , podendo ser representada por forma de onda triangular equivalente e respectivo espectro de frequência abaixo [Me95]:



**Forma de Onda**

**Espectro de Frequência**

**Figura 4.8 – Representação simplificada de transitórios**

Outra característica importante citada nas literaturas é que a falha interna a um enrolamento, provocada por fenômenos transitórios de alta frequência, resulta da ruptura do isolamento das espiras localizadas próximas ao terminal da entrada do enrolamento.

### Principais Fontes de Fenômenos de Transitórios Rápidos

As principais fontes de transitórios rápidos conhecidas e documentadas são [Me95, Me, Fu98, Sh01, Ma95]:

- manobras de seccionadoras próximas a transformadores;
- falhas internas em subestações blindadas e isoladas com SF<sub>6</sub>;
- manobras envolvendo a operação de grandes motores conectados com cabos de baixa perda;
- manobras de seccionadoras isoladas a ar próximas a transformadores de proteção ou medição;

- fenômenos de descargas atmosféricas no sistema elétrico em locais próximos ao transformador;
- fenômenos de descargas atmosféricas secundárias (“Backflashovers”) em linhas de transmissão;
- manobras com disjuntores com meio de extinção a vácuo e possíveis reignições;
- manobras de transformadores conectados a sistemas retificadores e fornos a arco.

Deste modo, é importante que, durante as pesquisas para investigação da causa da falha de um transformador onde ocorreu a ruptura da isolação, seja considerada como uma das hipóteses da origem da falha uma tensão transitória rápida. Neste contexto, é imprescindível a análise sobre as fontes conhecidas de tensões transitórias rápidas citadas e o conhecimento com as características do sistema elétrico em que está conectado o transformador, incluindo o histórico das manobras, as ocorrências de falta no sistema e eventuais descargas atmosféricas acontecidas.

O processo de investigação das falhas em transformadores, provocadas por transitórios rápidos, é complexo e tem exigido, na maioria dos casos, uma forte cooperação entre as concessionárias, fabricantes, centros de pesquisas e universidades para o completo entendimento e confirmação ou não das hipóteses.

Para isto, são realizados levantamentos das características da suportabilidade e margens de segurança do transformador, através de simulações em computadores, visando a identificar possíveis pontos vulneráveis quanto à suportabilidade e simulações de transitórios rápidos com origem nas prováveis fontes existentes no sistema elétrico ou eventos externos ocorridos, tais como: manobras de seccionadoras, falhas internas em subestações isoladas a gás, descargas atmosféricas, manobras em disjuntores a vácuo, etc..

No Brasil, várias falhas em transformadores foram associadas a fenômenos de transitórios rápidos, como as ocorridas nos transformadores elevadores da Usina de Itaipú [Ma95] e de Tucuruí [Me].

### **Recomendações para Minimizar ou Evitar Falhas por Tensões Transitórias Rápidas**

As ações preventivas para evitar as falhas em transformadores, provocadas por fenômenos transitórios rápidos, ainda são objeto de estudo pela comunidade científica internacional, e não estão completamente definidas, carecendo ainda da elevação do conhecimento sobre os sistemas elétricos e sobre a suportabilidade do isolamento utilizado em transformadores. A eliminação das fontes geradoras de tensão transitórias rápidas no sistema é de um nível elevadíssimo de complexidade e na maioria das vezes não viável economicamente.

Deste modo, citamos, a seguir, algumas recomendações para elevar a confiabilidade do transformador:

- a) análise prévia do sistema elétrico, simulando condições transitórias, para uma ampla faixa de frequência, para verificação da existência de prováveis fontes geradoras de tensões transitórias rápidas, visando subsidiar o nível de suportabilidade que será exigido nas especificações para aquisições de transformadores;
- b) elevação dos níveis de isolamento e margem de segurança do transformador aumentando a suportabilidade para tensões transitórias rápidas, principalmente quando o transformador for aplicado em sistemas elétricos com características mais propícias à geração destes fenômenos. Nestes casos, é recomendada em especial a elevação da isolação das espiras localizadas próximas aos terminais de entrada do enrolamento por serem mais solicitados durante os fenômenos transitórios de alta frequência;
- c) suspender ou, quando não possível, diminuir as manobras reconhecidas ou suspeitas de serem fontes geradoras de tensões transitórias rápidas;

- d) instalação de indutor em série com o transformador para atenuar a tensão que atinge os terminais do transformador, considerando que o indutor é calculado para apresentar uma alta impedância para variação da taxa de crescimento de corrente. Deste modo, durante o transitório rápido, ocorre uma queda de tensão no indutor e, conseqüentemente, é reduzida a tensão que atinge o transformador;
- e) instalação de capacitores e pára-raios combinados pode diminuir a inclinação da frente de onda e limitar a amplitude da tensão;
- f) instalação de monitoramento contínuo com diagnósticos em transformadores pode evitar falhas que resultam de efeito cumulativo (modelo de degradação); ver item 2.3.2 do capítulo 2.

#### 4.2.1.3- Falhas por Elevadas Correntes de Curto-Circuito

Os transformadores são projetados e fabricados para suportar os estresses mecânicos causados pelas correntes de curto-circuito ocorridas no sistema. Porém, quando ocorre um curto-circuito elevado no sistema elétrico em que está conectado o transformador, superior à suportabilidade do equipamento, são geradas forças nas bobinas que podem produzir vários problemas mecânicos ao transformador. As forças eletrodinâmicas são definidas pelo vetor de densidade de corrente  $\vec{J}$  e pelo vetor de densidade de campo  $\vec{B}$ .

$$\vec{f} = \vec{J} \times \vec{B}$$

Muitas das falhas catastróficas que levam à perda total do transformador ou a vultosos recursos financeiros para repará-lo têm origem nas elevadas correntes de curto-circuito do sistema que provocam deslocamento ou deformações na geometria das bobinas.

O deslocamento ou a deformação das bobinas podem provocar danos à isolação das espiras, por efeito de abrasão, reduzindo a suportabilidade dielétrica. A deformação das bobinas também pode provocar a diminuição do diâmetro das mesmas, prejudicando os canais de circulação do óleo, provocando aquecimento localizado na isolação, acarretando na aceleração do envelhecimento do papel isolante, podendo levar à ruptura do dielétrico. Experiências têm confirmado que um transformador afetado por um curto-circuito que sofreu deslocamento ou deformação das bobinas pode permanecer em operação por anos até que venha ocorrer a falha da isolação [St73, So01].

Pesquisas realizadas pela força tarefa #2 do WG 12.19 do Cigré, publicadas em 1999 em Budapeste, realizadas em 11 países (Áustria, Brasil, Canadá, Finlândia, Alemanha, Holanda, Irlanda, Japão, Nova Zelândia, Rússia e Tailândia), envolvendo mais de 121460 unidades x anos de transformadores anos, mostram que a freqüência de falha devida a curto-circuito externo durante o período de 1993 a 1997 foi em média de 1,2 falha em cada 1000 unidades de transformadores anos, para equipamentos de classe de tensão de 70 a 800kV.

Ficou também evidente na pesquisa um aumento da freqüência de falhas com o aumento da classe de tensão do transformador, conforme mostra a tabela 4.4.

**Tabela 4.4 – Aumento da freqüência das falhas com o nível de tensão**

<b>Classe de Tensão [kV]</b>	<b>Unidades de Transformadores anos</b>	<b>Número De Falhas</b>	<b>Freqüência De Falhas</b>
70	36.905	2	$0,54 \times 10^{-4}$
110 a 230	60.065	8	$1,33 \times 10^{-4}$
300 a 800	24.490	5	$2,04 \times 10^{-4}$
<b>TOTAL</b>	<b>121.460</b>	<b>15</b>	<b><math>1,23 \times 10^{-4}</math></b>

Vários fatores podem originar as falhas por estresse mecânico do transformador associadas a correntes de curto-circuito do sistema elétrico, que vão desde as deficiências da especificação, passando pelo projeto e pela fabricação até a operação e a manutenção, que podem ser resumidas no “mind map” a seguir:

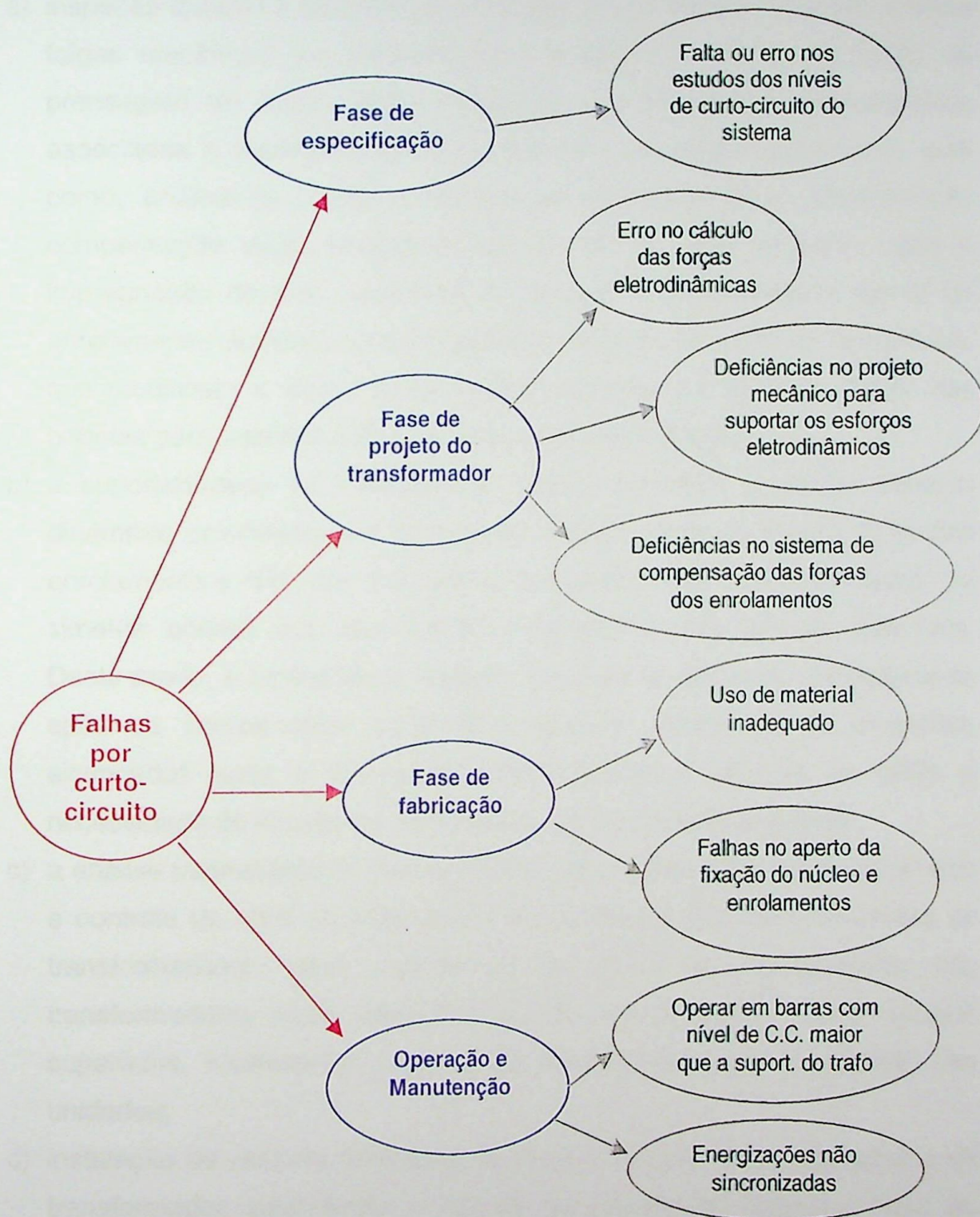


Figura 4.9 – “Mind map” dos principais fatores que contribuem para falhas por curto-circuito no sistema

## Recomendações para Minimizar ou Evitar Falhas Durante Curto-Circuito no Sistema

- a) inspeção durante o processo de fabricação do transformador de modo a evitar folgas mecânicas em enrolamentos e terminais. Verificar se as forças de prensagem do núcleo estão compatíveis com os esforços eletrodinâmicos associados à suportabilidade e ao nível de curto-circuito especificado, bem como, analisar se o sistema de prensagem do enrolamento e o mecanismo de compensação estão adequados, para mesmo ao longo do tempo, após a impregnação do óleo, processos de secagem e envelhecimento natural do enrolamento, devido à contaminação por umidade e por efeito da temperatura, que modificam a espessura da celulose, manterem as forças de fixação das bobinas para suportar o nível de curto-circuito especificado. ;
- b) a suportabilidade do transformador, quando submetido a grandes esforços dinâmicos provocados por curto-circuito, depende muito da simetria do próprio enrolamento e entre ele e os demais enrolamentos. Uma pequena variação na simetria poderá acarretar aumentos significativos dos esforços dinâmicos. Deste modo, é fundamental, durante o processo de fabricação, principalmente após os enrolamentos terem sido secados, verificar se as dimensões alcançadas após a prensagem estão conforme a calculada ou existe a necessidade de efetuar um recalçamento para a correção da simetria;
- c) a análise permanente do sistema elétrico para determinação, acompanhamento e controle do nível de curto-circuito das barras em que estão conectados os transformadores, para verificar se os níveis de suportabilidade dos transformadores estão adequados aos do sistema elétrico. Caso estejam superados, implementar programa de remanejamento com substituição das unidades;
- d) instalação de reatores limitadores de corrente em série com o enrolamento do transformador, para limitar a corrente de curto-circuito, quando o nível de suportabilidade dos transformadores estiver superado em relação ao do sistema elétrico;

- e) implantação de sistema de CPS (Comando Proteção e Supervisão) que impeça o fechamento do disjuntor associado ao transformador em condições fora de sincronismo, com as tensões em oposições de fases, que possam resultar em forças eletrodinâmicas superiores à suportabilidade do transformador;
- f) efetuar remanejamento de transformadores que operam em subestações com nível mais elevado de curto-circuito maior do que 50% da suportabilidade original (transformador novo), quando o papel isolante das espiras das bobinas envelhecer e atingir 400 de grau de polimerização;
- g) após processo de secagem em transformadores velhos com elevado nível de contaminação por umidade nos materiais celulósicos isolantes, ocorre significativo encolhimento da espessura dos mesmos, podendo reduzir, significativamente, as forças de fixação dos enrolamentos. Nestes casos, deverá ser analisada a possibilidade da necessidade de reaperto geral da fixação das bobinas, observando, conjuntamente, o nível de curto-circuito da barra em que está conectado o transformador;
- h) considerando os efeitos nocivos da umidade e da temperatura sobre o papel isolante, o transformador deverá ter um bom sistema de selagem que praticamente evite a penetração de umidade e seja também minimizada a operação em sobrecarga.

#### 4.2.2- Redução da Suportabilidade Dielétrica

A suportabilidade de um transformador decresce naturalmente ao longo de sua vida. Este decréscimo depende de vários fatores que vão desde a especificação, o projeto, a fabricação, a montagem, a operação e a manutenção, e está diretamente ligado à degradação dos componentes e materiais internos, individual ou do conjunto, ou sobre influências de partículas ou ainda por eletrização estática do óleo. Neste contexto, o processo de envelhecimento e de redução da suportabilidade de um transformador pode ser representado como na figura 4.10, que foi elaborado a partir dos modelos construídos pelo Dr. Sokolov [So01], Dr. José Carlos Mendes [Me99] e da experiência do autor adquirida durante mais de 25 anos dedicados a manutenção de equipamentos.

**PROCESSO DE ENVELHECIMENTO E REDUÇÃO DA SUPORTABILIDADE DO TRANSFORMADOR**

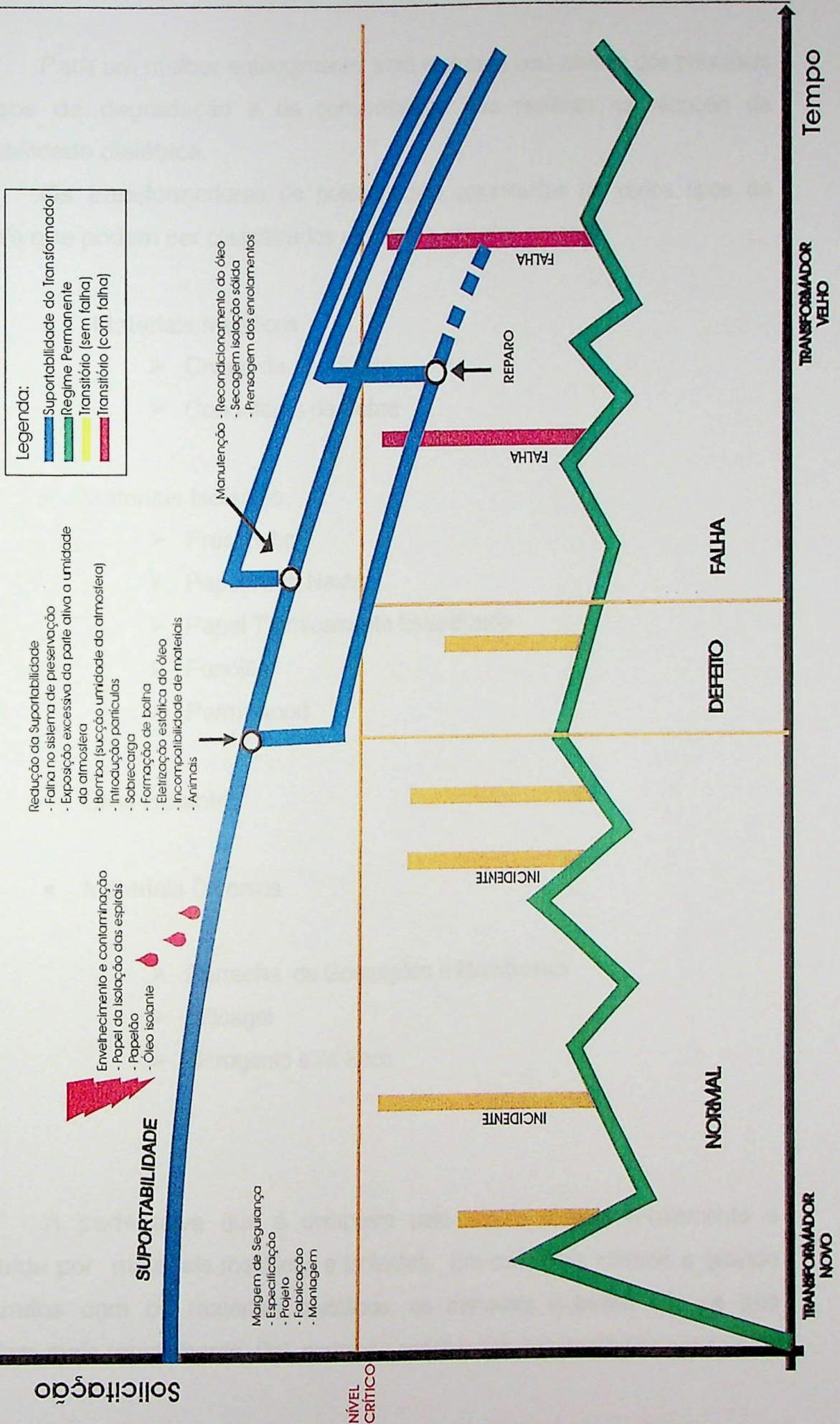


Figura 4.10 – Modelo representativo da redução da suportabilidade

Para um melhor entendimento, será realizada uma análise dos principais processos de degradação e de contaminação que resultam na redução da suportabilidade dielétrica.

