

AMLETO LANDUCCI JÚNIOR

**Manutenção pré-corretiva em transformadores de  
potência - um novo conceito de manutenção**

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Ruy Alberto Corrêa Altafim



*Dedico este trabalho à minha esposa Regina e a meus filhos Joana, Henrique e Vinícius, pelo constante incentivo recebido, pelo respeito e compreensão por todas as horas de lazer em família que postergamos para que esta pesquisa se viabilizasse.*



## *Agradecimentos*

---

O autor gostaria de agradecer ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo (EESC-USP) e à CPFL Piratininga (Companhia Piratininga de Força e Luz), pelo suporte técnico e financeiro que permitiram o desenvolvimento deste trabalho.



# Resumo

Landucci Júnior, Amleto. *Manutenção pré-corretiva em transformadores de potência - um novo conceito de manutenção*. São Carlos, 2009 Tese de Doutorado - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Um importante diferencial competitivo das empresas distribuidoras de energia elétrica é a gestão da utilização dos seus ativos elétricos. Dentre eles destaca-se o transformador de potência em função de sua importância estratégica no fornecimento de energia aos grandes centros de carga. Para minimizar os impactos operacionais e sociais associados às interrupções do fornecimento de energia elétrica, estes equipamentos devem ter suas principais características constantemente monitoradas para que haja controle efetivo e garantia de funcionamento adequado e otimizado. O monitoramento das suas principais características é um ponto crítico que deve ser constantemente aprimorado, pela indiscutível importância destes ativos elétricos na continuidade do fornecimento de energia elétrica. Este trabalho apresenta proposta para avaliação em tempo real de falhas em Transformadores de Potência, para que sejam monitorados remotamente pela Distribuidora, através do seu respectivo Centro de Operação do Sistema Elétrico, propiciando assertividade e rápida tomada de decisão gerencial em ocorrências de falhas internas, reduzindo os custos associados à interrupção do fornecimento de energia elétrica, diminuindo significativamente os tempos de restabelecimento do fornecimento e conseqüentemente minimizando impactos nos principais Indicadores de Qualidade Operacional da Distribuidora.

**Palavras-Chave:** Falhas internas em transformadores de potência, Monitoramento remoto, Gases chaves, Gases livres, Sensores de gás acetileno, Manutenção pré-corretiva.



# Abstract

Landucci Júnior, Amleto. *Pre-corrective maintenance of power transformers - a new maintenance concept*. São Carlos, 2009 Doctoral Thesis - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

An important competitive edge of electric power distribution companies is their electric assets utilization management. Among them stands out the power transformer because of its strategic importance in the energy supply to high demand areas. To minimize operational and social impacts associated to the electric energy supply interruptions these equipments must to have their main characteristics constantly monitored to have effective control and optimizer functioning warranty. The main characteristics monitoring is a critical point which must be constantly improved, for the unquestionable importance of these electric assets in the electric energy supply continuity. This work shows a proposal to the real time power transformer failure, to remote monitoring by the utilities thru its respective Electric System Operation Center, enabling assertively and fast management decision making in internal failure occurrences, reducing costs associated with electric energy supply interruption, decreasing the supply reestablishing times and consequently minimizing the impacts on the main Distribution Operational Quality Indicators.

**Key–Words:** Internal failure in power transformers, Remote monitoring, Key gases, Free gases, Acetylene gas sensors, Pre-corrective maintenance.