Os transformadores de potência são constituídos de vários tipos de materiais que podem ser classificados em quatro grandes grupos:

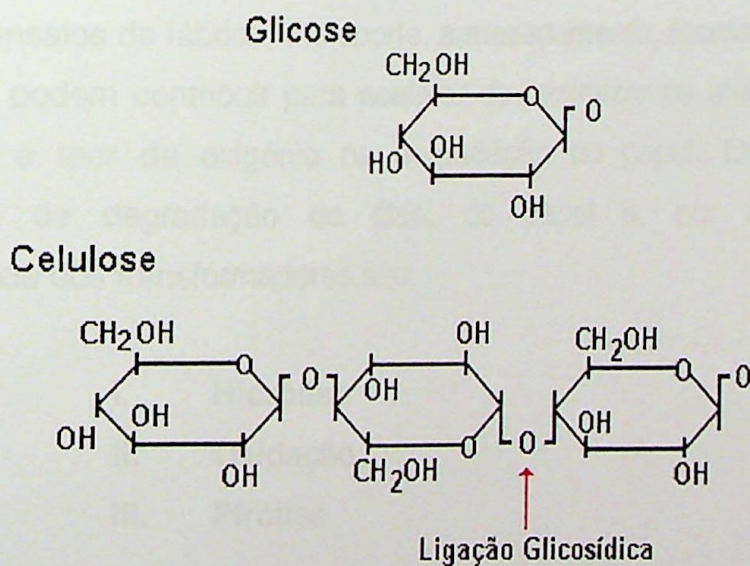
- Materiais Metálicos
  - Chapa de Aço Silício
  - Condutores de Cobre
  
- Materiais Isolantes
  - Presspahn
  - Papel Kraft Neutro
  - Papel Termicamente Estabilizado
  - Fenolite
  - Permawood
  
- Óleo Isolante
  
- Materiais Diversos
  - Borracha de Guarnições e Membranas
  - Silicagel
  - Nitrogênio e Ar Seco

A parte ativa que é composta pelo núcleo e pelo enrolamento é constituída por materiais metálicos e isolantes. Em condições normais e quando comparados com os materiais metálicos, os materiais isolantes são os que degradam mais rapidamente. Daí, podemos concluir que, em condições normais de

envelhecimento, ao longo dos anos, a suportabilidade do transformador poderá ser, em grande parte, função dos materiais isolantes.

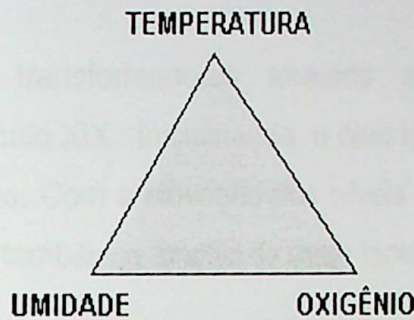
A maioria dos materiais isolantes utilizados em transformadores são fabricados a partir da celulose. Esses materiais, principalmente o papel "Kraft" normal ou papel termicamente estabilizado, são, ao longo do tempo, degradados. O papel é constituído de fibra de celulose, que é extraída de alguma fonte de origem vegetal, normalmente da madeira.

A fibra de celulose consiste de um conjunto de moléculas de celulose de diferentes tamanhos, colocadas lado a lado. Por sua vez, a celulose é um polímero linear de moléculas de glicose (ver Figura 4.11) na qual elas estão ligadas através de uma ligação glicosídica. O tamanho das moléculas de celulose é medido pelo grau de polimerização (GP), ou seja, é a média do número de unidades de glicose pelo de moléculas de celulose [Un90]. O mecanismo de degradação da celulose depende das condições a que está sujeita. Entretanto existem três principais agentes que promovem e aceleram a degradação, que são: a temperatura elevada, o oxigênio, e os agentes oxidantes e a umidade.



**Figura 4.11 - Fórmula estrutural da glicose e da celulose**

Em síntese, se quisermos prolongar a vida útil do material isolante e, por conseguinte, a suportabilidade do transformador, teremos que buscar meios de minimizar a contribuição desses três agentes da Figura 4.12.



**Figura 4.12 – Agentes de degradação do material isolante**

Em conseqüência, além do aumento da vida útil do transformador, serão reduzidos os riscos de falhas e o tempo de manutenção para secagem e tratamento e recuperação do óleo isolante, reduzindo os custos de manutenção e o tempo de indisponibilidade para operação.

Vários fatores e características que vão desde as fases de projeto, fabricação, ensaios de fábrica, transporte, armazenamento, montagem, operação e manutenção podem contribuir para acelerar ou minimizar os efeitos da umidade, temperatura e teor de oxigênio na degradação do papel. Os três principais mecanismos de degradação do óleo, do papel e, por conseguinte, da suportabilidade dos transformadores são:

- I. **Hidrólise**
- II. **Oxidação**
- III. **Pirolise**

Enquanto a estanqueidade da parte ativa e do respectivo sistema de preservação está diretamente associada à influência dos teores de umidade e de

oxigênio, o carregamento e as distorções harmônicas estão correlatados com o aumento da temperatura.

#### 4.2.2.1.1 – Falhas por Efeito da Umidade e Oxigênio

Os primeiros transformadores imersos em óleo isolante foram construídos no final do século XIX. Inicialmente, o óleo isolante foi utilizado apenas como meio de resfriamento. Com a elevação dos níveis de tensão de operação, o óleo isolante passou a ter também a função de meio isolante.

As propriedades físicas e químicas do óleo e dos materiais isolantes são degradadas pela contaminação de fatores externos, como umidade e impurezas e pelo seu envelhecimento através de reações químicas com o oxigênio do ar atmosférico.

A água e o oxigênio são agentes aceleradores do envelhecimento. Segundo Clark [Cl42], papéis envelhecidos à mesma temperatura têm sua vida reduzida pela metade, se o teor de água dobra [Ba95].

A água e os ácidos degradam a celulose através da quebra da ligação glicosídica produzindo glicose livre (ver Figura 4.13).

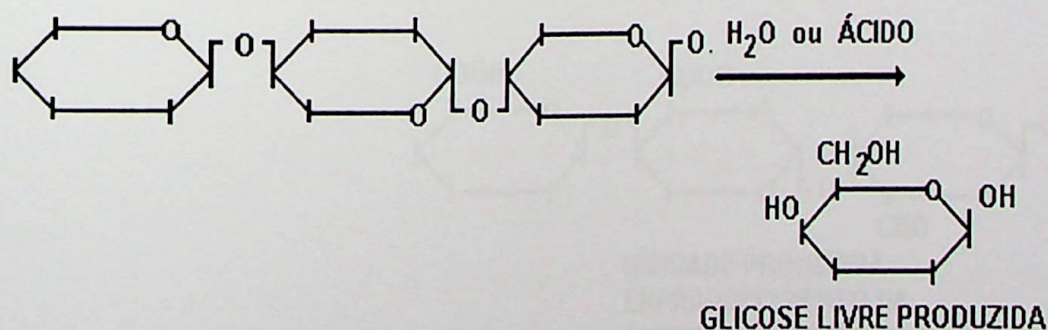


Figura 4.13 – Degradação hidrolítica

A degradação hidrolítica é o mecanismo dominante em temperaturas do óleo superiores a 110°C quando comparado com os outros dois mecanismos de degradação.

Quanto à influência do oxigênio para transformadores que envelheceram a uma mesma temperatura e estando o papel do primeiro em contato com oxigênio com teor de cerca de 30.000 ppm e o segundo com o papel em contato com oxigênio de teor inferior a 3.000 ppm, tem o primeiro transformador sua vida útil reduzida em cerca de 10 vezes .

O oxigênio, além de degradar o papel isolante, ataca fortemente o óleo formando ácidos que atacam o próprio papel, e, em um estágio mais avançado de degradação, forma-se borra que dificulta a circulação de óleo e provoca sobreaquecimento no transformador.

A celulose é completamente susceptível à oxidação. Os produtos da reação dependem da natureza do agente de oxidação e pH. Tanto acidez alta como alcalinidade alta aumentam a taxa de oxidação. A oxidação provoca o enfraquecimento da ligação glicosídica e pode produzir umidade (ver Figura 4.14).

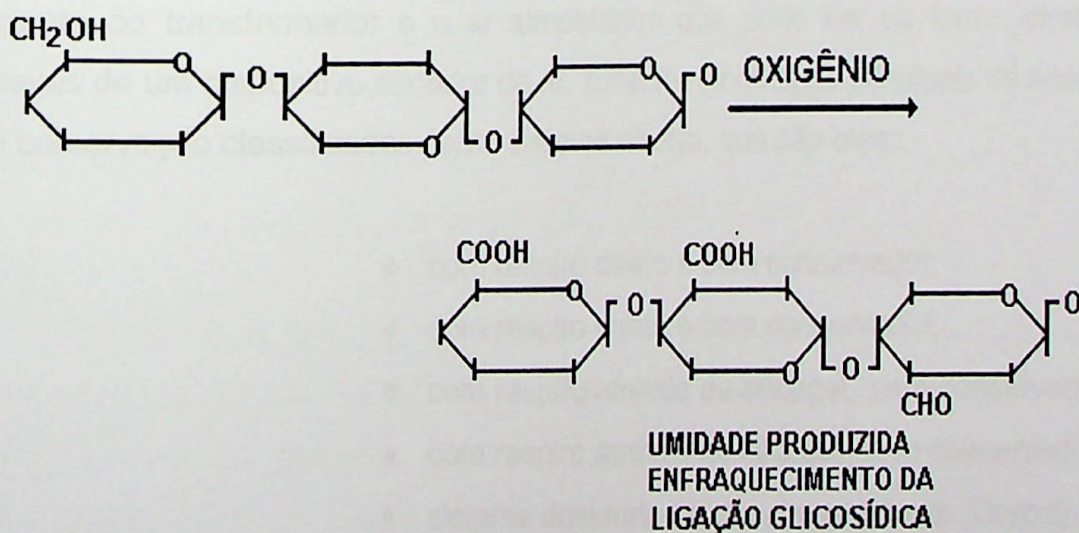


Figura 4.14 – Degradação por oxidação

Em síntese, a eliminação ou redução dos teores de umidade e oxigênio no óleo tem um efeito extremamente positivo na suportabilidade do transformador. A contaminação do transformador por esses agentes degradantes ocorre durante as variações da temperatura ambiente ou do regime de carregamento que provocam a expansão ou contração do volume de óleo. Dessa forma, os transformadores são projetados com um espaço adicional ou com um reservatório auxiliar (conservador) para absorção dessa variação de volume de óleo. Neste contexto, a estanqueidade do tanque do sistema de preservação é de importância fundamental para a preservação do óleo e da celulose. Deste modo, a principal fonte de contaminação é a umidade proveniente da atmosfera, sendo que o mais comum e principal mecanismo de contaminação ocorre normalmente devido a defeito ou deficiências nos sistema de preservação.

Existem vários tipos de sistemas de preservação, podendo ser classificados em:

⇒ **SISTEMA ABERTO**

⇒ **SISTEMA FECHADO**

Nos sistemas abertos de preservação, ocorre o contato entre o óleo isolante do transformador e o ar atmosférico que pode ser de forma direta ou através de um dispositivo secador de ar. Existem cinco tipos principais de sistemas de preservação classificados como sistema aberto, que são eles :

- ◆ com respiro direto e sem conservador;
- ◆ com respiro direto e com conservador;
- ◆ com respiro através de silicagel , sem conservador;
- ◆ com respiro através de silicagel, com conservador;
- ◆ sistema desidratador por congelamento (Drycol).

Nos sistemas fechados de conservação, não ocorre o contato do ar atmosférico com o óleo do transformador. Existem nove tipos de sistemas de preservação classificados como sistema fechado, que são eles :

- ◆ sistema com tanque totalmente cheio;
- ◆ sem gás inerte e sem conservador;
- ◆ com gás inerte e sem conservador e controle automático de pressão;
- ◆ com gás inerte e controle automático de pressão;
- ◆ com conservador e membrana;
- ◆ com conservador e bolsa;
- ◆ com conservador e gás inerte e diafragma;
- ◆ com colchão de gás no tanque principal e selo de óleo no conservador;
- ◆ com colchão de gás e selo de óleo no conservador.

De uma maneira geral, a eficiência dos sistemas de preservação fechados é bem superior à dos sistemas abertos, por estes últimos permitirem a entrada de umidade e de oxigênio. A única exceção fica por conta do sistema desidratador por congelamento (Drycol), que, apesar de ser um sistema aberto, possui a vantagem de manter sempre seco o ar na superfície do óleo, removendo, de forma contínua, a umidade do ar existente internamente no conservador, apesar da desvantagem de permitir a entrada de oxigênio.

Os sistemas fechados com tanque totalmente cheio de óleo e sem conservador são aplicados em transformadores de pequeno porte (reduzido volume de óleo), sendo a aplicação restrita normalmente a pequenos transformadores de distribuição.

Os sistemas fechados sem conservador e com gás inerte, com ou sem controle automático de pressão, apresentam elevada eficiência, evitando a

contaminação por umidade, oxigênio e poluentes(impurezas) da atmosfera. Estes sistemas, porém, apresentam desvantagens por inviabilizarem a instalação da proteção do relé de gás (Buchholz), por possuírem altura elevada do tanque, exigirem características especiais para as buchas, dificuldades para manutenção (regulador de pressão, reposição de gás e atuação indevida da válvula alívio de pressão) e, principalmente, risco de formação de bolhas no óleo por saturação do nível de gases elevado no óleo.

Para os sistemas que possuem conservador e utilizam membrana ou bolsa, a eficiência é boa quando ainda estiverem novos. Porém, com o passar do tempo, devido à porosidade da borracha, que compõe a bolsa ou membrana, ocorre migração de umidade e de oxigênio. Outras desvantagens destes sistemas são as dificuldades para identificação da avaria ou final de vida útil da membrana ou bolsa e a necessidade de desligamento do transformador para substituição da membrana ou bolsa. A grande vantagem deste sistema, quando em bom estado, é a sua impermeabilidade que garante baixo nível de gases dissolvidos no óleo, diminuindo, substancialmente, os riscos de formação de bolhas no óleo.

Com relação aos sistemas fechados com conservador e gás inerte à baixa pressão ( $0,002 \text{ kg/cm}^2$  a  $25^\circ \text{C}$ ) ou sem pressão, a eficiência é muito boa quanto à contaminação por umidade, oxigênio e poluentes (impurezas) da atmosfera (Ver Fig. 4.15). Outra grande vantagem destes sistemas é a possibilidade de montar e dar manutenção nos sistemas com o transformador energizado. A principal desvantagem destes sistemas é o aumento da probabilidade de formação de bolhas no óleo devido ao elevado nível de saturação do óleo por gases, além de requerer espaço físico extra ao lado do equipamento para sua instalação. A experiência do autor, após análise com vários especialistas no assunto, tem levado a limitar a aplicação de sistemas com pressão positiva baixa (máxima  $0,002 \text{ kg/cm}^2$  a  $25^\circ \text{C}$ ) a transformadores de classe de tensão igual ou inferior a 69kV. Para transformadores de classe de tensão maior do que 69kV e menor ou igual a 138kV, pode ser utilizado o sistema fechado sem pressão positiva de gás inerte.

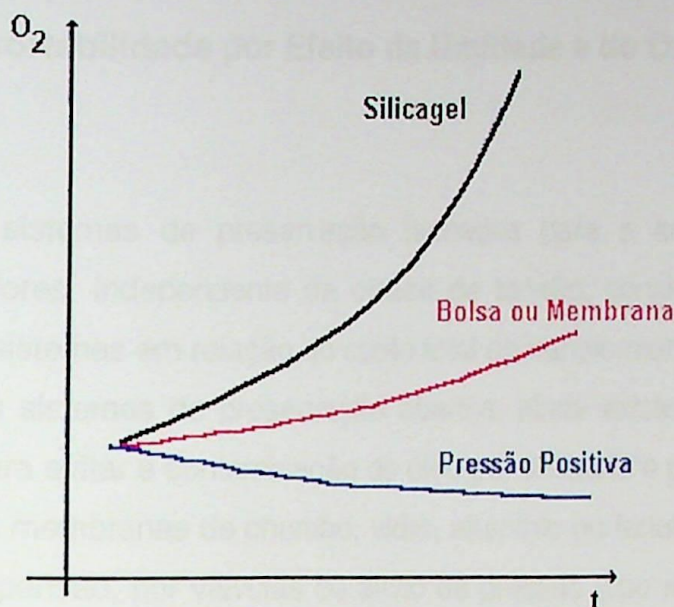


Figura 4.15 – Comportamento dos sistemas de preservação

Em resumo, podemos afirmar, baseado nas experiências de várias empresas concessionárias de energia do Brasil, como, por exemplo, CPFL, FURNAS, LIGHT e CHESF, que a escolha adequada de um bom sistema de preservação é fundamental para conservação do isolamento, diminuir a taxa de falha na parte ativa, aumentar a vida útil e minimizar os custos e a interrupção do equipamento para manutenção nas atividades de tratamento, recuperação do óleo isolante e secagem da parte ativa.

Além da penetração de umidade, de oxigênio e de impurezas pelo sistema de preservação, pode também ocorrer contaminação através de defeito ou final de vida útil das gaxetas de vedação, corrosão no tanque e conservador, e deficiências de vedação ou rupturas nas membranas dos tubos de expansão. Eventuais defeitos em bombas do sistema de resfriamento do transformador podem possibilitar também a sucção de ar atmosférico para dentro do tanque, elevando drasticamente os riscos de falhas no transformador.

Para os transformadores que possuem sistema de resfriamento a água, pode também ocorrer a contaminação do óleo por umidade através de vazamento de água para o tanque principal do transformador.

## Recomendações para Minimizar ou Evitar Falhas por Redução da Suportabilidade por Efeito da Umidade e do Oxigênio

- a) especificar sistemas de preservação fechados para a aquisição de novos transformadores, independente da classe de tensão, considerando os baixos custos dos sistemas em relação ao custo total do transformador;
- b) substituir os sistemas de preservação abertos, ainda existentes, por sistemas fechados para evitar a contaminação do óleo por umidade e por oxigênio;
- c) substituir as membranas de chumbo, vidro, alumínio ou fenolite, existentes nos tubos de expansão, por válvulas de alívio de pressão (tipo relief) que possuem maior confiabilidade quanto à estanqueidade e possibilitam o alarme em caso de atuação;
- d) implantar programas de inspeção periódica nos transformadores com ênfase para detecção de corrosão nos conservadores, tanque do sistema de preservação, tubos de expansão, além de atenção especial para gaxetas de vedação, visando a evitar possível penetração de umidade, de oxigênio e de impurezas;
- e) utilizar centrais de termovácuo durante a montagem e movimentação de óleo, no sentido de obter baixos níveis de oxigênio desde o início ou retorno do transformador à operação;
- f) durante eventuais inspeções na parte ativa, através das janelas de inspeção, manter sempre a pressão positiva de ar seco no interior do tanque, como forma de evitar a contaminação por umidade atmosférica;
- g) medir e controlar o teor de umidade na superfície da isolação (URSI) durante a montagem e após trabalhos com exposição longa da parte ativa à umidade atmosférica;
- h) para os transformadores que possuem trocadores de calor água-óleo, é recomendada a realização de análises periódicas do teor de umidade no óleo, no sentido de detectar possíveis vazamentos de água do sistema de resfriamento para o tanque do transformador;

- i) durante os ensaios em fábrica e após montagem em campo, é importante a realização dos ensaios físico-químicos do óleo, no sentido de verificar e controlar o teor de umidade e identificar eventuais anormalidades na estanqueidade do transformador;
- j) ao longo da vida útil do transformador, às vezes é preciso substituir radiadores, motobombas ou aerotermos. Nesses casos, cuidados especiais devem ser tomados no que tange à verificação e limpeza interna nos referidos componentes, com circulação prévia de óleo isolante para possibilitar a retirada de eventuais impurezas ou umidade existentes, antes da montagem dos radiadores, motobombas e aerotermos;
- k) para os transformadores que possuem sistema de preservação que utilizam bolsa ou membrana no conservador, que, portanto, possuem a dificuldade para identificação de vazamentos de óleo, é recomendada a instalação de sensores eletrônicos existentes no mercado que possibilitam o alarme em caso de anormalidades na bolsa ou membrana.
- l) instalar filtro de entrada d'água e sistema aberto de controle da entrada d'água para minimizar riscos de falha do trocador e ingresso de água no transformador.