# Lista de Figuras

2.1	Amostras de óleo isolante com diferentes tonalidades. [1] . . . . .	8
2.2	Relação entre a resistência mecânica do papel e a acidez do óleo. [2] . . . . .	9
2.3	Sistemas abertos de preservação com secador. [3] . . . . .	11
2.4	Sistemas fechados de preservação. [3] . . . . .	12
2.5	Núcleo de um transformador com isolamento sólida feita por papel. . . . .	13
2.6	Variação da resistência mecânica do papel isolante em função da umidade. [4] . . . . .	14
2.7	Efeito da umidade sobre o envelhecimento do papel isolante. [5] . . . . .	15
2.8	Técnicas para medição da temperatura do transformador. [6] . . . . .	17
2.9	Curva de carga aplicada, temperatura e perda de vida. [7] . . . . .	18
2.10	Limites de temperatura, de acordo com a condição de operação. [8] . . . . .	19
3.1	Curva da Banheira - falhas em transformadores de potência. [9] . . . . .	22
3.2	Falhas em grandes Transformadores com comutador de derivações sob carga. . . . .	23
3.3	Falhas em transformadores sem comutador de derivações sob carga. . . . .	24
3.4	Causas principais de Falhas em Transformadores em serviço. . . . .	25
3.5	Custo da interrupção categoria residencial. [10] . . . . .	34
3.6	Custo da interrupção, valores médios do estado de São Paulo. [10] . . . . .	34
4.1	Esquema básico de Proteção para transformador com configuração $\Delta$ -Y. [11] . . . . .	39
4.2	Esquema básico de ligação de um relé diferencial. . . . .	40
4.3	Corrente de magnetização típica - inrush. [12] . . . . .	41

---

4.4	Relé de pressão súbita, esquema construtivo e instalação. [13]	43
4.5	Relé detector de gás - relé Buchholz.	44
4.6	Câmara coletora de gases e flutuadores.	45
4.7	Flutuadores e ampolas de mercúrio.	45
4.8	Componentes do relé Buchholz.	46
5.1	Exemplo de câmara utilizada em termovisão - FLIR Systems. [14]	51
5.2	Espectro Eletromagnético e a Radiação Infravermelha.	51
5.3	Ponto quente na conexão do barramento de alta tensão. [14]	53
5.4	Baixo nível de óleo isolante provocando sobreaquecimento. [14]	53
5.5	Sobreaquecimento no comutador de taps do transformador. [14]	54
5.6	Porcentagem da cadeia Carbônica - Diagrama ternário. [3]	55
5.7	Características Físicas do óleo mineral isolante. [3]	56
5.8	Ensaio físico-químico em óleo mineral isolante. [15]	58
5.9	Valores limites de características do óleo isolante. [16]	59
5.10	Tratamento do óleo mineral pelo sistema termo-vácuo. [4]	61
5.11	Exemplo de uma máquina utilizada na regeneração. [1]	62
5.12	Coleta de óleo para análise físico-química.	63
5.13	Quantidade de $CO_2$ dissolvido no óleo em função da idade do transformador. [17]	70
5.14	Quantidades normais e anormais de gases dissolvidos no óleo. [4]	70
5.15	Gases Chaves relacionados com os defeitos. [18]	71
5.16	Composição dos gases pela ocorrência de arco elétrico no óleo. [19]	72
5.17	Composição dos gases pela ocorrência de descarga parcial no óleo. [19]	72
5.18	Composição dos gases pela ocorrência de superaquecimento no óleo. [19]	73
5.19	Composição dos gases pela ocorrência de superaquecimento na celulose. [19]	73
5.20	Perfil típico dos gases pela ocorrência de eletrólise. [19]	74
5.21	Cromatógrafo Portátil para análise em campo de 7 gases diferentes. [20]	74

---

5.22	Coleta de amostra do óleo mineral isolante do transformador. [1]	76
5.23	Estrutura da molécula de celulose. [1]	77
5.24	Valores Limites de Grau de Polimerização. [3]	79
5.25	Expectativa de vida útil do papel isolante. [3]	79
5.26	Degradação Hidrolítica da Celulose. [21]	80
5.27	Evolução do grau de polimerização (DP) e do furfural (2FAL). [22]	81
5.28	Auto-transformador móvel de 36,6 MVA - 138-69 kV.	83
5.29	Subestação móvel de 20MVA - 138-13,8kV.	83
5.30	Instalação da subestação móvel de 20MVA na SE Boa Vista.	84
5.31	Falha incipiente apontada através da análise cromatográfica.	85
5.32	Defeito térmico de alta temperatura apontado na análise cromatográfica.	86
5.33	Solução adotada para reparar o mau-contato das conexões.	86
5.34	Acompanhamento da evolução dos gases - transformador de 15MVA.	88
5.35	Aspecto geral da parte ativa lado alta tensão - em detalhe o comutador.	89
5.36	Defeito térmico de alta temperatura apontado na análise cromatográfica.	90
5.37	Incêndio no transformador de potência da subestação.	91
5.38	Autotransformador totalmente danificado.	92
6.1	Diagnóstico de falhas utilizando o triângulo de Duval. [23]	94
6.2	Método de Doernenburg - fluxograma da análise das relações. [24]	95
6.3	Concentração dos gases dissolvidos. [24]	95
6.4	Relações para gases chaves - método de Doernenburg. [24]	96
6.5	Método de Rogers - fluxograma da análise das relações. [24]	97
6.6	Relações para gases chaves - método de Rogers. [24]	98
6.7	Coefficiente de solubilidade de Ostwald (K). [19]	100
7.1	Diagrama do sistema SENTRY da QualiTROL. [25]	103
7.2	Equipamento HYDRAN para monitoração de transformadores. [26]	105

---

7.3	Equipamento Calisto para monitoração de transformadores. [20]	105
7.4	Equipamento SERVERON para monitoração de transformadores. [27]	106
7.5	Equipamento Kelman Transfix para monitoração de transformadores. [28]	107
7.6	Equipamento Weidmann Centurion para monitoração de transformadores. [29]	108
8.1	Sequência lógica para manutenção em transformadores de potência.	111
8.2	Relé auxiliar de bloqueio do transformador - relé 86T.	112
8.3	Esquema básico do monitoramento proposto.	113
8.4	Simulações de curto-circuito de alta tensão - USP.	114
8.5	Lógica de funcionamento do protótipo experimental.	115
8.6	Montagem do circuito sensor de gases combustíveis/inflamáveis.	116
8.7	Circuito eletrônico do sensor de gases combustíveis/inflamáveis.	116
8.8	Câmara para análise dos gases livres.	117
8.9	Detalhes do acoplamento do sensor de gases combustíveis/inflamáveis ao relé Buchholz.	118
8.10	Válvula pneumática - Belton VP148242. [30]	119
8.11	Circuito eletrônico do conversor Analógico/Digital.	120
8.12	Placa do circuito eletrônico do conversor Analógico-Digital.	120
8.13	Circuito eletrônico do microcontrolador.	121
8.14	Placa do circuito eletrônico do microcontrolador.	122
8.15	Circuito eletrônico dos relés de comando.	123
8.16	Placa do circuito eletrônico dos relés de comando.	124
8.17	Arranjo para simulações de funcionamento - laboratório EESC-USP.	125
8.18	Bancada para testes do protótipo experimental - laboratório EESC-USP.	126
8.19	Painel de controle do protótipo modular.	127
8.20	Diagrama funcional do protótipo de monitoramento remoto do transformador.	127
8.21	Microcontrolador CLW-02/20VR-D - WEG.	128

---

8.22	Diagrama lógico de funcionamento. . . . .	128
8.23	Fontes de alimentação DC. . . . .	129
8.24	Montagem final do painel de controle do protótipo de monitoramento. . . . .	129
8.25	Gerenciador de alarmes - Mauell ME3011net. . . . .	130
8.26	Sistema de transmissão de dados via telefonia celular. . . . .	130
8.27	Subestação Itápolis 25MVA/138kV. . . . .	131
8.28	Painel para abrigar o gerenciador de alarmes, modem e rádio transmissor. . . . .	131
8.29	Sistema de transmissão de dados. . . . .	132
8.30	Painel de controle instalado no transformador 25MVA/138kV da SE Itápolis. . . . .	132
8.31	Posicionamento do relé Buchholz do transformador da SE Itápolis. . . . .	133
8.32	Instalação futura a ser realizada no transformador da SE Itápolis. . . . .	133
8.33	Centro de Operação do Sistema Elétrico em Ribeirão Preto - SP. . . . .	134
8.34	Tela do microcomputador com o monitoramento on-line da SE Itápolis. . . . .	134
9.1	Custos da implementação do equipamento de monitoramento remoto de gases livres. . . . .	137
A.1	Relações entre gases típicos e falhas correspondentes. [19] . . . . .	149
B.1	Análises físico-químicas - condições normais do óleo mineral isolante. . . . .	152
B.2	Análises cromatográficas - evolução normal dos gases. . . . .	153
B.3	Análises cromatográficas - evolução normal dos gases. . . . .	154
B.4	Análises cromatográficas - identificação de anormalidade. . . . .	155
C.1	Ciclo de carga real. [31] . . . . .	159
C.2	Curvas de expectativa de vida útil. [31] . . . . .	160
C.3	Ciclo genérico com dois níveis de carga e temperaturas resultantes. [31] . . . . .	161