#### 4.2.2.2 – Falhas por Efeito da Temperatura

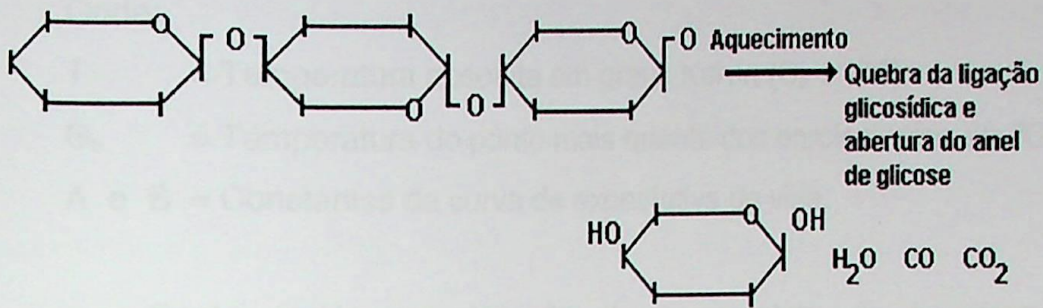
Quando um ciclo de carga é aplicado ao transformador de potência, as temperaturas do topo do óleo mineral isolante e do ponto mais quente do enrolamento crescem e decrescem exponencialmente. O acréscimo e o decréscimo exponencial da temperatura do óleo e enrolamento dependem de vários fatores:

- corrente aplicada ao enrolamento;
- temperatura ambiente;
- características de projeto;
  - ◆ elevação da temperatura do ponto mais quente acima do ambiente;
  - ◆ elevação da temperatura do topo do óleo em relação ao ambiente;

- ◆ constante de tempo do topo do óleo;
  - ◆ constante de tempo do ponto mais quente;
  - ◆ relação entre as perdas no cobre e perdas no ferro;
  - ◆ classe limite de elevação de temperatura (55 ou 65°C);
  - ◆ tipo do sistema de resfriamento;
- política de manutenção, no sentido de manter o bom desempenho dos sistemas de resfriamento e as boas características do isolamento.

Outros fatores, também muito importantes, que ocorrem quando é aplicado um ciclo de carga ao transformador, são as temperaturas elevadas dos enrolamentos ou as variações bruscas do ciclo de carregamento que podem provocar a formação de bolhas no óleo, aumentando, substancialmente, os riscos de falhas no transformador. Além destes fatores, a elevação da corrente de carga em um transformador provoca o aumento proporcional da intensidade do campo magnético interno a ele associado, acarretando a elevação das correntes induzidas em estruturas metálicas internas. As perdas induzidas são dependentes da intensidade do quadrado da corrente de carga, podendo provocar elevações locais excessivas da temperatura e, conseqüentemente, deteriorar o óleo próximo à região e também o material isolante de celulose. Desprezar ou minimizar estes fenômenos e suas conseqüências pode comprometer a vida útil da isolação, a capacidade de suportabilidade e elevar os riscos de falha no transformador [He79a].

O efeito do aquecimento da celulose, mesmo na ausência de agentes oxidantes, e a umidade tendem a quebrar a ligação glicosídica e abrir o anel de glicose. Essa reação produz moléculas de glicose livre, umidade, monóxido e dióxido de carbono e ácidos orgânicos (Ver Fig. 4.16).



**Figura 4.16 – Degradação térmica**

A elevação da temperatura provoca danos irreparáveis no isolamento do transformador, tendo em vista o caráter irreversível das reações químicas ocorridas. Essas reações químicas, quebra das cadeias celulósicas, causam a redução da capacidade das fibras de suportarem os esforços mecânicos, reduzindo a capacidade de resistir a curto-circuito ou qualquer deslocamento dos condutores, enfraquecendo também a rigidez dielétrica, e, conseqüentemente, o tempo de vida útil do transformador. O efeito pode ser medido através da medição do grau de polimerização (GP) do papel. Estudos publicados consideram para o papel novo um número da ordem de 1000 a 1200 como referência para o grau de polimerização. Estes valores tendem a cair um pouco, após os processos de secagem do transformador, ainda em fábrica, de forma que podem chegar a valores da ordem de 800 a 1000, sendo o valor de 800, de grau de polimerização, como sendo o mínimo admitido por diversas empresas. Quando o grau de polimerização atinge valores da ordem de 400, acredita-se que a suportabilidade do mesmo foi reduzida para 50% do valor quando novo. Ao atingir valores de grau de polimerização da ordem de 150-200, o transformador é considerado em final de vida útil.

Os efeitos da temperatura de operação, ao longo do tempo, na isolação, podem ser medidos de várias maneiras. A norma brasileira NBR-5416/1997 segue uma adaptação da teoria de Arrhenius, que estabelece que o logaritmo da vida da isolação é uma função do inverso da temperatura absoluta:

$$\text{LOG VIDA(horas)} = A + B/T$$

Onde:

$T$  = Temperatura absoluta em graus Kelvin ( $\Theta_e + 273$ );

$\Theta_e$  = Temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em  $^{\circ}\text{C}$ ;

$A$  e  $B$  = Constantes da curva de expectativa de vida.

Deste modo, a elevação da temperatura do transformador e, conseqüentemente, a sua suportabilidade de resistir a solicitações dependem também da política de manutenção adotada, que deve manter sempre em bom estado os sistemas de resfriamento (ventiladores, bombas de circulação forçada de óleo, radiadores e aerotermos), como forma de não agravar a degradação da isolação durante os ciclos de carga aplicados. Neste contexto, outro aspecto que não deve ser descuidado são as condições físico-químicas do óleo, pois pode ocorrer a formação de borras que dificultam o processo de resfriamento do transformador, provocando ainda mais a elevação de temperatura.

Quanto ao controle, é fundamental que os medidores de temperatura de óleo e os enrolamentos estejam aferidos e ajustados para fornecer uma indicação precisa, possibilitando efetuar o comando correto do sistema de resfriamento.

Finalizando, conforme a Norma brasileira NBR-5416/1997, a expectativa de 65.000 horas (7,42 anos) de vida útil dos transformadores de potência é considerada normal, quando sua operação é contínua com o ponto mais quente do enrolamento a  $95^{\circ}\text{C}$  para o papel Kraft neutro e  $110^{\circ}\text{C}$  para o papel termoestabilizado, ou seja, transformadores de classe de elevação de temperatura de  $55^{\circ}\text{C}$  e  $65^{\circ}\text{C}$ , respectivamente. Deste modo, se desejarmos que o transformador tenha uma maior vida útil, é primordial o controle do carregamento e da temperatura do óleo e enrolamentos.

### **Fatores Influentes na Formação de Bolhas**

A formação de bolhas em sistemas papel-óleo é extremamente preocupante, tendo em vista a baixa rigidez dielétrica da bolha e os elevados riscos de falha elétrica no transformador [Pe00].

Nas últimas três décadas, tem sido grande a preocupação da comunidade científica internacional com a formação de bolhas em transformadores, quando os mesmo são submetidos a ciclos de sobrecarga. O crescente interesse pelo assunto tem motivado a realização de encontros técnicos e seminários internacionais, publicações de artigos técnicos [He79a, He79b, Mc80, Mc85, Ge87, Mc88], normas [Ab97] e pesquisa CIGRÉ [Ci].

A pesquisa realizada pelo Grupo 9 do subcomitê 12 da CIGRÉ, envolvendo 15 empresas de dez países (Áustria, Canadá, Finlândia, França, Alemanha Ocidental, Japão, Polônia, Suécia e Estados Unidos), registra que 60% das empresas consultadas consideram, que, durante a sobrecarga, a formação de bolha é mais preocupante que a perda de vida útil por degradação da celulose, contra 20% que consideram a perda de vida útil por degradação da celulose mais importante e os outros 20% que consideram de igual importância. Na mesma pesquisa, nove empresas responderam que o ajuste do limite da temperatura do ponto mais quente é prioritariamente baseado no risco de formação de bolha.

Trabalhos experimentais publicados apresentam resultados de formação de bolha de gás livre em isolamentos relativamente secos (0,5% de umidade ou menos), expostos a temperatura na faixa de 130°C a 150°C. Os riscos de formação de bolhas se tornam maiores se a isolação do transformador apresentar teor elevado de umidade interna, podendo evoluir a temperaturas mais baixas (90°C para 3% de umidade) [Be91].

Desta forma, os riscos de formação de bolhas, durante a sobrecarga, estão associados a vários fatores:

- nível de saturação do óleo com gases (quantidade de gases dissolvidos no óleo);
- sistema de preservação;
- teor de umidade contida na celulose;
- variações bruscas da pressão atmosférica;
- temperatura ambiente;



- curva de sobrecarga.

Vale destacar também os efeitos das variações de volume e pressão no óleo devido às temperaturas maiores durante a sobrecarga, ou seja o aumento do volume de óleo de expansão que exige o correto dimensionamento do conservador (normalmente dimensionados apenas para regime permanente) e a colocação da quantidade adequada de óleo, durante o enchimento, e conseqüentes variações de pressão estática (coluna de óleo) na pressão de formação de bolhas associadas as variações de temperatura estabelecidas por sobrecargas.

Em outros casos, o sobrecarregamento de um transformador, cuja isolamento apresenta teor elevado de umidade interna, resulta na elevação da concentração de água no óleo através de processo de difusão isolamento-óleo, provocando a redução da rigidez dielétrica do óleo, podendo estabelecer condições de falhas elétricas internas [Me99].

### **Influência da Temperatura na Formação de Bolhas**

O princípio técnico de formação de bolhas se desenvolve quando a pressão interna do gás dentro da bolha supera a pressão estática deste ponto. A variação da temperatura do óleo e do ponto mais quente do transformador, durante a aplicação de um ciclo de sobrecarga, pode provocar três mecanismos de formação de bolhas, reduzindo a confiabilidade do equipamento; (ver “mind map” Figura 4.18):

- I. **temperaturas elevadas próximas a 130°C** (dependendo do teor de umidade da isolamento), devido a vaporização da umidade contida no papel;
- II. **elevações bruscas de temperatura**, devido a formação de zonas com temperaturas diferentes (não-uniformes), que favorecem a formação de bolhas;
- III. **reduções bruscas de temperatura**, pois durante o resfriamento ocorre a redução das distâncias entre as cadeias moleculares,

aumentando a pressão dos gases dissolvidos no óleo, provocando a expulsão do gás e formando bolhas.

### Influência de Distorções Harmônicas

O impacto de sinais elétricos distorcidos pode também acarretar elevações na temperatura do transformador devidas ao aumento das perdas no cobre e no núcleo. O aumento da temperatura provoca redução da vida útil da isolamento, reduzindo a suportabilidade do transformador, conforme mostra a Figura 4.17 [Un90].

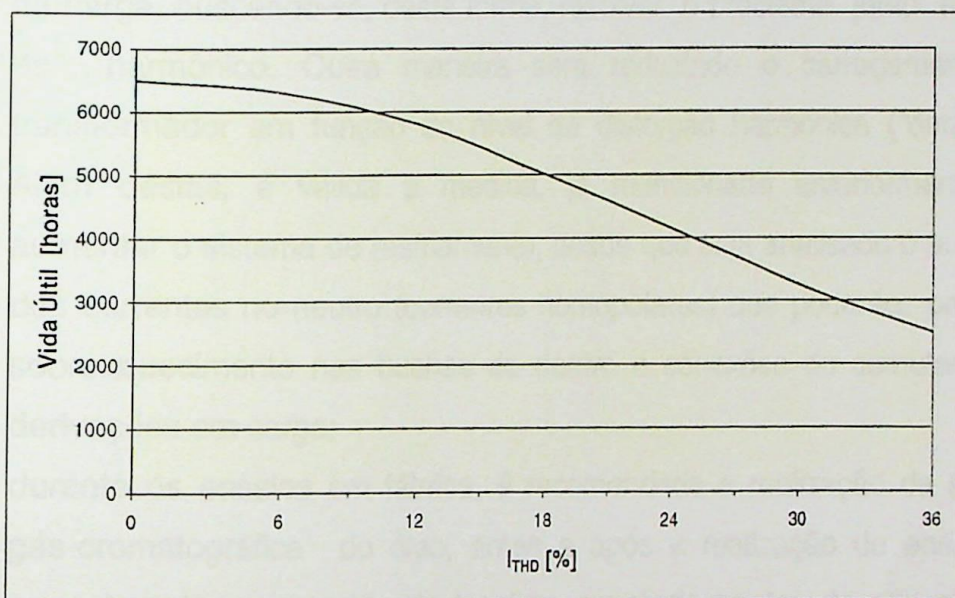


Figura 4.17 – Vida útil x ITHD

No núcleo, ocorre aumento das perdas por histerese e por correntes parasitas (eddy current), enquanto nos enrolamentos o aumento decorre do efeito pelicular (“skin”), das correntes parasitas e da circulação de corrente contínua [De97].

### Recomendações para Minimizar ou Evitar Falhas por Redução da Suportabilidade por Efeito da Temperatura

- a) manter sempre em bom estado de funcionamento os ventiladores, as bombas de circulação de óleo isolante, os radiadores e os trocadores de calor, para se obter a máxima eficiência dos sistemas de resfriamento;

- b) evitar o carregamento dos transformadores com correntes superiores às nominais de cada enrolamento, tendo em vista a aceleração exponencial da degradação da isolação e a elevação dos riscos de formação de bolha (ver Figura 4.18). Em casos extremos em que seja necessário o carregamento com correntes superiores às nominais, é recomendado o aumento do sistema de resfriamento, que pode ser através da instalação de unidades extras de ventiladores ou até mesmo de sistema adicional de trocador de calor água/óleo;
- c) para minimizar os efeitos das correntes harmônicas na elevação da temperatura dos transformadores, podem ser utilizados recursos, como a instalação de filtros passivos, ativos ou híbridos o mais próximo possível da carga, buscando-se, desta forma, resolver o problema junto à fonte de harmônico. Outra maneira será reduzindo o carregamento do transformador em função do nível de distorção harmônica (“derating”). Além destas, é válida a medida, já mencionada anteriormente, de aumentar o sistema de resfriamento, desde que seja analisado o aumento das correntes no neutro (correntes homopolares) que poderão provocar sobreaquecimento nas buchas de neutro e conexões do comutador de derivações em carga;
- d) durante os ensaios em fábrica, é recomendada a realização da análise gás-cromatográfica do óleo, antes e após a realização do ensaio de aquecimento, no sentido de localizar possíveis pontos de aquecimento internos ao transformador devido a falhas de projeto ou de fabricação;
- e) realizar o ensaio de medição do 2FAL do óleo isolante durante os ensaios em fábrica e periodicamente, para avaliar o envelhecimento do papel;
- f) realizar o ensaio de medição do GP-Grau de Polimerização do papel isolante durante os ensaios em fábrica, e eventualmente quando ocorrer inspeção na parte ativa do transformador, para avaliar a vida útil.
- g) todo material empregado na fabricação, montagem e manutenção da parte ativa do transformador deve ser previamente ensaiado para verificar a compatibilidade com o óleo mineral isolante, conforme Norma ASTM-D-3455.

**SOBRECARGA EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

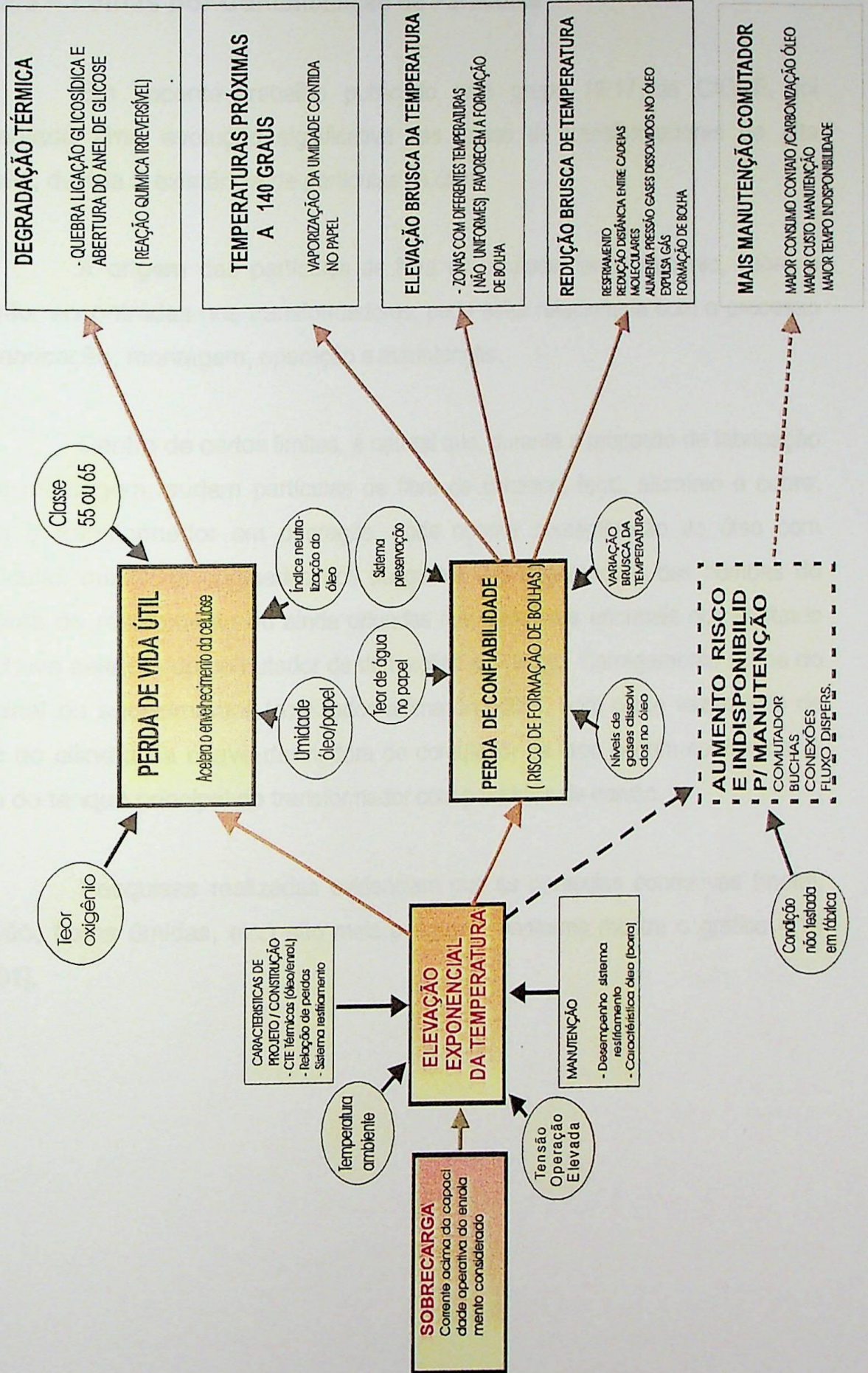


Fig. 4.18 – “Mind map” de sobrecarga em transformadores

#### 4.2.2.3 – Falhas por Contaminação de Partículas

Em recente trabalho publicado pelo grupo 12.17 do CIGRÈ, foi observada uma evolução significativa nas falhas de transformadores de alta tensão, devida à existência de partículas no óleo.

A origem das partículas de fibra de celulose, ferro, alumínio, cobre e carvão, encontradas nos transformadores, pode estar relacionada com o processo de fabricação, montagem, operação e manutenção.

Dentro de certos limites, é natural que, durante o processo de fabricação e de montagem, surjam partículas de fibra de celulose, ferro, alumínio e cobre. Com o transformador em operação, pode ocorrer contaminação do óleo com partículas metálicas originadas nos desgastes das engrenagens das bombas do sistema de resfriamento ou ainda oriundas dos desgastes anormais dos contatos da chave seletora do comutador de derivações em carga. Carregamento acima do nominal ou aquecimentos localizados acima de 500°C, bem como vazamento de óleo do cilindro da chave desviadora do comutador de tape podem contaminar o óleo do tanque principal do transformador com partículas de carvão.

Pesquisas realizadas evidenciam que as partículas condutivas (metal, carvão, fibras úmidas, etc.) são mais perigosas, conforme mostra o gráfico 4.19 [So01].

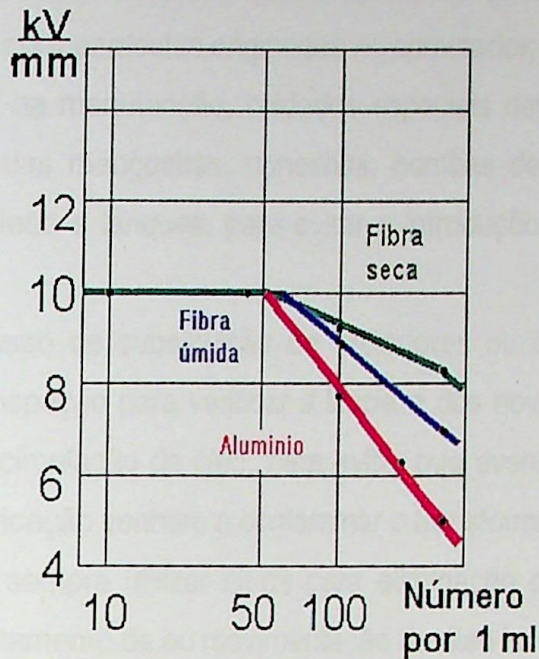


Gráfico 4.19- Influência das partículas na rigidez dielétrica

Deste modo, a contaminação por partículas é um dos maiores fatores de degradação do dielétrico da isolação do transformador.