# Lista de Abreviaturas e Siglas

<b>ABNT</b>	Associação Brasileira de Normas Técnicas
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>ANSI</b>	American National Standards Institute
<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials Standards from ANSI
<b>AT</b>	Alta Tensão
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>CA</b>	Corrente Alternada
<b>CDMA</b>	Code Division Multiple Access
<b>CC</b>	Corrente Contínua
<b>CIGRÉ</b>	Conférence Internationale des Grandes Réseaux Electriques à haute tension
<b>CLP</b>	Controlador Lógico Programável
<b>CSPE</b>	Comissão de Serviços Públicos do Estado de São Paulo
<b>DEC</b>	Duração Equivalente por Consumidor
<b>DGA</b>	Dissolved Gas Analysis
<b>EAT</b>	Extra Alta Tensão
<b>EENS</b>	Expectativa de Energia Não Suprida
<b>EESC</b>	Escola de Engenharia de São Carlos
<b>FEC</b>	Frequência Equivalente por Consumidor

<b>FFT</b>	Transformada Rápida de Fourier
<b>GCOI</b>	Grupo Coordenador de Operação Interligada
<b>GP</b>	Grau de Polimerização
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>PC</b>	Computador Pessoal
<b>P&amp;D</b>	Pesquisa e Desenvolvimento
<b>QEC</b>	Queensland Electricity Commission
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>SE</b>	Subestação
<b>Relé 86T</b>	Relé auxiliar de bloqueio do transformador
<b>TC</b>	Transformador de Corrente
<b>TP</b>	Transformador de Potencial
<b>USP</b>	Universidade de São Paulo
<b>2-FAL</b>	2-Furfuraldeído

# Lista de Símbolos

$^{\circ}C$	Graus Celsius
$cm$	centímetros
$mm$	milímetros
$ml$	mililitros
$\mu m$	micro metro
$ppb$	parte por bilhão
$ppm$	parte por milhão



# Sumário

<b>Resumo</b>	<b>vii</b>
<b>Abstract</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de Abreviaturas e Siglas</b>	<b>xvii</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Constatação técnica e identificação da oportunidade de desenvolvimento do novo sensor . . . . .	3
1.2 Necessidade operativa e ganhos com o novo sistema de monitoramento . . .	4
1.3 Síntese da formatação deste trabalho . . . . .	5
<b>2 Óleo mineral isolante e vida útil dos transformadores de potência</b>	<b>7</b>
2.1 Oxidação do óleo mineral isolante . . . . .	8
2.2 Sistemas de preservação do óleo mineral isolante . . . . .	10
2.3 Envelhecimento do isolamento dos transformadores de potência . . . . .	13
2.4 Temperatura de operação e carregamento do transformador . . . . .	16
<b>3 Falhas em transformadores de potência</b>	<b>21</b>
3.1 Responsabilidades das concessionárias de energia elétrica . . . . .	27
3.1.1 Restabelecimento emergencial do fornecimento da energia elétrica . .	27
3.2 Impactos nos indicadores de qualidade e penalidades . . . . .	29
3.2.1 Custos operacionais e impactos sociais das interrupções . . . . .	31
<b>4 Proteções de transformadores de potência</b>	<b>37</b>
4.1 Detecção elétrica de falhas em transformadores . . . . .	38
4.1.1 Proteção por fusíveis . . . . .	39
4.1.2 Proteção por relé diferencial . . . . .	40

---

4.1.3	Proteção por relé de sobrecorrente . . . . .	41
4.2	Detecção mecânica de falhas em transformadores . . . . .	42
4.2.1	Relé de pressão súbita . . . . .	42
4.2.2	Relé de temperatura . . . . .	43
4.2.3	Relé detector de gás - relé Buchholz . . . . .	44
4.3	Reenergização de transformadores após desligamento por proteção . . . . .	47
<b>5</b>	<b>Manutenções em transformadores de potência</b>	<b>49</b>
5.1	Manutenções preditivas . . . . .	49
5.1.1	Análise termográfica em transformadores de potência . . . . .	50
5.1.2	Análise físico-química do óleo mineral isolante . . . . .	55
5.1.3	Análise cromatográfica do óleo mineral isolante . . . . .	65
5.1.4	Análise do grau de polimerização do papel isolante . . . . .	77
5.1.5	Análise dos furfuraldeídos presentes no óleo mineral isolante . . . . .	80
5.2	Manutenções preventivas . . . . .	81
5.3	Manutenções Corretivas . . . . .	89
<b>6</b>	<b>Diagnóstico de falhas em transformadores de potência</b>	<b>93</b>
6.1	Método de Duval . . . . .	94
6.2	Método de Doernenburg . . . . .	94
6.3	Método de Rogers . . . . .	97
6.4	Análise dos gases livres . . . . .	98
<b>7</b>	<b>Monitoramento dos principais parâmetros dos transformadores</b>	<b>101</b>
7.1	Sensores para análise on-line das características do óleo isolante . . . . .	103
7.1.1	Monitores de gás combustível . . . . .	104
7.1.2	Monitores multi-gás . . . . .	106
7.1.3	Monitores da qualidade do óleo . . . . .	107
7.2	Escolha do equipamento de monitoração . . . . .	108
<b>8</b>	<b>Nova metodologia de monitoramento on-line através dos gases livres</b>	<b>109</b>
8.1	Manutenção pré-corretiva - um novo conceito de manutenção . . . . .	110
8.2	Desenvolvimento experimental da proposta de monitoramento . . . . .	113
8.3	Concepção final e montagem do equipamento de monitoramento . . . . .	117
8.3.1	Lógica de funcionamento . . . . .	117
8.3.2	Circuitos de controle . . . . .	118
8.3.3	Montagem final do protótipo . . . . .	119
8.3.4	Gerenciador de alarmes . . . . .	120

---

8.3.5	Sistema de transmissão de dados . . . . .	121
8.4	Testes de campo da nova metodologia de monitoramento . . . . .	123
<b>9</b>	<b>Conclusões</b>	<b>135</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>139</b>
	<b>Apêndice</b>	<b>147</b>
<b>A</b>	<b>Metodologia para diagnóstico de defeitos em transformadores</b>	<b>147</b>
<b>B</b>	<b>Resultados reais de análises físico-químicas e cromatográficas</b>	<b>151</b>
<b>C</b>	<b>Expectativa de vida e ciclo de carga do transformador</b>	<b>157</b>



# Capítulo 1

## Introdução

Dentre os equipamentos presentes no sistema elétrico de distribuição, os transformadores de potência têm importância fundamental no seu desempenho. Falhas nesses equipamentos além de ocasionar interrupções do fornecimento de energia elétrica em grandes blocos de carga, geram também elevados custos operacionais relacionados à logística das substituições dos transformadores avariados, além de altos custos com as próprias manutenções corretivas.

Um grande diferencial para as empresas distribuidoras de energia é o gerenciamento da utilização de seus transformadores de potência, que embora projetados para uma vida útil de 20 a 35 anos, programas adequados de manutenção e monitoramento podem estender a vida desses equipamentos para mais de 60 anos. O diagnóstico rápido do estado físico do equipamento é fundamental para uma gestão eficiente das suas condições adequadas de funcionamento.

É latente no estado da arte a necessidade de estudos e análises de problemas envolvendo falhas em transformadores de potência. Existem lacunas que permitem o desenvolvimento de metodologias e ferramentas computacionais, para implementação de novos modelos de avaliação de risco de falhas de transformadores e de aplicação de novos métodos de ensaios para identificação do grau de risco destas falhas, geralmente geradas por problemas não-detectáveis através de métodos convencionais.