### Recomendações para Minimizar ou Evitar Falhas por Redução da Suportabilidade por Efeito da Contaminação de Partículas

- manter o ambiente sempre limpo e instalar postos para medição e controle do nível de contaminação de partículas, nos ambientes da fábrica, se constitui uma das principais medidas para a diminuição da contaminação;
- realizar ensaios de contagem de partículas no óleo durante as fases de fabricação, montagem no campo e na manutenção para avaliar a eventual necessidade de ações de filtragem do óleo para remoção do excesso de partículas.

Critério: menor ou igual a 250000 partículas/litro (3 -150 $\mu$ m);

- para transformadores que possuem um único conservador para o tanque principal e o cilindro da chave comutadora (chave desviadora), é recomendado instalar mais um conservador, sendo este específico para o

- comutador, de modo a evitar a contaminação do óleo do conservador do tanque principal com partículas originadas no comutador;
- d) na montagem e na manutenção, cuidados especiais devem ser tomados com a limpeza das mangueiras, conexões, bombas de óleo, central de tratamento de óleos e tanques, para evitar a introdução de partículas no óleo;
  - e) durante o processo de substituição de radiadores ou de aerotermos, é fundamental a inspeção para verificar a limpeza dos novos componentes, inclusive com a circulação de óleo, para evitar que eventuais resíduos do processo de fabricação venham a contaminar o transformador;
  - f) é recomendado sempre utilizar filtros para eliminação de partículas nos processos de tratamento de ou movimentação do óleo isolante.

#### **4.2.2.4 – Falhas por Eletrização Estática do Óleo**

Os transformadores que possuem sistema de resfriamento OFAF e ODAF utilizam trocadores de calor associados com bomba para circulação do óleo isolante. Em alguns casos, o sistema de bombeamento promove altas velocidades tangenciais do óleo com o papel ou papelão isolante, principalmente nos do tipo shell, possibilitando o surgimento de cargas eletrostáticas. Este fenômeno ocorre devido ao atrito entre materiais diferentes, no caso o óleo isolante com a isolação sólida, provocando a separação das cargas elétricas em nível molecular na superfície dos materiais em contato, estabelecendo campos elétricos de grande intensidade que, combinados com o campo elétrico atuante na região interna do transformador, devido à tensão de operação, podem resultar em diferenças de potenciais elevadíssimas, levando à falha dielétrica do transformador.

Resultados obtidos em laboratório demonstram que, quanto maior a vazão, a temperatura e o grau de envelhecimento do óleo, maior será a tendência ao carregamento eletrostático.

Experiências também demonstram que, em transformadores com teor de umidade mais baixo, portanto mais secos, é mais fácil ocorrer o fenômeno de eletrização estática do óleo.

No Brasil, foram medidas amostras de óleo envelhecidas com Tendência ao Carregamento Eletrostático (TCE) de até  $3500\mu\text{C}/\text{m}^3$ , enquanto amostras de óleo novo apresentam valores de TCE de 80 a  $100\mu\text{C}/\text{m}^3$ .

Existem inúmeros casos de falhas em transformadores publicados em vários países [Ra92 e Fe92] cuja origem foi atribuída ao fenômeno de eletrização estática do óleo. No Brasil, as primeiras falhas ocorreram no ano de 1985, em dois autotransformadores de 500/230/13.8 kV da Eletrosul.

### **Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas por Redução da Suportabilidade por Efeito da Eletrização Estática do Óleo**

- a) realizar medições de TCE no óleo durante os ensaios na fábrica e após montagem no campo para transformadores que utilizam bomba de circulação no sistema de resfriamento para avaliar o nível de TCE;
- b) para reduzir o nível de TCE alto, pode ser aditivado o óleo isolante do transformador com benzotriazol (BTA) e realizar ensaios periódicos para avaliar a necessidade de novo processo de aditivação;
- c) diminuir as vazões das bombas como forma de reduzir a velocidade tangencial do óleo.

#### **4.2.3 – Falhas no Circuito Magnético**

Em condições normais, o circuito magnético de um transformador tem a função de transferir energia eletromagnética nas condições nominais especificadas, incluindo sobrecarga e sobreexcitação permitidas por normas, sem gerar

sobreaquecimento, perdas excessivas, formação anormal de gases e vibrações elevadas além de valores especificados.

As falhas em transformadores relacionadas com o circuito magnético estão normalmente associadas a correntes induzidas pelo fluxo principal ou de dispersão magnético, potencialização inadequada e falhas de origem mecânica ou dielétrica. Em síntese, na maioria das vezes, essas falhas resultam em aquecimento que degradam o isolamento do núcleo, ferragens, espiras próximas ao núcleo ou ainda dão origem à formação de gases que podem provocar a atuação do relé de gás.

Normalmente, as falhas com origem no circuito magnético possuem características de efeito cumulativo e vão se agravando lentamente ao longo do tempo, conforme modelo de degradação visto no item 2.3.2, e podem ser detectadas preditivamente através da análise gás-cromatográfica do óleo.

Os principais pontos de origem de falhas são:

- I. deficiências da isolação dos parafusos passantes que atravessam pelas lâminas do núcleo, ferragens e jugo, que possuem a função de fixar o núcleo e manter as lâminas juntas. Este tipo de problema provoca o curto-circuito entre as próprias lâminas, produzindo correntes parasitas (eddy currents). O problema pode ser agravado quando o isolamento de dois ou mais parafusos passantes falharem, ocorrendo a elevação das correntes que circulam nos referidos parafusos. As correntes elevadas provocam aquecimento local ou generalizado, podendo causar sérios danos ao isolamento das bobinas que podem evoluir para um curto-circuito entre espiras adjacentes;
- II. ferragens utilizadas na fixação podem ficar potencializadas e não possuir isolamento adequado ou, ainda, o isolamento estar degradado devido a vibrações, dando origem a correntes parasitas, que provocam carbonização do óleo, formação de pontos aquecidos gerando a formação de gases que podem, ao longo do tempo, provocar a atuação do relé de gás;

- III. quando passa o fluxo magnético pelas lâminas do núcleo, ocorrem contrações e alongamentos (magnetoestricção) das mesmas, levando a folgas no núcleo, dando início a vibrações que podem provocar a quebra dos parafusos de sustentação e sérios danos no isolamento das bobinas;
- IV. durante o processo de fabricação, podem ocorrer falhas no corte das lâminas do núcleo pelo uso de ferramentas de corte gastas pelo uso excessivo, dando origem a rebarbas superiores ao limite aceitável de 0,03mm ou ainda à presença entre as lâminas de pequenos resíduos fabris que podem produzir curto-circuito entre as lâminas, gerando aquecimento anormal no núcleo;
- V. a operação do transformador com tensões superiores às nominais, sem acréscimo da freqüência, pode provocar a saturação do núcleo que resultará no acréscimo das perdas no ferro e aquecimento do núcleo. A relação entre a tensão, a freqüência e a densidade de fluxo pode ser expressa da seguinte forma:

$$B_m = \frac{E \times 10^4}{4K_f A fN}$$

Onde:

- $B_m$  = densidade máxima de fluxo no núcleo [Tesla];
- $E$  = tensão aplicada no enrolamento considerado [Volt];
- $K_f$  = fator de forma da onda ;
- $A$  = área da seção transversal do núcleo [cm<sup>2</sup>];
- $N$  = número de espiras do enrolamento considerado;
- $f$  = freqüência [Hz].

Além das atuações do relé de gás e dos danos na isolação das bobinas, os problemas no núcleo causam também um grande transtorno para os resultados das análises gás-cromatográficas, pois provocam o mascaramento dos resultados das análises, dificultando a análise e o diagnóstico.

## Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas por Problemas no Núcleo

- a) para evitar os problemas provocados pelos parafusos passantes de fixação do núcleo, podem ser utilizadas bandagens de poliéster (fita termo-restringente), que são isolantes e são fixadas envolvendo o núcleo como uma cinta;
- b) durante o processo de fabricação, cuidados especiais devem ser tomados durante o corte das lâminas do núcleo, pois o uso de ferramentas cegas (facas circulares) podem provocar rebarbas além do limite permitido de 0,03mm. Deste modo, é recomendado que, durante a operação de corte, seja controlada a dimensão da rebarba;
- c) evitar a presença de limalha ou de resíduos de fabricação que podem provocar curto-circuito entre lâminas;
- d) diminuição dos gap's entre lâminas através do corte adequado das chapas e processo cuidadoso de montagem do núcleo;
- e) evitar o manuseio excessivo das chapas do núcleo durante o processo de fabricação, para evitar a desorientação dos grãos magnéticos que poderá acarretar no aumento das perdas no ferro;
- f) otimizar o fator de utilização através de processo computadorizados.
- g) utilizar fibra de vidro na isolação interna do núcleo, em vez de presspahn que deteriora ao longo do tempo com o aquecimento do núcleo.

### 4.3– Sistema de Proteção Própria

Os dispositivos de proteção própria têm uma importância fundamental nos índices de taxa de falha. Conforme foi observado no capítulo 3, os dispositivos de proteção própria são responsáveis pelo maior percentual de falhas nas pesquisas do GCOI (37,6%) e da CHESF(56,5%). Conforme será visto no modelo proposto para hierarquização das falhas, no item 4.5 deste capítulo, as falhas das proteções próprias, apesar da alta frequência, são normalmente classificadas como de grau IV ou III, tendo em vista a baixa consequência em relação ao tempo de reparo e de perdas econômicas.

Para o objetivo deste trabalho, são considerados dispositivos de proteção própria todos os componentes alocados no transformador que poderão, dependendo da filosofia adotada, ter função de desligamento. Dentro desse contexto, os principais são :

- relé detetor de gás (Buchholz);
- relé indicador da temperatura do óleo;
- relé indicador da temperatura do enrolamento;
- válvula de alívio de pressão do tanque principal;
- relé de sobrefluxo de óleo do CDC;
- relé de sobrepresão do CDC;
- válvula de alívio de pressão do CDC;
- membrana com faca do CDC ;
- dispositivo impedor de manobra do CDST;
- relé de carcaça;
- TC's de buchas que alimentam a proteção diferencial;

#### 4.3.1– Falhas em Relé de Gás (Buchholz)

O relé de gás é uma das principais proteções próprias existente no transformador, que é constituído de duas bóias, com contatos elétricos acoplados, sendo a primeira com a função de alarme e operando quando determinado volume de gás é introduzido no relé. A segunda bóia, que tem a função de alarme e desligamento, pode ser operada tanto por volume de gás, neste caso superior ao volume de gás superior ao determinado para a primeira bóia, como por vazão de óleo.

Atualmente, existem várias opções de relés de gás disponíveis no mercado, cujas principais diferenças entre elas são:

- bóia oca ou maciça;
- contato tipo ampola de mercúrio ou tipo “reed”.

Vários fatores podem contribuir para a falha no relé de gás, sendo os principais modos de falha apresentados no “mind map” a seguir ( Figura 4.20):

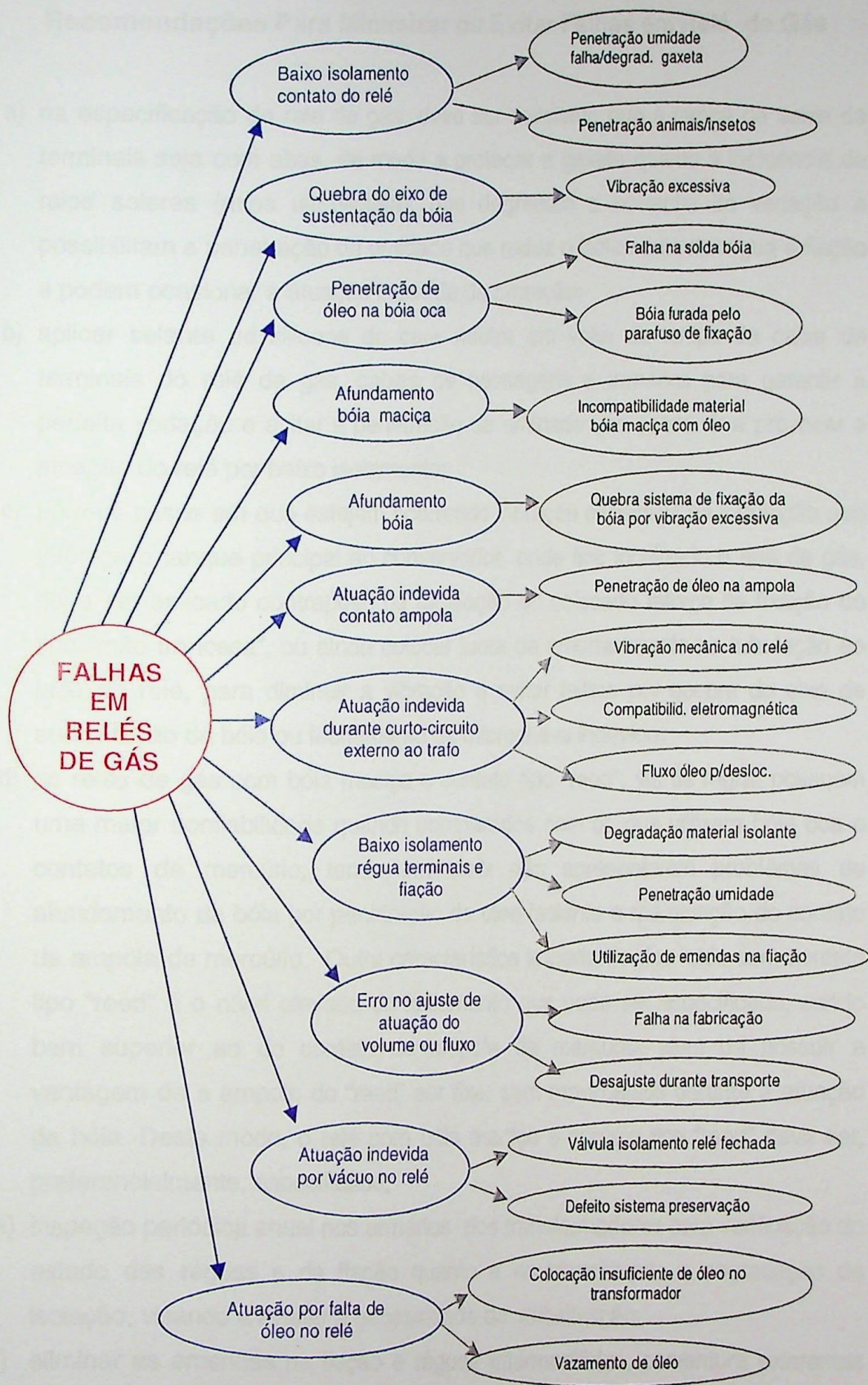


Figura 4.3.1.1 – “Mind map” dos principais modos de falhas em relé de gás

## Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Relé de Gás

- a) na especificação do relé de gás, deve ser solicitado que a tampa da caixa de terminais seja com abas, de modo a proteger a gaxeta quanto à incidência de raios solares (raios ultravioleta), que degradam a borracha de vedação e possibilitam a penetração de umidade que reduz o isolamento da régua e fiação e podem ocasionar a atuação indevida da proteção;
- b) aplicar selante de silicone de cura neutra em volta da tampa da caixa de terminais do relé de gás, caixas de passagens e armários para garantir a perfeita vedação e evitar a penetração de umidade que possa vir a provocar a atuação do relé por baixo isolamento;
- c) para os casos em que estejam ocorrendo vibração excessiva na tubulação que interliga o tanque principal ao conservador, onde fica localizado o relé de gás, deve ser aplicado contrapeso na tubulação ou colocado reforço de fixação do tipo "mão francesa", ou ainda colocar junta de amortecimento na tubulação ao lado do relé, para diminuir a vibração e evitar falhas por quebra do eixo de sustentação da bóia ou fechamento da microchave indevido;
- d) os relés de gás com bóia maciça e contato tipo "reed", via de regra, possuem uma maior confiabilidade quando comparados com os que utilizam bóia oca e contatos de mercúrio, tendo em vista não apresentarem problemas de afundamento da bóia por penetração de óleo isolante e má atuação do contato da ampola de mercúrio. Outra característica importante dos relés com contato tipo "reed" é o nível elevado do isolamento que pode ser especificado, sendo bem superior ao do contato da ampola de mercúrio, além de possuir a vantagem de a ampola do "reed" ser fixa, sem movimentos durante a atuação da bóia. Deste modo, o relé com bóia maciça e contato tipo "reed" deve ser, preferencialmente, especificado;
- e) inspeção periódica anual nos armários dos transformadores para verificação do estado das régua e da fiação quanto a envelhecimento e degradação da isolação, visando a avaliar a necessidade de substituição;
- f) eliminar as emendas na fiação e régua intermediárias, porventura existentes entre o relé de gás e o armário principal do transformador, pois constituem

pontos frágeis, passíveis de curto-circuito por baixo isolamento e causadores de falhas por atuação indevida da proteção;

- g) para os casos em que ocorram suspeitas de atuações indevidas por problemas de compatibilidade eletromagnética, devida à incidência de fortes campos elétricos durante manobras de chaves seccionadoras ou fortes campos magnéticos durante curto-circuito no sistema elétrico, devem ser tomadas medidas especiais quanto à blindagem da fiação e cabeaço, e, em última instância, caso a blindagem não tenha sido suficiente, deve ser temporizada a atuação do relé de gás conforme características do sistema;
- h) fazer constar, na especificação para aquisição do relé de gás, a realização do ensaio para comprovação da atuação por volume de gás e fluxo de óleo;
- i) inspecionar periodicamente com termistor o conservador do transformador para verificar o nível de óleo e evitar atuação do relé de gás por nível baixo de óleo no transformador

#### **4.3.2 – Falhas em Relés Indicadores da Temperatura do Óleo e Enrolamento**

Os relés indicadores da temperatura do óleo e enrolamento têm como função principal detectar carregamentos normalmente acima das condições nominais do transformador que elevem a temperatura do óleo ou enrolamento a valores indesejáveis. Estas proteções ficam expostas a vibrações e intempéries do tempo (umidade, chuva, raios solares, calor, poluição, etc..) e são normalmente em número de 03, para transformadores de 02 enrolamentos, ou de 04 para transformadores de 03 enrolamentos, sendo, portanto, os que normalmente mais contribuem para o número de atuações indevidas das proteções próprias de transformadores.

Os principais modos de falhas nos relés indicadores de temperatura do óleo e enrolamento estão indicados no “mind map” (Fig. 4.21).