O monitoramento on-line é indiscutivelmente a melhor forma de acompanhar a evolução dos principais parâmetros dos transformadores de potência, porém economicamente seu uso não se justifica de forma generalizada para todas as subestações, principalmente com transformadores de pequeno e médio porte, mesmo existindo cargas críticas

e necessidades especiais dos consumidores ligados à estes equipamentos. Atualmente o alto custo dos equipamentos de monitoração on-line conseguem se justificar apenas para transformadores críticos de grandes capacidades.

Ainda são extremamente desejáveis para as concessionárias de serviços de energia elétrica, equipamentos/sensores alternativos, de baixo custo, que possibilitem avaliar o grau de confiabilidade e de probabilidade de falha dos transformadores, que tragam subsídio para a manutenção, para a operação do sistema elétrico e principalmente que possibilitem uma rápida tomada de decisão gerencial após uma falha no transformador, autorizando a reenergização ou não deste equipamento. Se possuir todas estas características, o equipamento/sensor torna-se extremamente funcional e voltado para as necessidades do setor elétrico.

A proposta deste trabalho é provar que é possível desenvolver no Brasil soluções seguras, confiáveis e economicamente viáveis e ocupar esta lacuna existente na operação do sistema elétrico quanto a incerteza da reenergização imediata de transformadores de potência que acabaram de provocar interrupção do fornecimento de energia através de suas proteções inerentes.

O principal diferencial desta proposta é o desenvolvimento de um protótipo para monitoramento dos gases livres dentro do transformador, que tem seu ineditismo exatamente por ser de baixo custo, possibilitar implantação imediata, não necessitar grandes adaptações nos atuais transformadores de potência e que disponibilize informações imediatas ao Centro de Operação do Sistema elétrico - COS da concessionária, logo após ter ocorrido uma falha nestes transformadores.

Com esta premissa, estabelece-se um novo conceito de manutenção que é definido como "Manutenção pré-corretiva", onde se obtém informações através deste equipamento/sensor, sobre a criticidade da falha que acabou de ocorrer no transformador, dando subsídios para uma rápida tomada de decisão gerencial quanto a reenergização, ou não, deste equipamento e quais ações devem ser rapidamente disparadas antes da manutenção corretiva para minimizar os impactos da falha aos consumidores.

Este novo conceito de Manutenção pré-corretiva contribui significativamente como ferramenta de diagnóstico, avaliando on-line a criticidade das falhas internas dos transformadores de potência. Assim como as manutenções preditivas se antecipam às manutenções preventivas, diagnosticando as falhas incipientes e direcionando para a solução mais assertiva de manutenção preventiva, de forma análoga, a manutenção pré-corretiva

---

também se antecipa às manutenções corretivas disponibilizando um diagnóstico on-line da criticidade da falha que acabou de ocorrer, possibilitando ações gerenciais mais assertivas para iniciar adequadamente as manutenções corretivas, visando o rápido restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

O consumidor passa a ser diretamente beneficiado com um tempo menor de interrupção do fornecimento de energia elétrica, os custos diretos, indiretos e sociais desta interrupção são significativamente minimizados e os indicadores de continuidade do serviço de energia elétrica não sofrem violentas degradações, expondo a concessionária a pesadas penalidades junto ao poder concedente.

## **1.1 Constatação técnica e identificação da oportunidade de desenvolvimento do novo sensor**

A formação de gases em equipamentos elétricos imersos em óleo podem ocorrer devido ao processo de envelhecimento natural e/ou, em maior quantidade, como resultado de falhas. A operação em presença de falhas pode causar sérios estragos aos equipamentos, logo é de grande interesse que se possa detectar a falha em seu estágio inicial de desenvolvimento, podendo a natureza e importância das falhas ser precisadas a partir da composição dos gases e da rapidez com que são formados.

No caso da ocorrência de uma falha incipiente, as quantidades de gases gerados são pequenas. Esses gases dissolvem-se no líquido isolante, sendo que gases livres serão encontrados somente em casos especiais. Os gases dissolvidos serão divididos entre as fases líquida e gasosa, por difusão. A análise periódica de amostras de óleo, quanto a gases dissolvidos, é uma das formas mais eficientes de se detectar falhas nestes equipamentos.

Além do calor, conduzem também à formação de gases da isolação as Descargas parciais (corona) e os Arcos elétricos, que são descargas elétricas prolongadas e intensas. Quando há uma falha incipiente em evolução no transformador, a concentração dos gases a ele associados ultrapassa os valores normais de degradação da isolação dos estabelecidos em ensaios de laboratório.

As bolhas dos gases se dissolvem totalmente no óleo quando ele não estiver saturado e desde que seu contato com o mesmo se dê por tempo prolongado. Se o contato for por curto espaço de tempo, as bolhas de gases não se dissolvem totalmente e o excesso se acumulará na parte superior do transformador e no relé Buchholz. Análises de gases

recolhidos do relé Buchholz comprovam que, quando o óleo está saturado de gases, pode haver uma troca entre os gases dissolvidos e os da bolha, até ser atingido um estado de equilíbrio.

Se os gases coletados pelo relé Buchholz forem imediatamente analisados logo após a ocorrência da atuação do relé auxiliar de bloqueio do transformador - 86T, o gás acetileno poderá ser identificado na composição destes gases, o que indicará a ocorrência de arco elétrico de grande intensidade dentro do transformador.

Através de adaptação de um sensor específico no próprio relé Buchholz, pode-se obter informações on-line sobre a presença, ou não, de gases combustíveis/inflamáveis, evitando desta forma que o transformador seja reenergizado na presença destes gases, pois nesta condição existe grande probabilidade do gás acetileno estar presente, o que danificaria ainda mais o transformador com uma segunda falta provocada pela reenergização.

## **1.2 Necessidade operativa e ganhos com o novo sistema de monitoramento**

Em todo desligamento geral de Subestação causado pelo acionamento do relé auxiliar de bloqueio do transformador - 86T, causa dúvidas e incertezas no Centro de Operação do Sistema elétrico - COS para autorizar ou não a reenergização do transformador.

Sistematicamente nestas situações aguarda-se o deslocamento de equipes especializadas em equipamentos de subestação, que devem ser acionadas para verificar se o bloqueio foi devido ao acúmulo de gases combustíveis/inflamáveis no relé Buchholz. Para se constatar a presença destes gases, realiza-se um teste prático em campo, liberando pequena quantidade do gás através de um registro existente no próprio relé Buchholz para verificar se o mesmo é ou não combustível/inflamável.

Caso haja a presença de gás combustível, existe grande probabilidade de existir o gás acetileno. O Centro de Operação do Sistema Elétrico - COS, deve ser comunicado para que seja providenciado o transporte de uma Subestação móvel para suprir o fornecimento de energia elétrica daquela subestação bloqueada. O tempo de restabelecimento torna-se muito elevado e os custos sociais devido à interrupção do fornecimento de energia são praticamente incalculáveis.

Com o monitoramento remoto proposto neste trabalho, será possível a in-

---

formação sobre a presença de gases combustíveis/inflamáveis no relé Buchholz, possibilitando uma rápida tomada de decisão.

Desta forma, os tempos de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aos consumidores serão significativamente diminuídos, devido a assertividade da decisão tomada, os custos sociais e os indicadores de continuidade do serviço de energia elétrica associados à interrupção do fornecimento também serão sensivelmente menores.

### **1.3 Síntese da formatação deste trabalho**

Este trabalho aborda no Capítulo 2 os principais fatores que degradam o óleo mineral isolante e as condições críticas que aceleram o envelhecimento dos transformadores de potência, reduzindo sua vida útil.

No Capítulo 3 são apresentadas as principais falhas em transformadores de potência que levam a interrupções em grandes blocos de carga, as responsabilidades e as consequentes penalidades atribuídas às Concessionárias de energia elétrica, abordando os custos diretos e os intangíveis destas interrupções.

No Capítulo 4 as principais proteções elétricas e mecânicas utilizadas em transformadores de potência, com ênfase para o relé detector de gás - relé Buchholz, onde esta tese se desenvolve.