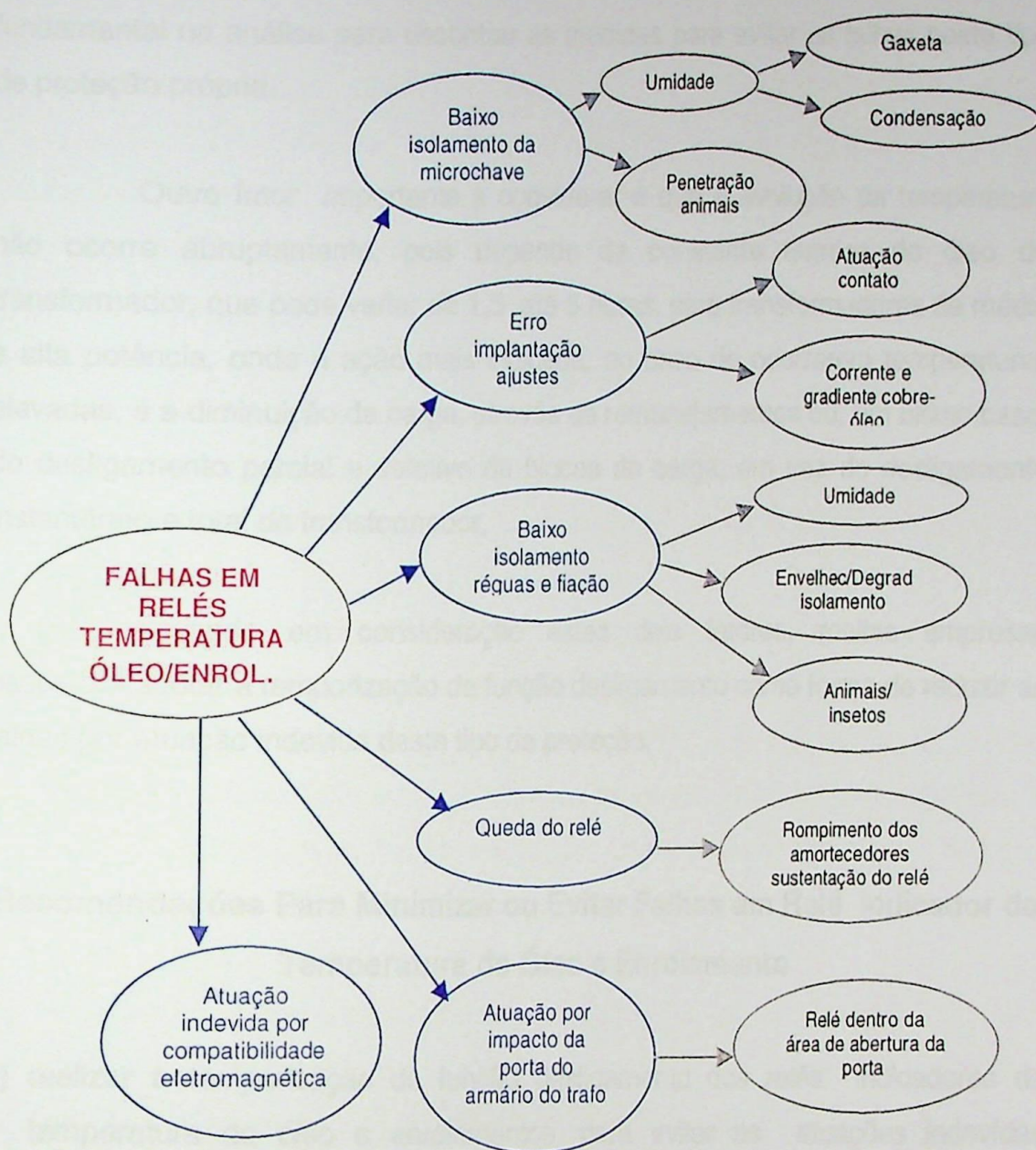


Figura 4.21 – “Mind map” dos principais modos de falhas em relé de temperatura do óleo e enrolamento

Na análise mais profunda das falhas, chegamos à conclusão de que, normalmente, elas estão associadas a fatores transitórios, sendo, em sua grande maioria, devidos à penetração de umidade, vibração ou pela presença de pequenos animais (insetos), que baixam, momentaneamente, o isolamento do contato NA (normalmente aberto) do relé, provocando a ocorrência do arco nos terminais do contato, e, logo em seguida, é restabelecido o isolamento, cessando o curto-circuito entre os terminais do contato NA. Esta característica foi

fundamental na análise para encontrar as medidas para evitar as falhas neste tipo de proteção própria.

Outro fator importante a considerar é que a evolução da temperatura não ocorre abruptamente, pois depende da constante térmica do óleo do transformador, que pode variar de 1,5 até 5 horas, para transformadores de média e alta potência, onde a ação mais indicada, no caso de ocorrerem temperaturas elevadas, é a diminuição da carga, através de remanejamentos ou, em último caso, do desligamento parcial e seletivo de blocos de carga, em vez do desligamento instantâneo e total do transformador.

Levando em consideração estes dois fatores, muitas empresas passaram adotar a temporização da função desligamento como forma de reduzir as falhas por atuação indevida deste tipo de proteção.

### **Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Relé Indicador da Temperatura do Óleo e Enrolamento**

- a) realizar a temporização da função desligamento dos relés indicadores da temperatura do óleo e enrolamentos, para evitar as atuações indevidas provocadas por baixo isolamento transitório do contato da microchave devido à penetração de umidade, presença de animais ou vibrações;
- b) efetuar aplicação de selante de silicone de cura neutra ao redor das tampas das caixas e armários para garantir vedação adequada e evitar a penetração de umidade e animais;
- c) dar atenção especial na coleta de dados, realizada durante os ensaios de aquecimento do transformador em fábrica, para possibilitar o cálculo correto do gradiente cobre-óleo, a relação dos TC's de bucha e a corrente a ser aplicada no ajuste do relé indicador da temperatura do enrolamento, visando a evitar erros na calibração que venha a provocar a falha da referida proteção;

- d) implantar e confirmar, através de testes no campo, o gradiente cobre-óleo, confirmar a relação dos TC's de buchas e TC's auxiliares, quando existir, aplicando o valor da corrente obtido no ensaio de aquecimento do transformador em fábrica, com a finalidade de garantir que os ajustes implantados em fábrica não foram alterados durante os processos de transporte e de montagem do transformador;
- e) realizar inspeção periódica anual nos armários dos transformadores, para verificação do estado das régua e da fiação, proveniente dos relés de temperatura do óleo e enrolamentos, quanto ao envelhecimento e degradação do isolamento, visando a avaliar a necessidade de substituição das régua ou da fiação;
- f) analisar o projeto para identificar se os indicadores de temperatura do óleo e enrolamentos estão dentro da área de abertura das portas dos armários do transformador. Caso estejam, deverão ser colocados limitadores de abertura nas portas ou transferir a posição da localização dos referidos relés para fora da área necessária à abertura das portas dos armários. Esta recomendação visa a evitar atuações indevidas provocadas pelo impacto da porta do armário no relé de indicação de temperatura do óleo ou enrolamento;
- g) inspecionar, anualmente, as borrachas (coxins) de sustentação dos relés indicadores de temperatura do óleo e enrolamento, visando a detectar a eventual degradação e a avaliar a necessidade de substituição das borrachas, para evitar o desprendimento do relé que poderá provocar a atuação do contato da microchave, pelo impacto, e provocar o desligamento do transformador.

#### **4.3.3 – Falhas em Válvula de Alívio de Pressão do Tanque Principal**

A válvula de alívio de pressão tem como função principal aliviar rapidamente a pressão no tanque e evitar a ruptura em caso de curto-circuito interno no transformador. A válvula de alívio de pressão possui uma microchave associada para possibilitar o alarme e o desligamento do transformador quando ocorre sua atuação.

Como a válvula fica exposta e sujeita a vibrações, umidade, poeiras, chuvas, temperaturas elevadas, raios solares, penetração de insetos, etc., ocorre a degradação do isolamento entre os contatos da microchave que provocam o desligamento indevido do transformador.

### **Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Válvulas de Alívio de Pressão**

- a) para transformadores que possuem proteção diferencial e relé de gás (Buchholz), a função desligamento da válvula de alívio de pressão deve ser eliminada, considerando que as outras proteções citadas são mais rápidas, bem como o histórico elevado de atuações indevidas das válvulas de alívio de pressão. Esta filosofia já foi implantada em muitas empresas do setor elétrico brasileiro, com resultados satisfatórios ao longo de vários anos;
- b) realizar aplicação de selante de silicone de cura neutra ao redor da tampa da microchave, como forma de evitar a penetração de umidade e de pequenos animais que possam vir a curto-circuitar os contatos da microchave e provocar a atuação indevida e o desligamento do transformador.

#### **4.3.4 – Falhas em Relés de Proteção do CDC (Comutador de Derivações em Carga)**

Os comutadores de derivações em carga normalmente possuem uma ou, no máximo, duas proteções intrínsecas com microchave associada para a função desligamento. Estas proteções, que normalmente dependem da origem do fabricante, podem ser dos seguintes tipos:

- sobrefluxo do óleo;
- sobrepressão do óleo;
- válvula de alívio de pressão;
- membrana com faca de ruptura.

As proteções intrínsecas do comutador são muito importantes, pois não existem outras proteções de retaguarda para determinados tipos de anormalidades internas ao comutador.

As atuações indevidas provocadas pelos dispositivos de proteção do comutador são, em sua maioria, provocados por baixo isolamento entre os contatos da microchave devido à penetração de umidade ou de pequenos animais (insetos). Existem alguns casos registrados de falha no dispositivo de proteção do tipo “membrana com faca de ruptura”, devida a erros no ajuste da folga entre a faca e a membrana que pode provocar a atuação indevida do contato da microchave.

Outros casos raros de falhas em dispositivos de proteção do comutador têm sido verificados durante a ocorrência de elevadas correntes de curto-circuito no sistema elétrico que provocam a geração de pressão de gás ou de vapor de água (elevado teor de água no óleo do CDC), vibrações mecânicas com ressonância, impactos do transformador na base e elevados campos magnéticos com interferências eletromagnéticas em contatos ou falha de blindagens que podem provocar atuações indevidas.

### **Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Relés de Proteção em Comutadores**

- a) aplicar selante de silicone de cura neutra ao redor da tampa de proteção onde fica localizada a microchave para evitar a penetração de umidade e de insetos que podem provocar a atuação indevida da referida proteção;
- b) realizar inspeção periódica anual nas réguas e fiação dos armários quanto ao envelhecimento e degradação e avaliar a necessidade de substituição;
- c) realizar o ajuste da folga do dispositivo de proteção do tipo “membrana com faca de ruptura” em toda manutenção do comutador, devido a dilatações que ocorrem na membrana que pode provocar atuação indevida.

#### **4.3.5 – Falhas em Dispositivo Impedidor de Manobra do CDST (comutador de derivações sem tensão)**

O dispositivo impedidor de manobra do CDST tem a função de evitar a operação do CDST com o transformador energizado com tensão. Este dispositivo possui uma microchave associada à haste ou ao volante de operação que fecha o contato em caso de operação do CDST.

As atuações indevidas deste dispositivo têm origem na degradação do isolamento do contato da microchave, por penetração de umidade ou de animais (insetos).

Este tipo de proteção é extremamente conservadora, considerando que as empresas possuem, normalmente, instruções operacionais que impedem a operação do CDST com o transformador energizado, além de a haste ou de o volante de acionamento possuir bloqueio através de chave ou de cadeado.

#### **Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Dispositivos de Manobra do CDST**

- a) retirar a função desligamento deste dispositivo tendo o cuidado de normatizar o procedimento operacional que impeça a manobra no CDST com o transformador com tensão. A colocação de placa de advertência, junto à haste ou ao volante de manobra, e a colocação de cadeado ou de chave bloqueando a manobra são medidas que complementam e dispensam a função desligamento do referido dispositivo;
- b) nos casos em que a retirada da função desligamento possa implicar perda da garantia dada pelo fabricante do transformador, deve ser aplicado selante de silicone na microchave para evitar a penetração de umidade ou de insetos que possam provocar atuação indevida.

#### **4.3.6 – Falhas em Proteção por Relé de Carcaça**

A proteção por relé de carcaça é, normalmente, utilizada para detectar curto-circuito entre o enrolamento e o tanque do transformador. Este tipo de proteção é utilizado em raros casos em substituição à proteção diferencial. Deste modo, o transformador é montado sobre material isolante, ficando suspenso e isolado da malha de terra da subestação. Através de um transformador de corrente (TC), é interligado o tanque do transformador à malha de terra. No secundário do TC, é conectado um relé de sobrecorrente para detectar fugas entre os enrolamentos e a carcaça do transformador. Ocorre, porém, que qualquer curto-circuito que ocorra entre os circuitos de alimentação AC dos ventiladores, das motobombas, do mecanismo motorizado do comutador para a carcaça provoca a atuação da referida proteção e, conseqüentemente, o desligamento do transformador.

#### **Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Proteções de TC de Carcaça**

- a) substituir a proteção por relé de carcaça por proteção diferencial que apresenta um desempenho melhor e uma confiabilidade bem superior quando comparada com a proteção por TC de carcaça;
- b) quando não for viável a substituição da proteção, cuidados especiais devem ser tomados, no sentido de evitar curto-circuito dos circuitos auxiliares de alimentação de ventiladores, motobombas, mecanismos de acionamento do comutador de tape, resistência de aquecimento dos armários, etc., para evitar atuações indevidas da proteção.

#### **4.3.7 – Falhas em Transformador de Corrente de Bucha que Alimentam a Proteção**

Apesar de a proteção diferencial normalmente não vir alocada no transformador e, portanto, não ser considerada nas pesquisas como integrante do transformador, as falhas que tiveram origem em anormalidades nos TC's de bucha

que alimentam a proteção diferencial são consideradas como falhas do transformador e, portanto, serão objeto desta análise. A origem nas falhas em TC de bucha, que alimenta a proteção diferencial, é normalmente devida a mau contato (ponto quente) em bornes de régua, à falha na isolação e a erros na conexão da fiação com inversão de polaridade ou troca do tape.

### **Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em TC's de Bucha**

- a) deve ser dada atenção especial na conferência das conexões da fiação durante os trabalhos de montagem, de comissionamento e de manutenção, a fim de evitar inversões que podem motivar a atuação indevida da proteção diferencial;
- b) realizar inspeção periódica anual nas régua e na fiação dos TC's de bucha para verificar o estado de envelhecimento, principalmente quanto ao estado do isolamento e possível degradação do material, e avaliar a necessidade de substituição;
- c) realizar, semestralmente, inspeção com termovisor ou pistola de infra-vermelho para verificação da temperatura das conexões elétricas nas régua e na fiação dos armários;
- d) aplicar selante de silicone de cura neutra nas caixas terminais dos TC's de bucha para evitar a penetração de umidade.

## **4.4- Comutadores de Tape**

Os comutadores de tape são utilizados para mudar a relação de tensões do transformador e podem ser classificados em dois tipos:

- comutadores de derivações em carga (CDC);
- comutadores de derivações sem tensão (CDST).

### **4.4.1- Falhas em Comutadores de Derivações em Carga (CDC)**

Os comutadores de derivações em carga começaram a ser empregados a partir de 1925, sendo, atualmente, um equipamento essencial para o controle de tensão e fluxo de potência reativa no sistema elétrico.

Existem vários tipos de comutadores de derivações em carga em operação nos transformadores que utilizam dois princípios de operação de acordo com o elemento impedor de transição:

- comutadores com reator (projeto norte-americano);
- comutadores com resistor de transição (projeto europeu).

Na pesquisa internacional realizada pelo CIGRE, conforme vista na Figura 3.3 do capítulo 2, as falhas nos comutadores de derivações em carga representam 40,7% do total das falhas em transformadores de subestação, sendo, portanto, muito importante para a confiabilidade dos transformadores a análise e o tratamento das referidas falhas.

As principais falhas em comutadores podem ser resumidas em três causas fundamentais, que são:

- desgaste mecânico;
- baixa rigidez dielétrica;
- falha de manutenção.

As falhas por desgaste mecânico dependem muito do controle rigoroso do processo de substituição de peças, que é baseado no número de comutações, e podem ser minimizadas através de estabelecimento do limite do número máximo de operações e do nível de carbonização do óleo, tendo em vista que as partículas de carbono são abrasivas e aceleram o desgaste das partes mecânicas.

O problema da baixa rigidez dielétrica é mais forte nos comutadores de classe dielétrica II (NBR 8687), que operam em posição que não seja o neutro dos enrolamentos, pois necessitam de tratamento diferenciado no que concerne aos cuidados com os limites máximos de teor de umidade e mínimos de rigidez dielétrica do óleo isolante.

No que tange às falhas de manutenção, é importante entender que o comutador possui um nível de complexidade que exige uma especialização para o

perfeito entendimento do seu funcionamento e execução de sua manutenção. Deste modo, não devem ser admitidas improvisações, bem como que a manutenção seja realizada por pessoas não-capacitadas tecnicamente.

A capacitação técnica de equipes de manutenção para realizar manutenção em comutadores é dificultada por vários fatores, entre eles destacamos:

- dificuldades para fixação dos conhecimentos adquiridos pelos membros da equipe, considerando que o treinamento prático é realizado com a execução de uma manutenção, que deve ser realizada no período máximo de oito horas, para não contaminar com umidade o comutador, exigindo dos executantes um ritmo de trabalho acelerado, portanto não dos mais adequados para um treinamento ;
- outro fator que dificulta a permanência da equipe habilitada são os longos intervalos entre as manutenções, que podem chegar a sete anos, que ocasionam, em muitos casos, o esquecimento pela equipe de manutenção de detalhes importantes, pela falta da realização da atividade com periodicidade rotineira.

Outra forma de agrupar os diversos modos de falhas em comutadores é subdividindo-os pelas diversas partes que os compõem, que são:

- mecanismo de acionamento motorizado;
- hastes e caixa de transmissões;
- chave comutadora (desviadora);
- seletor e pré-seletor;
- filtro adsorvente "on-line".

A seguir, é apresentado, na próxima página, o "mind map" geral dos principais modos de falhas em comutadores, de caráter mais abrangente, sem, entretanto, levar em consideração as diferenças construtivas de projeto e de fabricação.

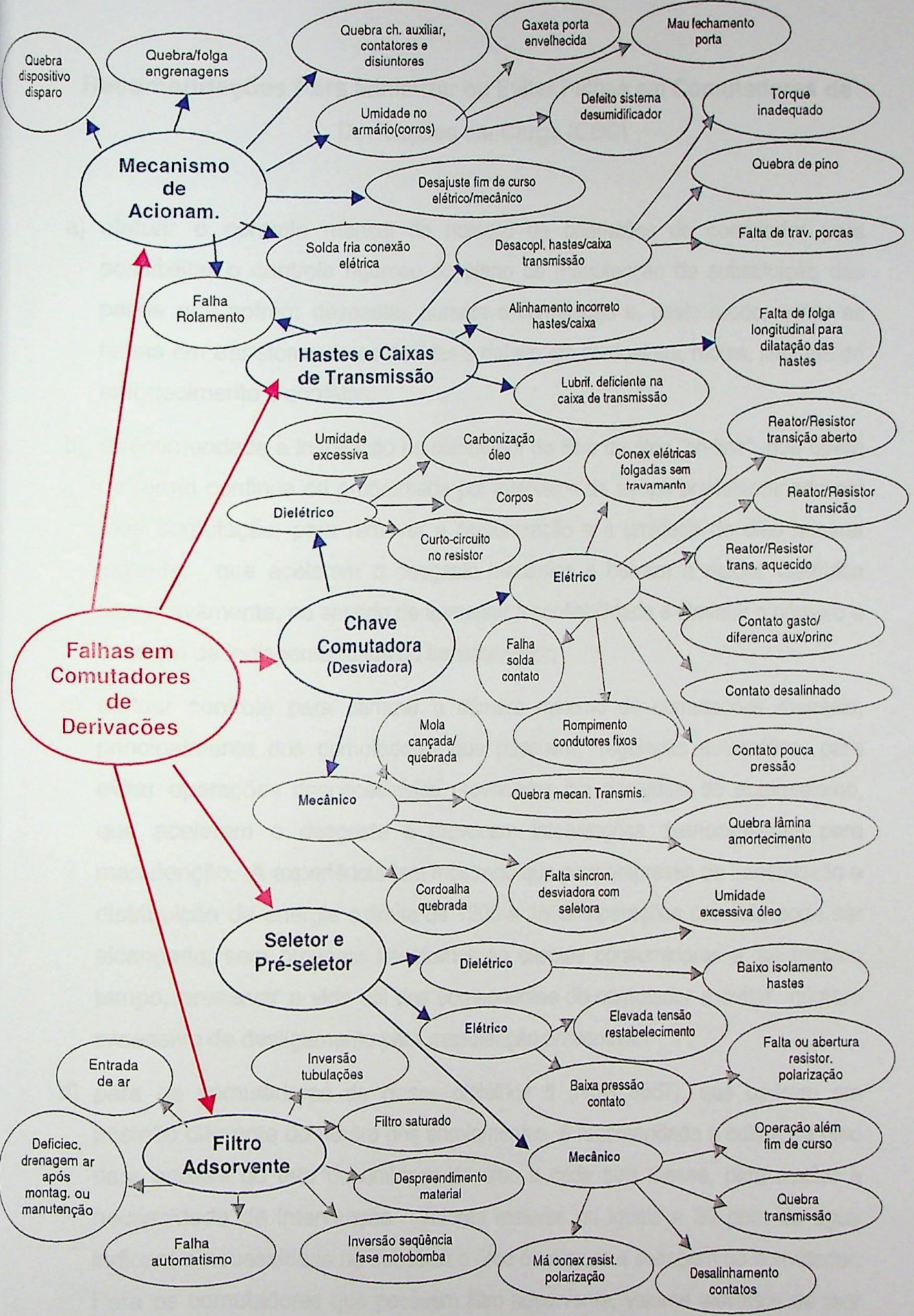


Figura 4.22 – “Mind map” dos principais modos de falha em CDC

## Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Comutadores de Derivações em Carga (CDC)

- a) efetuar o controle mensal do número de operações do comutador para possibilitar o controle rigoroso do plano de manutenção de substituição das peças que sofrem desgastes durante a comutação e, deste modo, evitar as falhas em transformadores devidas a defeito em cordoalhas, molas, lâminas de amortecimento e contatos;
- b) é recomendada a instalação no comutador do filtro de óleo "on-line", que opera de forma contínua ou programada por intervalos de tempo predeterminado em toda comutação, para remover a carbonização e a umidade do óleo mineral isolante, que aceleram o desgaste mecânico e baixam a rigidez dielétrica respectivamente, no sentido de aumentar a confiabilidade e diminuir o número e o tempo de indisponibilidade do transformador;
- c) efetuar controle para otimizar o número máximo de comutações mensais, principalmente dos comutadores que possuem regulação automática, para evitar operações desnecessárias provocadas por desajuste do automatismo, que aceleram o desgaste e provocam intervenções desnecessárias para manutenção. A experiência tem mostrado que para empresas de transmissão e distribuição de energia o limite de 1200 a 1500 operações por mês pode ser alcançado, sem provocar transtornos aos clientes consumidores e, ao mesmo tempo, preservar a vida útil dos componentes do comutador e evitar número excessivo de desligamento para manutenção preventiva;
- d) para os comutadores de classe dielétrica II (NBR 8667), que operam em posição diferente do neutro dos enrolamentos, é recomendada a coleta de óleo para análise do teor de umidade do óleo a cada seis meses, para avaliar a necessidade de intervenção. Valores maiores ou iguais a 30 ppm de água indicam a necessidade de substituir o óleo ou efetuar a secagem do comutador. Para os comutadores que possuem filtro adsorvente, valores elevados de teor

de água podem indicar a necessidade de substituir o elemento filtrante que se deve encontrar saturado;

- e) realizar inspeções periódicas no armário do comando motorizado para verificar e avaliar o estado das juntas de vedação da porta e a resistência de aquecimento do sistema de desumidificação, para garantir o interior do armário sempre seco e evitar defeitos nas chaves auxiliares, comes e contactores por elevado teor de umidade;
- f) o comutador é equipamento de elevado nível de complexidade, que exige uma especialização para o entendimento do funcionamento e execução da manutenção. Deste modo, a manutenção só deverá ser realizada por equipe treinada e especializada, própria ou contratada, mas jamais admitir que a manutenção seja realizada por pessoas não-capacitadas tecnicamente, sob pena de ocorrerem falhas logo após a manutenção;
- g) para transformadores de grande porte e elevada importância estratégica para o sistema é recomendada a instalação de sistema de monitoramento e diagnóstico para supervisão "on-line" do torque do motor, corrente do motor, tempo de operação, corrente do transformador, temperatura do óleo do tanque principal e comutador, número de operação, posição do tape, etc., como forma de minimizar as falhas;
- h) para os comutadores de classe dielétrica II (NBR 8687) deve ser especificado que os cilindros e as hastes isolantes que compõem a chave comutadora (desviadora) sejam de fibra de vidro, para minimizar os efeitos da contaminação por umidade e conseqüente degradação da suportabilidade dielétrica.

#### **4.4.2- Comutadores de Derivações sem Tensão (CDST)**

A pesquisa do CIGRÉ para transformadores de usina sem CDC (Figura 3.2) registra que 6% das falhas em transformadores ocorrem nos comutadores de derivação sem tensão.

Os comutadores de derivações sem tensão (CDST) são equipamentos que só podem ser operados com o transformador desenergizado, portanto normalmente permanecem anos em uma mesma posição.

Ao longo dos anos, com os efeitos da temperatura do óleo e vibrações, próprias à operação do transformador, ocorrem deformações nas hastes isolantes que provocam a redução da superfície ou a diminuição da pressão dos contatos, e, conseqüentemente, o aumento da resistência do contato e a elevação da temperatura. O aumento da temperatura e a progressiva elevação da resistência de contato resultam também num progressivo aumento da temperatura, erosão dos contatos, formação de gases e abertura do circuito.

Experiências mostram que os números de falhas em CDST estão diretamente relacionados com a freqüência de manobra do mesmos.

Os principais modos de falhas em comutadores de derivações sem tensão estão relacionados no "mind map" (Fig. 4.23).

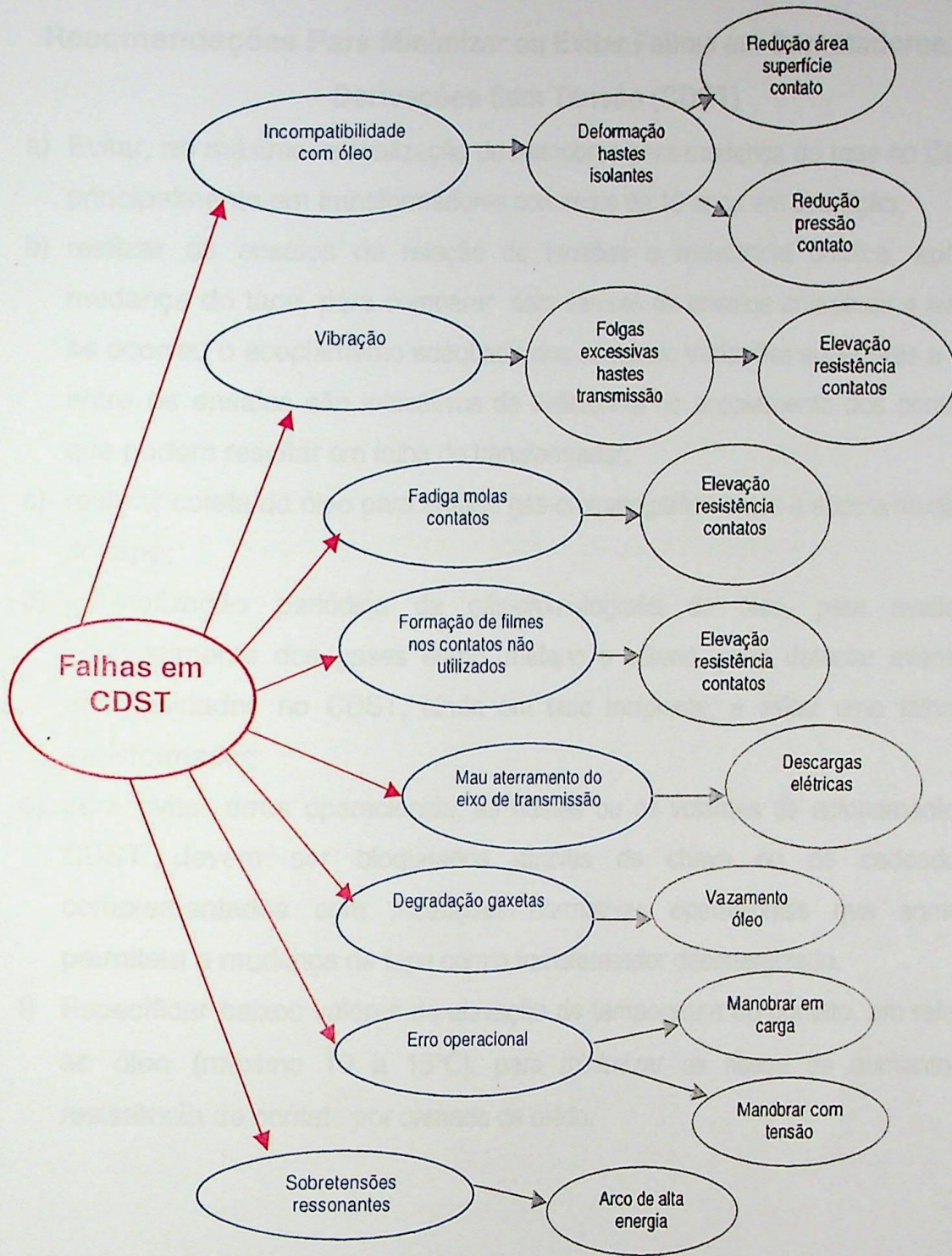


Figura 4.23 – “Mind map” dos principais modos de falha em CDST

## Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Comutadores de Derivações Sem Tensão (CDST)

- a) Evitar, ao máximo, a realização de manobras para mudança do tape no CDST, principalmente em transformadores com mais de 10 anos em operação;
- b) realizar os ensaios de relação de tensões e resistência ôhmica, após a mudança do tape, para comparar com valores de ensaios anteriores e avaliar se ocorreu o acoplamento adequado dos contatos. Variações superiores a 10% entre os ensaios são indicativos de deficiência no acoplamento dos contatos, que podem resultar em falha do transformador;
- c) realizar coleta do óleo para análise gás-cromatográfica antes e após a mudança do tape;
- d) a realização periódica da gás-cromatografia do óleo, para avaliação principalmente dos gases etano, metano e etileno, pode detectar eventuais anormalidades no CDST, ainda em fase incipiente, e evitar uma falha no transformador;
- e) para evitar erros operacionais, as hastes ou os volantes de acionamento do CDST devem ser bloqueados através de chave ou de cadeado e complementados com instruções normativas operacionais que somente permitam a mudança de tape com o transformador desenergizado.
- f) Especificar baixos valores de elevação de temperatura do contato, em relação ao óleo (máximo 10 a 15°C), para minimizar os riscos de aumento da resistência de contato por camada de óxido.

### 4.5– Buchas

A principal função das buchas é isolar eletricamente a passagem do condutor de corrente através do tanque do transformador.

As buchas podem ser classificadas em não-condensivas e condensivas, e a principal diferença entre elas é que, nas buchas não-condensivas não é controlada a distribuição de tensão, ou seja, a distribuição de tensão é natural. Nas

buchas condensivas, a distribuição de tensão é uniforme e imposta pelo divisor capacitivo.

As buchas não-condensivas são do tipo mais simples de construção, consistindo de um condutor inserido em uma capa de porcelana que possui um flange metálico. A vedação é efetuada através de gaxetas de borracha e peças metálicas que são fixadas no condutor nas partes superiores e inferiores.

Em transformadores de alta e extra-alta tensão, a aplicação de buchas não-condensivas está praticamente limitada a enrolamentos de classe de tensão de até 15 KV, devido aos elevados valores de campos elétricos provocados pela distribuição não-uniforme de potencial ao longo da superfície da bucha.

As buchas condensivas podem ser classificadas em três tipos básicos quanto ao isolamento:

- papel aglutinado com resina;
- papel impregnado com resina;
- papel impregnado com óleo.

Atualmente, muitas empresas têm fortes restrições na utilização de buchas condensivas fabricadas com tecnologia de papel aglutinado com resina, devidas às inúmeras falhas ocorridas. Estas falhas têm origem em deficiências do processo de fabricação, que, em muitos, casos deixam espaços (vazios) que dão origem a fortes campos elétricos que provocam descargas parciais, com degradação evolutiva, ao longo do tempo, e, conseqüentemente, ocasionam a explosão das buchas.

As buchas condensivas que utilizam a tecnologia de papel impregnado com resina, a princípio, não apresentam o mesmo tipo de problema, pois o processo de impregnação da resina é realizado sob vácuo para evitar espaços vazios, como os que ocorrem nas buchas de papel aglutinado com resina.

Como a grande maioria das buchas de alta e extra-alta tensão utilizadas no Brasil são do tipo condensiva, com tecnologia de papel impregnada com óleo, a análise dos principais modos de falhas e de soluções será dirigida para essas referidas buchas.

A análise das causas fundamentais das falhas em buchas é extremamente difícil de ser encontrada. A grande dificuldade se prende ao fato de que, na maioria das vezes, ocorre a explosão da bucha, não deixando indícios que possibilitem um diagnóstico preciso. Deste modo, é indicado buscar, nas buchas das outras fases do mesmo transformador ou em unidades similares que estão instaladas em outros equipamentos, os indícios, ainda em fase incipiente, que possam ajudar a encontrar a causa fundamental.

A principal causa das falhas em bucha é a perda da estanqueidade e a conseqüente degradação do isolamento, redução da suportabilidade, pelo efeito da contaminação por oxigênio (oxidação) e umidade (hidrólise), como já visto no item 4.2.2.1.1.. A perda da estanqueidade ocorre devido à degradação das gaxetas ou corrosão. Outras causas prováveis que devem ser consideradas são a má conexão do tape capacitivo, o elevado tempo de estocagem em posição horizontal, a poluição da porcelana e as sobretensões transitórias rápidas. O "mind map" (Figura 4.24) a seguir apresenta os principais modos de falha em buchas.



## Recomendações Para Minimizar ou Evitar Falhas em Buchas

- a) substituir as buchas condensivas com tecnologia de papel aglutinado com resina por buchas de papel impregnado com óleo, tendo em vista as inúmeras falhas ocorridas nas buchas de papel aglutinado com resina, devidas à ineficiência do processo de fabricação conforme já mencionado anteriormente;
- b) realizar inspeções periódicas com termovisor nas buchas em operação, para detectar possíveis aquecimentos nas conexões superior e tape capacitivo, no corpo cerâmico, nas flanges e no cabeçote;
- c) realizar inspeções periódicas no indicador do nível de óleo da bucha, visando a detectar possíveis vazamentos de óleo que venha comprometer o nível de suportabilidade da bucha;
- d) aplicar selante de silicone de cura neutra para proteger as gaxetas e as partes metálicas do cabeçote sujeitas à corrosão, visando a garantir a estanqueidade;
- e) durante a montagem, o comissionamento e a manutenção, deve ser dada atenção especial para garantir a perfeita conexão do tape capacitivo e conexões inferior e superior da bucha, sempre que possível utilizando o torquímetro no aperto e no reaperto de porcas e de parafusos;
- f) armazenar sempre as buchas na posição em que vão operar. As buchas condensivas de alta e extra-alta tensão, que operem em posição vertical e se encontrem armazenadas por longo tempo na posição horizontal, devem, obrigatoriamente, ser submetidas aos seguintes ensaios antes da sua energização:
  - tensão aplicada;
  - descargas parciais;
  - tangente de delta;
  - capacitância;
  - fator de potência do isolamento.
- g) em regiões com níveis elevados de poluição, é recomendada a limpeza periódica das salas das buchas e até a aplicação de produtos específicos à base de silicone de modo a evitar descargas elétricas na superfície;

- h) para transformadores de grande porte e estratégicos devem ser avaliados o custo e o benefício da implantação do monitoramento em tempo real das buchas;
- i) considerando que a principal causa de falha em bucha é a degradação do dielétrico que ocorre através das gaxetas e efeitos da corrosão, é recomendado que, nos novos projetos, sejam utilizados alumínio ou aço inox em substituição ao aço carbono e seja utilizado o menor número possível de gaxetas;
- j) para famílias de buchas em que ocorreram falhas de unidades ou ainda estejam sob suspeita é recomendada a realização de ensaio de medição do teor de umidade e de gás-cromatografia do óleo. Caso sejam pressurizadas, é recomendada também a medição da pressão, para avaliar a hermeticidade da bucha
- k) realizar o aperto das porcas e dos parafusos de fixação da porcelana sempre com torquímetro, com a finalidade de evitar fissuras ou quebra da porcelana.
- l) para as buchas com pressão positiva de gás é recomendado especificação e instalação de manômetro com contato para alarme de baixa pressão.

#### 4.6– Modelo Proposto Para Hierarquização das Falhas

Como vimos no capítulo 1, toda falha é indesejável e motivo de preocupação para a empresa concessionária de energia e fabricante de transformadores. Entretanto a repercussão em termos de prejuízo econômico e tempo de reparo é, substancialmente, diferente, dependendo do componente afetado. De uma maneira geral, a perda total de um dos componentes acima mencionado apresenta a seguinte composição de custo em relação ao preço(\*) total de um transformador de potência com comutação em carga:

- parte ativa ..... 60 a 70%
  - bobinas..... 35 a 40%
  - núcleo ..... 25 a 30%
- comutador de derivações em carga ..... 10 a 15%
- buchas ..... 4 a 6%
- dispositivos de proteção própria ..... 1 a 2%

(\*) O preço do transformador definido por unidade de potência (US\$/KVA) é calculado pela seguinte fórmula empírica [Li95];

$$F_c = k \cdot [\text{TENSAO (kV)}]^\alpha \cdot [\text{POTENCIA NOMINAL (kVA)}]^{-\beta}$$

Onde,

$k$  - constante para cada classe de equipamento

$\alpha$  - fator de correção de tensão

$\beta$  - fator de correção de potência

Os valores iniciais propostos pela *Swedish State Power Board* para correção de tensão e potência são 0,5 e 0,35, respectivamente.

Via de regra e não considerando possíveis deficiências logísticas, o tempo de reparo (TR) está associado ao componente, que deu origem à falha da seguinte forma :

- parte ativa ..... 1mês<TR<1ano
- comutador de derivações em carga ..... 1dia<TR<1mês
- buchas ..... 1dia<TR<1mês
- dispositivos de proteção própria ..... TR< 1 dia

Deste modo, apresentamos abaixo um modelo proposto nesta dissertação para avaliar a importância das falhas, em função da frequência e consequência, através da matriz de risco ou matriz de criticidade, que é de fundamental importância na priorização das ações e recursos para implantação de um programa de redução de falha em transformadores.

A ocorrência de uma falha provoca consequências as mais diferentes possíveis. A importância de cada uma delas pode ser medida através da matriz de risco ou matriz de criticidade.

Para classificar a importância de cada modo de falha é necessário inicialmente definir a categoria quanto a frequência conforme a Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Frequências das falhas

Frequências	
Categorias	Descrição
1	Não é esperado acontecer durante o ciclo de vida do equipamento
2	Esperado acontecer pelo menos uma vez durante o ciclo de vida do equipamento
3	Esperado acontecer algumas vezes durante o ciclo de vida do equipamento
4	Esperado acontecer mais de uma vez por ano

Em seguida, definir a categoria da falha quanto a consequência, conforme a Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Conseqüências das falhas

Categorias	Descrição de Conseqüências	
	Tempo de Reparo	Perdas Econômicas(% custo do trafo)
1	Menor que um dia	Baixa (menor que 1%)
2	Superior a um dia e menor que um mês	Média (2 a 7%)
3	Superior a um mês e menor que 3 meses	Elevada (8 a 25%)
4	Superior a 3 meses e menor que 1 ano	Muito elevada (26 a 100%)

Após a definir as categorias da falha quanto a frequências e consequência, verificar na matriz de criticidade ou risco o correspondente número em algarismo romano.

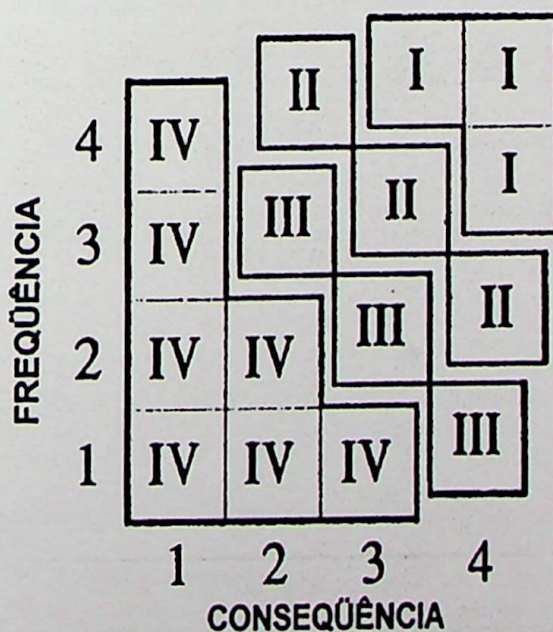


Figura 4.25- Matriz de criticidade ou de risco

Na matriz de risco ou criticidade os números I e II representam um nível de preocupação muito maior, quando comparados com os de números III e IV. Portanto os números I e II exigem soluções de engenharia e administrativas, para reduzir os riscos o mais rápido possível, tendo em vista as conseqüências, ou seja, grandes perdas econômicas, elevado tempo de reparo e indisponibilidade do equipamento para operar.

Apesar de o presente trabalho definir o critério para a classificação dos modos de falhas conseqüências e freqüências, ele não estabelece a classificação individual de cada modo de falha correlacionando à matriz da Figura 4.25, de acordo com as tabelas de freqüências e conseqüências. Acredita-se que, no entanto, caminhou-se suficientemente na definição dos critérios para estabelecimento da importância dos modos de falhas, de tal forma que a classificação possa ser objeto de futuros trabalhos.

## APRESENTAÇÃO DOS PRIMEIROS RESULTADOS NA ONSI APÓS IMPLANTAÇÃO DE MEDIDAS PARA REDUZIR O NÚMERO DE FALHAS

### 5.2 Introdução

A partir de 1985 a ONSI iniciou um programa para reduzir o número de falhas em transformadores. Na elaboração do programa foram adotadas as seguintes medidas: o diagnóstico, sobre a base da inspeção dos gases de 1985, que possibilitou o início de ações corretivas.

Outro aspecto importante trata-se sobre os efeitos do programa de O&M que se iniciou, na ocasião, com revisões benéficas. Além disso, as informações obtidas junto às demais empresas pertencentes ao GMS/CHESF revelaram, substancialmente, no conhecimento dos demais níveis de níveis e de ações preventivas, não-conhecidas da CHESF, que foram incorporadas a seu banco de conhecimento, visando, assim, evitar que outros acidentes ocorram em seus equipamentos. Finalmente, as informações obtidas com os trabalhos, como de pesquisas, universidades e organizações internacionais (CHESF e IEEE) possibilitaram a identificação dos possíveis modos de falhas e de ações preventivas e corretivas para evitar as falhas.

A seguir, serão apresentados os resultados obtidos após implementação de medidas corretivas mencionadas anteriormente. O conhecimento adquirido em relação às características de falhas em transformadores de potência, a importância estratégica da operação e a redução custo e benefício da manutenção das substâncias.

## CAPÍTULO 5

### APRESENTAÇÃO DOS PRIMEIROS RESULTADOS NA CHESF APÓS IMPLANTAÇÃO DE MEDIDAS PARA MINIMIZAR O NÚMERO DE FALHAS

#### 5.1 - Introdução

A partir de 1991, a CHESF iniciou um programa para reduzir o número de falhas em transformadores. Na elaboração do planejamento das ações, foi fundamental o diagnóstico, obtido através de estratificação dos dados de falhas, que nortearam o início de todo o processo.

Outro aspecto importante foram os índices da pesquisa do CIGRÉ que serviram, na ocasião, como referência (benchmark). Além disto, as informações obtidas junto às demais empresas participantes do GTMS/GCOI ajudaram, substancialmente, no conhecimento dos diversos modos de falhas e de ações preventivas, não-conhecidas da CHESF, que foram implantadas à luz deste intercâmbio, mesmo sem nunca ter ocorrido problema similar em seus equipamentos. Finalizando, as informações obtidas junto aos fabricantes, centro de pesquisas, universidades e organizações internacionais (CIGRÉ e IEEE) completaram a identificação dos possíveis modos de falhas e de ações preditivas e preventivas para evitar as falhas.

A seguir, serão apresentados os resultados obtidos após implantação de algumas medidas mencionadas no capítulo anterior, evidentemente levando em consideração as características próprias de cada projeto do equipamento analisado, a importância estratégica operacional e a relação custo x benefício da implantação das recomendações.

## **5.2 – Apresentação de Resultados**

### **5.2.1 - Taxa de Falha Acumulada Geral de Todos Equipamentos de Transformação**

Conforme mostram os gráficos das Figuras 5.1 e 5.2, após o início do programa de redução da taxa de falha, a partir de 1991, vem ocorrendo uma diminuição da taxa de falha acumulada e uma forte tendência de queda na taxa de falha ano após ano. Nos gráficos, estão computados todos os equipamentos de transformação, de classe de tensão maior ou igual a 69 kV, inclusive reatores “shunt”, pertencentes ao sistema CHESF.

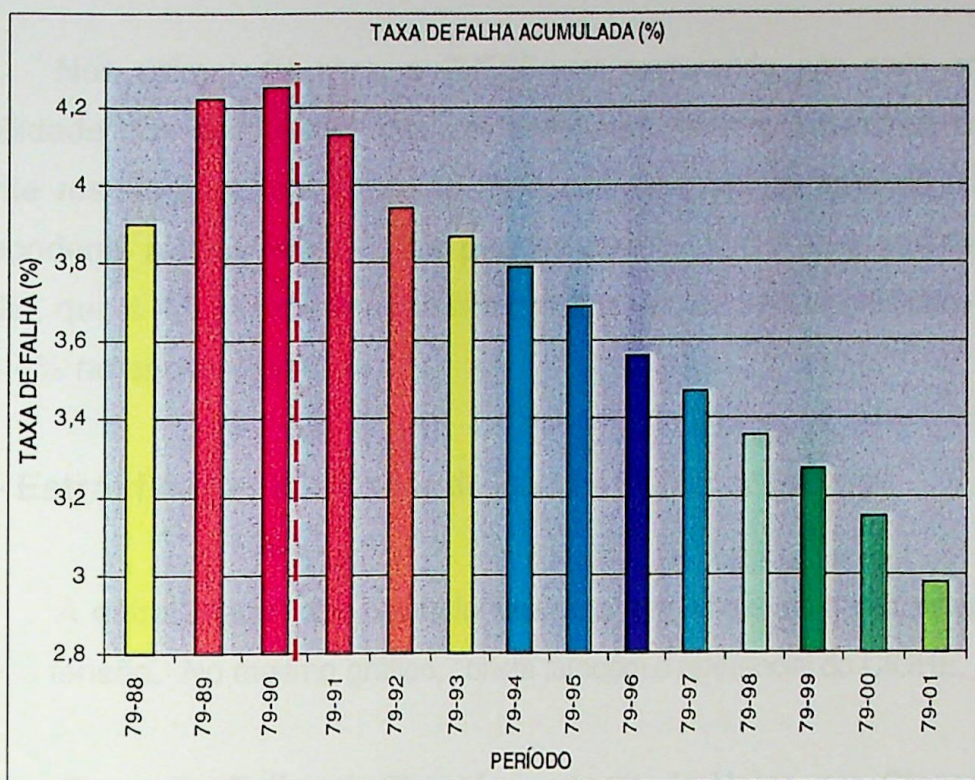


Figura 5.1 – Taxa de falha acumulada geral

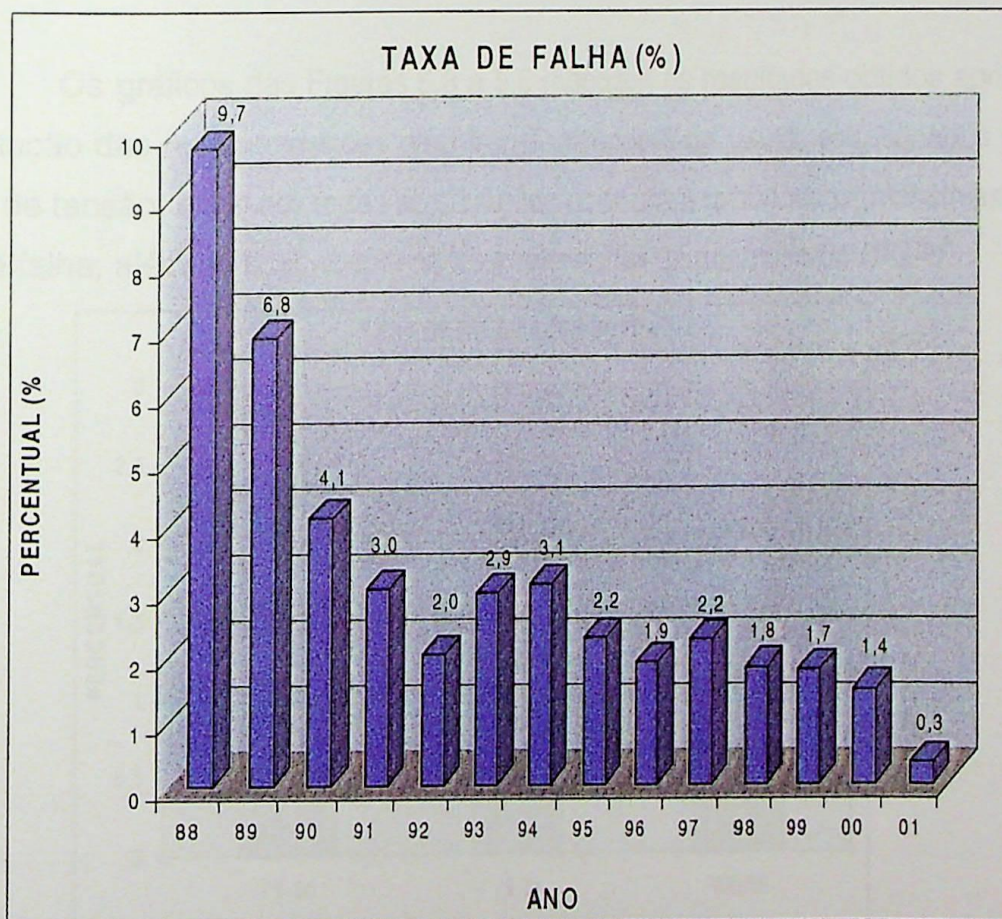


Figura 5.2 – Taxa de falha anual geral

Nos últimos 04 anos, a CHESF vem melhorando, ano após ano, a confiabilidade dos seus transformadores e dos seus reatores e culminou com o excelente resultado obtido no ano de 2001, com uma taxa de falha de 0,32%, correspondente a duas falhas no ano para um universo de 636 equipamentos em operação, que é 4,5 vezes inferior ao último melhor resultado em seu histórico, que foi de 1,4% no ano de 2000.

## 5.2.2 – Estratificação dos Dados de Taxa de Falha por Função

A estratificação dos dados foi realizada por função do transformador e classe de tensão. No mesmo gráfico, consta também o referencial do CIGRÉ.

### 5.2.2.1 – Taxa de Falha de Transformadores de Usina por Classe de Tensão

Os gráficos das Figuras 5.3 a 5.5 mostram os resultados obtidos após a implantação das recomendações para transformadores de usina, estratificados por classe de tensão, onde em todas as situações ocorreram reduções significativas da taxa de falha, além de ficar abaixo da taxa referencial da pesquisa do CIGRÉ.

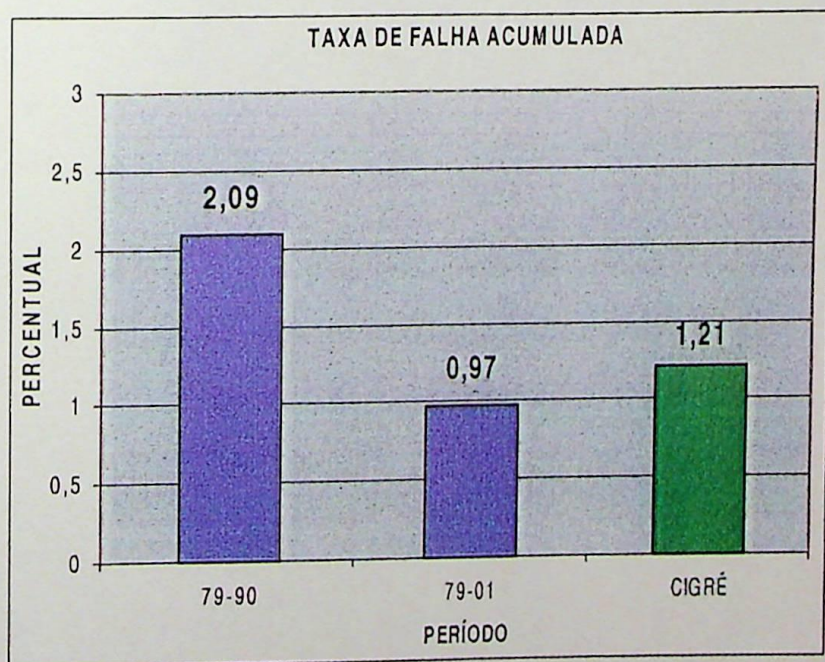


Gráfico 5.2.2.1.1 – Transformador de usina:  $\geq 60\text{kV}$  e  $< 100\text{kV}$

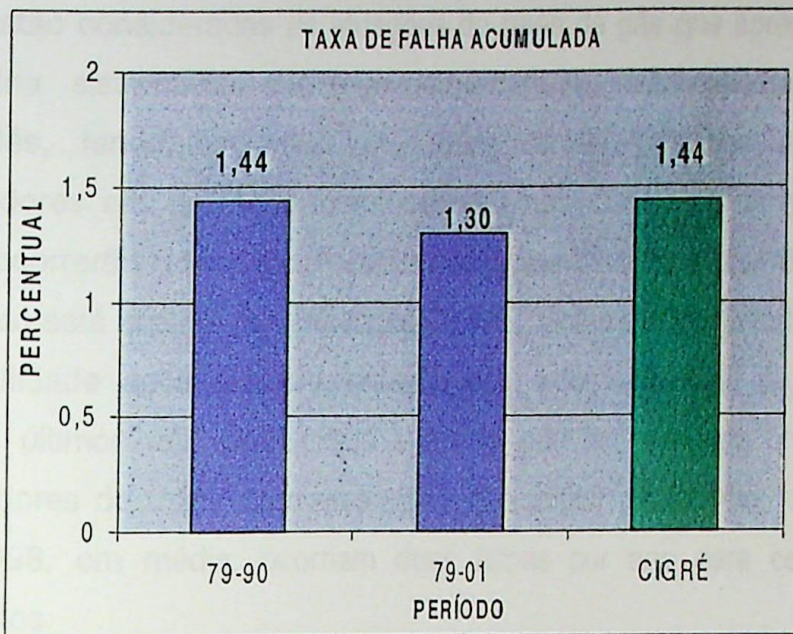


Figura 5.4 – Transformador de usina:  $\geq 100\text{kV}$  e  $< 300\text{ kV}$

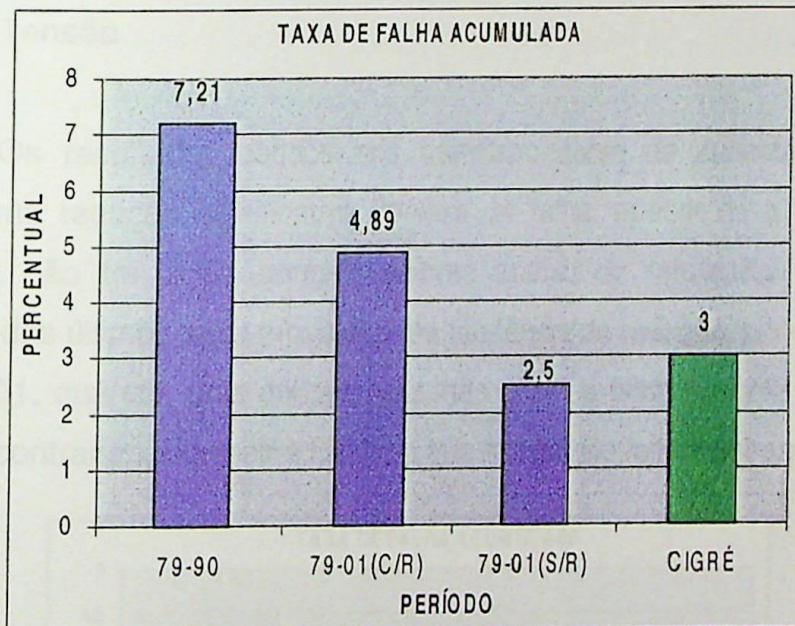


Figura 5.5 – Transformador de usina:  $\geq 300\text{kV}$  e  $\leq 700\text{kV}$

Os resultados mostram um desempenho satisfatório para transformadores de usina de classe de tensão maior ou igual a 60kV e menor do que 100kV e de classe de tensão maior ou igual a 100kV e menor do que 300kV. Quanto aos transformadores de classe de tensão maior ou igual a 300kV e menor ou igual a 700kV, o gráfico da Figura 5.5 apresenta dois valores de taxas de falhas acumuladas para o período de 1979 a 2001. Na primeira barra com valores de 79-

01(C/R), estão consideradas as atuações do relés de gás que apresentavam alta taxa de falha sistemática. Na segunda 79-01(S/R), estão expurgadas as falhas destes relés, tendo em vista que todas as 20 unidades existentes em transformadores em operação foram substituídas. Considerando que doravante não mais ocorrerão falhas sistemáticas deste relé de gás, a taxa de falha deste equipamento está abaixo do referencial CIGRÉ. Como evidência forte da melhoria da confiabilidade após a implementação das recomendações, registra-se que, durante os últimos três anos (1999 a 2001), não ocorreu uma única falha em transformadores de usina de classe maior que 230kV, enquanto, no período de 1979 a 1998, em média, ocorriam duas falhas por ano para este grupo de equipamentos.

#### 5.2.2.2 – Taxa de Falha de Transformadores de Subestação por Classe de Tensão

Os resultados obtidos nos transformadores de subestação mostram também uma redução significativa da taxa de falha, apesar de a taxa de falha acumulada não ter ainda atingido valores abaixo do referencial CIGRÉ. Os resultados dos últimos anos mostram uma tendência de redução, principalmente no ano de 2001, quando, pela primeira vez, não ocorreu falha nas 242 unidades em operação, contrariando a média histórica que era de oito falhas por ano.

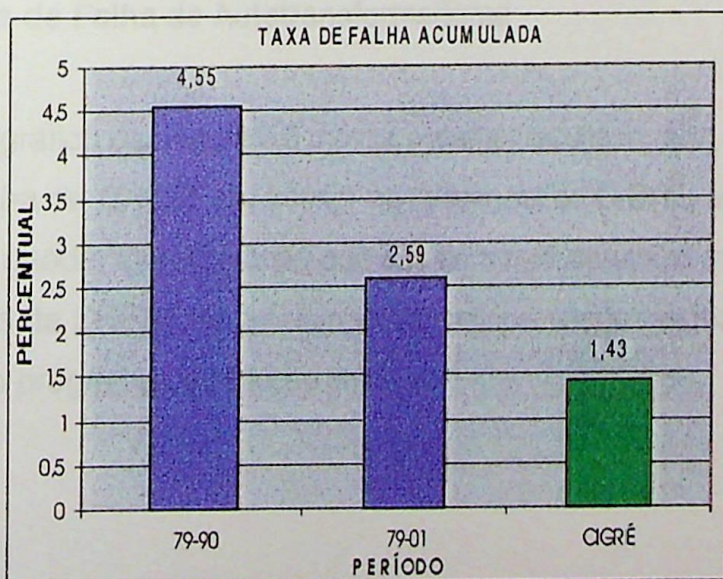


Figura 5.6 – Transformador de subestação :  $\geq 60\text{kV}$  e  $<100\text{kV}$

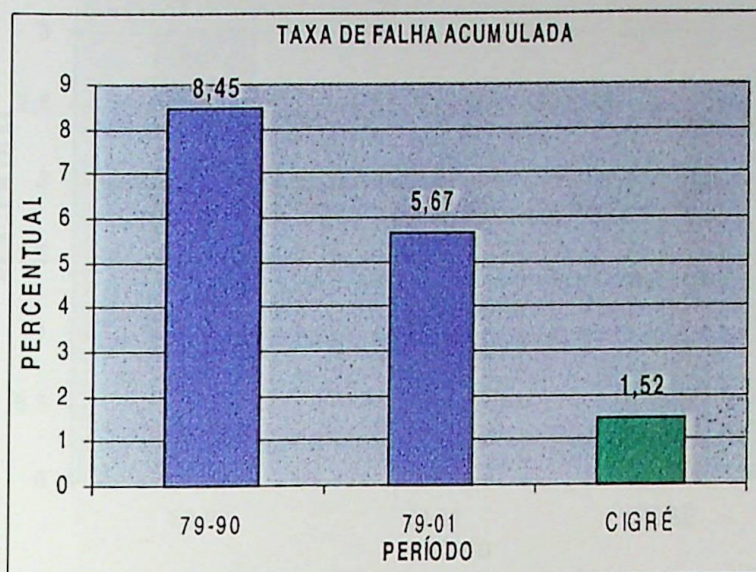


Figura 5.7 – Transformador de subestação:  $\geq 100$  e  $< 300$ kV

Os transformadores de subestação, por serem os com idade média mais elevada, necessitam de atenção especial para os dispositivos de proteção própria, inclusive réguas de terminais e fiação, que estão em final de vida útil, os comutadores de derivações em carga que estão ultrapassando as 400.000 operações, bem como a verificação da adequabilidade do equipamento considerando a redução da sua suportabilidade em relação ao nível de curto-circuito do sistema.

### 5.2.2.3 – Taxa de Falha de Autotransformadores

O gráfico da Figura 5.8 mostra o melhor resultado, pois, além de o valor da taxa de falha da CHESF ser inferior ao referencial do CIGRÉ, ainda existe uma tendência de queda. Considerando que são os transformadores mais importantes para o sistema da CHESF, foram também os equipamentos que mais investimento tiveram para o programa de redução de falha.

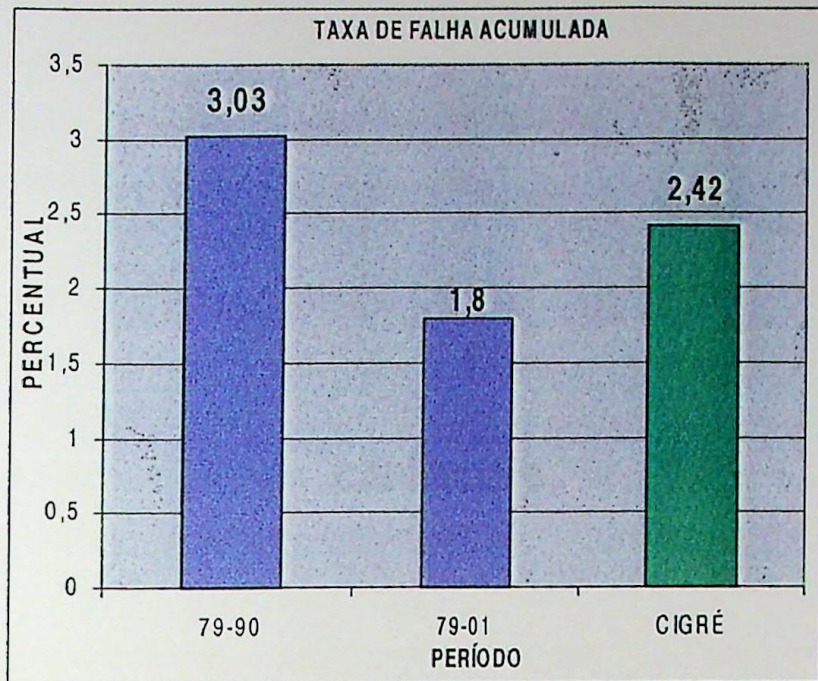


Figura 5.8 – Autotransformadores:  $\geq 300$  e  $\leq 700$ kV

Finalizando este capítulo e considerando os resultados práticos obtidos, o autor está convencido de que a aplicação das recomendações minimizará as falhas em transformadores de potência de alta e extra-alta tensão.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Estando no início do século XXI, não conseguimos imaginar a sociedade viver, mesmo por pouco tempo que seja, sem o uso da energia elétrica.

Deste modo, o transformador assume uma importância fundamental na interligação dos sistemas de geração, de transmissão e de distribuição. Como elemento de integração dos sistemas, o transformador passa a ser de importância capital na avaliação da confiabilidade que está diretamente ligada à qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Com a globalização da economia e o aumento da concorrência em escala mundial, os novos projetos de transformadores estão sendo dimensionados no limite da necessidade, tornando mais estreitas as condições operacionais e, conseqüentemente, aumentando a importância da manutenção.

Neste contexto, a engenharia de manutenção assume um novo papel importantíssimo, não mais como um órgão gastador, mas sim com a função de

reduzir o número de falhas e, conseqüentemente, reduzindo os custos das empresas com reparos e multa por indisponibilidade, além de possibilitar o prolongamento da vida útil do equipamento.

Para isto, independentemente da metodologia de manutenção que seja empregada em cada empresa (RCM, TPM, etc.), é fundamental a análise e o estudo para a identificação dos modos de falhas prováveis. O desconhecimento ou levantamento incompleto dos modos de falhas pode levar ao insucesso a aplicação de conceituadas metodologias de manutenção.

Neste trabalho, aplicando a metodologia do "mind map", foi possível, de forma simples e com reduzidos custos, agrupar e possibilitar a visualização dos modos de falhas ocorridos e poder prever novos possíveis modos de falhas em transformadores. Deste modo, foram totalizados mais de 150 modos identificados. Outra grande vantagem desta metodologia reside na simplicidade, pois é facilmente entendida e internalizada pelos integrantes das equipes executivas de manutenção.

A partir da identificação dos modos de falhas, foram analisados os fenômenos físicos dos mecanismos de desenvolvimento das mesmas e propostas mais de 100 recomendações para minimizar ou evitá-las.

Quanto à implementação das recomendações, preditivas e preventivas, que incorporem a melhor solução técnica aplicável e economicamente viável para evitar a falha e, conseqüentemente, a indisponibilidade do transformador, o modelo proposto para hierarquização das falhas no capítulo 4 poderá auxiliar a tomada de decisão na priorização da aplicação dos recursos.

No que tange às falhas que ocorrem na parte ativa, concluímos que os sistemas de preservação e o regime de carregamento imposto ao transformador estão entre os principais fatores que podem influenciar no processo de degradação da suportabilidade e preservação da vida útil do transformador.

Entretanto, não podem ser esquecidas as características do sistema elétrico em que está conectado o transformador, tendo em vista os fenômenos de sobretensões ressonantes, transitórios rápidos e possíveis níveis de curto-circuito superior à suportabilidade do transformador.

Nos comutadores de tape, a especialização do homem de planejamento, controle e execução da manutenção aparece como um ponto-chave para o desenvolvimento de um programa para minimização das falhas.

As falhas nos dispositivos de proteção própria, apontadas como de maior freqüência nas pesquisas do GCOI e CHESF e sem paralelo de valor na pesquisa do CIGRÉ, nos indicam um problema localizado no Brasil. Isto leva a mudanças radicais na filosofia de proteção, no sentido de diminuir a função de desligamentos instantâneos de vários dispositivos e ações junto aos fabricantes nacionais, com a finalidade de implementar melhorias no projeto e na fabricação dos dispositivos de proteção própria.

Nas falhas em buchas, as técnicas convencionais, preditiva e preventiva, de termovisão, da medição do fator de potência do isolamento e capacitância, da medição do teor de umidade e gás-cromatografia, além da verificação da pressão, não conseguem identificar determinados tipos de anormalidades, portanto não garantem a retirada de operação sob condições de ocorrência de falha iminente. Deste modo, o desenvolvimento de técnicas de monitoramento "on line" para buchas nos parece como a melhor alternativa que conseguimos visualizar para o futuro próximo.

É importante observar que as ações não devem estar voltadas exclusivamente para as fases de operação e de manutenção do equipamento, em que, na maioria das vezes, a solução para minimizar as falhas é extremamente onerosa, e sim para as etapas de especificação e de ensaios de aceitação do equipamento [A187].

Os resultados obtidos pela CHESF mostram que, a partir do conhecimento e de identificação dos modos de falhas possíveis e análise dos fenômenos físicos envolvidos, é possível implementar um plano de ação com recomendações objetivas e, desta forma, reduzir substancialmente o número de falhas.

Como relação a futuros trabalhos vinculados ao tema desta dissertação, sugerimos:

- Classificar individualmente cada modo de falha correlacionando com a matriz de criticidade ou risco, conforme modelo proposto no item 4.6;
- Aplicar a metodologia de RCM (Manutenção Centrada na Confiabilidade) a partir dos mais de 150 modos de falhas identificados e 100 recomendações propostas para minimizar ou evitar as falhas.

## - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [Ab] ABNT- Associação Brasileira de Normas Técnicas. "Coordenação do Isolamento". NBR – 6939.
- [Ab81a] ABNT – associação Brasileira de Normas Técnicas. "Confiabilidade – terminologia ". NBR 5462, set/1981.
- [Ab81b] ABNT- Associação Brasileira de Normas Técnicas. "Transformadores de Potência – Especificação". NBR – 5356, 1981.
- [Ab82] ABNT- Associação Brasileira de Normas Técnicas. "Transformadores de Potência – Método de Ensaio". NBR – 5380, 1982.
- [Ab97] ABNT- Associação Brasileira de Normas Técnicas. "Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência – Procedimentos". NBR 5416, Jul-1997.
- [Al87] Almeida, A. T., "Aspectos Conceituais Considerados na Avaliação de Desempenho de Sistemas ". In: IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica , grupo IX, Belo Horizonte-MG, 1987.
- [An02] ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Nº 513 - Setembro-2002.
- [Ba95] Basseto Fº, A. & Mak, J. , "Como Aumentar a Vida Útil de Transformadores de Potência Através da Preservação do Óleo Isolante", In: Encontro Sobre Novas Tecnologias Aplicadas a Transformadores de Potência, 26 a 28 de junho de 1995, Rio de Janeiro-RJ.
- [Be91] Bezerra, Luiz Roberto. "Carregamento em Unidades Transformadoras: Aspectos Teóricos, Metodológicos e Computacionais". Dissertação de Mestrado apresentada à COPPE/UFRJ, Abril/1991.
- [Be96] Bengtsson, C.. ABB Transformers AB. "Status and Trends in Transformer Monitoring", IEEE Transactions on Power Delivery, vol 11, Nº 3, July 1996.
- [Bi92] Billinton, Roy. & Allan, Ronald N., "Reliability Evaluation of Engineering Systems ". 2<sup>nd</sup> ed. Plenum Press, 1992.
- [Bu96] Buzan, Tony & Barry Buzan. " The Mind Map Book". A Plume Book, U.S.A., March, 1996.

- [Ca] Carvalho, Manoel Afonso de & Torres, Geraldo Leite., "Curso de Aperfeiçoamento em Confiabilidade Aplicada ". CHESF/ATEPE/UFPE-DESP,s.d..
- [Ch96] CHESF/DOMA – "Análise de Desempenho/ Taxa de falha em Transformadores, Autotransformadores e Reatores ". Período 1979 a 1996.
- [Ci] CIGRÉ, G-09, SC-12. " A Survey of Facts and Opinions on the Maximum Safe Operating Temperature of Power Transformers under Emergency Conditions". CIGRÉ - Revista Electra Nº 129.
- [Cl42] Clark, F. M., "Factors Affecting the Mechanical Deterioration of Cellulose Insulation", AIEE Transactions , vol 61, October, 1942.
- [Co97] Cogo, J. R.. "Transitórios Eletromagnéticos". Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1997.
- [De97] Delaiba, Antônio C., "Comportamento de Transformadores com Carga Não Lineares" . Tese de Doutorado apresentada à USP , maio de 1997.
- [Di83] Dietrich, W. et alii, CIGRÉ Working Group 05. "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service " ,ELECTRA, Nº 88/1983.
- [Fe92] Fernandez, J. B. & Sens, Marcio A.. " Tendencia ao Carregamento Eletrostático de óleo dielétrico – Método de Ensaio". III SEMEL, Brasil, 1992.
- [Fu98] Fujita, S. et alli. "Experimental Investigation of High Frequency Voltage Oscillation in Transformer Windings". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 13, Nº 4, October, 1998.
- [Gc96] GCOI /CDE- Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalação . "Relatório Técnico : Análise Estatística de Desempenho Transformadores". 1994/1995/1996.
- [Ge87] General Electric Co.."Bubble Formation in Transformers". EPRI- Electric Power Research Institute. Aug-1987.
- [Gr71] Greenwood, A.. "Electrical Transients in Power Systems". J. Wiley, New York, 1971.
- [He79a] Heinrichs, F. W.. " The Effect of gassing During Overloads on the Impulse Strenght of Transformers Insulation". Paper A79434-2 presented at the 1979 IEEE Summer Power Meeting in Vancouver , B. C., Canada.

- [He79b] Heinrichs, F. W. . "Bubble Formation in Power Transformer Windings at Overload Temperature". IEEE Transactions, Vol . PAS-98. Sep/Oct-1979.
- [Li95] Lima, Roberto de B., Avaliação de Custo de Reparo – Modulo : Transformador de Potência, versão 1.0 - CHESF – setembro, 1995.
- [Ma95] Martins, Hélio J. A. et alli. " Transitórios muito rápidos e seus efeitos em buchas classe 550kV de transformadores". Revista Eletroevolução, CIGRÉ- Brasil, N° 3, 1995.
- [Mc80] McNutt, W. J. Et alli. "Short Time Failure Mode Considerations Associatted whith Power Transformer Overloading". IEEE Transactions, May/Jun- 1980.
- [Mc85] McNutt, W. J. ."Mathematical Modelling of Bubble Evolution in Transformers". IEEE Transactions, Feb-1985.
- [Mc88] McNutt, W. J. ."A Refined Mathematical Model for Prediction of Bubble Evolution in Transformers". IEEE Winter Power Meeting In New York. Feb-1988.
- [Me] Mendes, J. C. et alli. "Tucuruí's Generator Step-up Transformer Failures Due To Very-Fast Transients In Gas-Insulated Substations (GIS). ABB e Eletronorte. S.d..
- [Me89] Mendes, J. C.. "Sobretensões Ressonantes : Fundamentos, Falhas e Monitoramento Contínuo de Transformadores de Alta tensão". Tese de Mestrado apresentada à USP, 1989.
- [Me95] Mendes, José Carlos.- "Redução de Falhas Em Grandes Transformadores de Alta Tensão". Tese de Doutorado apresentada à USP, 1995.
- [Me99a] Mendes, J. C. . "Relatório Técnico - Análise Suportabilidade dos Transformadores Elevadores da Usina Hidroelétrica de Luiz Gonzaga". Maio, 1999.
- [Me99b] Mendes, J. C.. " Transformadores de Potência em Alta Tensão Sobrecarregamento e Aspectos Relevantes em Projeto e Análise de Estado e Monitoração em Tempo Real". Nota Técnica, Dezembro/1999.
- [Mo89] Monchy, François. "A Função Manutenção". Editora Durban Ltda/EBRAS Editora brasileira Ltda., 1989.
- [Mo96] Morched, A. S. et alli.."Analysis of Internal Winding Stresses in EHV Generator Step-up Transformer Failures". IEEE Transactions on Power Delivery, vol 11, N° 2, a prol/1996.

- [My81] Myers, S. D. et alli. "A Guide to Transformer Maintenance". S. D. Myers. Ohio/U.S.A, 1981.
- [Nu] Nunes, Renato de Aquino Faria., "Modelos Probabilísticos em Sistemas Elétricos ". Escola Federal de Engenharia de Itajubá. s.d..
- [OI] Oliveira, O. B. et alli. "Medições de Ressonâncias em Transformadores de Potência ". SNPTE – Grupo XIII – GEM.
- [OI96] Oliveira, José C. de , et alli. "Curso Sobre Qualidade de Energia" . UFCE e UFU, Fortaleza , julho de 1996.
- [Pe96] Pena, Miguel C. Medina & Barros F<sup>o</sup>, Vespúcio N. A., "Redução da Taxa de Falha de Transformadores e Reatores". In: XXIV Encontro Técnico do GTMS , Vitória – ES , novembro de 1996.
- [Pe00] Pena, Miguel C. Medina, Mendes, J. C. et alli . " Nota Técnica nº 007/2000-SRT/ANEEL". AAP-ANEEL Nº 010, Março, 2000.
- [Pe02] Pena, Miguel C. Medina Pena, et alli. "Experiências e Métodos Aplicáveis à Manutenção da Transmissão". Encontro Técnico da ABRATE, Recife- PE, 19 a 20 de novembro de 2002.
- [Ra92] Radwan, R. M. Et alli. "Investigation of Static Eletrification on Phenomenon due to Transformer oil Flow in Electric Power Appartus". IEEE Transaction on Electric Isulation, vol 27 Nº 2, April, 1992.
- [Sa52] Say, M. G. . "The Performance and Design of Alternating Current Machines". Sir Isaac Pitman & Sons Ltd., London, 1952.
- [Sh01] Shibuya, Y. et alli. "Analysis of Very Fast Transients in Transformer". IPST 2001 – International on Power Systems Transients- Rio de Janeiro, June, 2001.
- [So01] Sokolov, Victor. "Transformer Life Management". II Workshop on Power Transformers – CIGRE, Salvador-Bahia, Brasil, Agosto, 2001.
- [St73] Stigant, S. Austen et alli. "The J&P Transformer Book". Newnes- Butterworths, London, 1973.
- [Un90] Unsworth, J. & Mitchell, F., " Degradation Of Electrical Insulating Paper Monitored With High Performance Liquid Chromatography ", IEEE Transactions on Electrical Insulation , vol. 25 Nº 4 , August 1990. .
- [Wa94] Wagenar, L. B. et alli. " EHV Transformer Dielectric Specification Improvements". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 9, Nº 1, January, 1994.

- [Yo87] Yoshida, H. et alli. "Degradation Of Insulating Materials Of Transformers". IEEE Transactions on Electrical Insulation , Vol. EI-22 Nº 6, December 1987.
- [Ya95] Yakov, Sabitay. "Power Transformers: Operation, Service, Specification and Testing", CESI – CENTRO ELETROTECNICO SPERIMENTALE ITALIANO , 1995.

## - BIBLIOGRAFIA AUXILIAR

- Blume, L. F.** Transformer Engineering – A treatise on the theory , operation and applicactin of transformer.
- CEAC** Transformadores convertidores – enciclopedia ceac de electricidad –(in espanhol) .
- GCOI** Influência dos Sistemas de Preservação na Vida Útil dos Óleos Isolantes e Equipamentos Elétricos. 22º Encontro Técnico do GTMS e 8º Encontro Técnico do CFQ , GCOI , setembro de 1991.
- I.E.E.E.** Guide for Failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors, IEEE C57.125-1991.
- I.E.E.E.** Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, IEEE Std 62-1995.
- Westinghouse** Applied protective relaying.
- Westinghouse** Electrical transmission and distribution – reference book

## Anexo

### Índices de Qualidade de Fornecimento de Energia

Através da Resolução Nº 24, de 27 de Janeiro de 2000, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu para o Setor Elétrico Brasileiro os seguintes indicadores de continuidade de energia:

- **DEC** – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Para apuração do DEC, deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc}$$

Onde:

<i>DEC</i>	=Duração Equivalente da Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de horas;
<i>Ca(i)</i>	= Números de unidades consumidoras interrompidas em um evento ( <i>i</i> ), no período de apuração;
<i>t(i)</i>	= Duração de cada evento ( <i>i</i> ), no período de apuração;
<i>i</i>	=Índices de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
<i>k</i>	= Número máximo de eventos no período considerado;
<i>Cc</i>	=Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

- **FEC** – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Número de Interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora no conjunto considerado.

- **FEC** – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Número de Interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora no conjunto considerado.

Para apuração do FEC, deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc}$$

Onde:

<i>FEC</i>	=Frequência Equivalente da Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;
<i>Ca(i)</i>	= Números de unidades consumidoras interrompidas em um evento ( <i>i</i> ), no período de apuração;
<i>i</i>	= Índices de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
<i>k</i>	= Número máximo de eventos no período considerado;
<i>Cc</i>	=Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado no final do período de apuração.

- **DIC** – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Para apuração do DIC, deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

Onde:

$DIC$	=Duração das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de horas;
$i$	= Índice de interrupções da unidades consumidora, no período de apuração, variando de 1 a $n$ ;
$n$	=Número de interrupções da unidade consumidora considerada no período de apuração; e
$t(i)$	=Tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada no período de apuração.

- **FIC** – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.

Número de interrupções ocorridas no período de observação, em cada unidade consumidora.

Para apuração do FIC, deverá ser utilizada a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Onde:

$FIC$	=Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em número de interrupções;
$n$	=Número de interrupções da unidade consumidora considerada no período de apuração.

- **DMIC** – Duração Máxima de Interrupção contínua por Unidade Consumidora.

Tempo máximo de Interrupção Contínua da distribuição de energia elétrica para uma unidade consumidora qualquer.

Na mesma Resolução Nº 024, foram propostas metas para os indicadores e penalidades por violação das mesmas.