No Capítulo 5 conceitua-se as principais manutenções utilizadas em transformadores de potência, enfatizando as manutenções preditivas e as consequentes manutenções preventivas, procurando se antecipar aos defeitos para reduzir ao máximo as indesejáveis manutenções corretivas.

No Capítulo 6 são apresentados os principais métodos de diagnósticos de falhas em transformadores de potência, utilizados principalmente em falhas incipientes identificadas durante as manutenções preditivas.

No Capítulo 7 são apresentadas metodologias de monitoramento das principais características dos transformadores de potência e alguns equipamentos disponíveis no mercado destinados a monitoramentos específicos, de acordo com a importância do transformador e a necessidade de informações on-line.

No Capítulo 8 o novo conceito de Manutenção pré-corretiva é apresentado, mostrando sua significativa contribuição como ferramenta de diagnóstico antes de iniciar

a manutenção corretiva. Neste mesmo capítulo é mostrado toda pesquisa e o desenvolvimento do equipamento de monitoramento remoto on-line dos gases livres encontrados nos transformadores de potência logo após a ocorrência de uma falha interna, para que decisões mais assertivas de manutenção corretiva possam ser tomadas.

## Capítulo 2

# Óleo mineral isolante e vida útil dos transformadores de potência

Transformadores de potência utilizam óleo mineral isolante desde antes de 1887. Estes óleos minerais, conhecidos como parafínicos, apresentam grande disponibilidade na natureza e por consequência baixo custo, além de possuírem propriedades como resistência ao fogo e alta permissividade.

As duas principais funções do óleo isolante são: atuar como dielétrico e ser um veículo para refrigeração do equipamento. Para servir como um meio dielétrico o óleo deve ser livre de água e materiais em suspensão e para atuar como meio refrigerante o óleo necessita ter baixa viscosidade e uma boa capacidade de transferência de calor. A oxidação dos óleos minerais a base de parafina davam origem a borras insolúveis e consequente aumento de sua viscosidade. Disto resultava uma significativa diminuição da capacidade de transferência de calor, implicando no seu sobre aquecimento e na redução de sua vida útil.

Por estas razões, os óleos minerais parafínicos foram substituídos pelos óleos sintéticos naftênicos, os quais se oxidam mais facilmente do que os óleos parafínicos, porém os produtos desta oxidação são solúveis no próprio óleo, não gerando borras indesejáveis, nem diminuindo a capacidade de transferência de calor. [32, 33, 34]

Nos principais guias que definem os parâmetros de funcionamento dos transformadores de potência (IEC, ANSI, e IEEE), o principal fator considerado como responsável pelo fim de vida somente relaciona-se com o fator térmico dos transformadores. A temperatura de um transformador representa o maior impacto na vida do isolamento, pois

acelera todos os fatores indesejáveis de degradação da isolação. Logo, pode-se dizer que a vida dos transformadores é igual a vida do isolamento, o qual depende da durabilidade mecânica e da integridade elétrica. [35]

Quando o transformador é novo, ele possui resistências elétrica e mecânica suficientes para suportar grandes esforços mecânicos, devido a curtos-circuitos externos. Com o envelhecimento do transformador, a capacidade de seu isolamento pode se degradar a ponto de não mais suportar eventos como curtos-circuitos ou sobre-tensões transitórias. O grande desafio das Distribuidoras de energia elétrica é manter estes equipamentos em ótimas condições operativas, procurando evitar ao máximo a ocorrência destas falhas. [32]

Para melhor se adequar a esta realidade, as Distribuidoras têm mudado ao longo do tempo o conceito de manutenção, passando de manutenção periódica para manutenção baseada nas condições de funcionamento do equipamento, o que tem refletido significativamente no aumento de vida útil destes equipamentos.

O desenvolvimento de técnicas não intrusivas para monitoramento e diagnóstico das condições internas dos transformadores se faz cada vez mais necessário, pois sendo diagnosticado um problema, o transformador deve ser reparado ou substituído antes que ocorra uma falha. [32, 36, 37]

## 2.1 Oxidação do óleo mineral isolante

A primeira indicação da oxidação do óleo é a mudança de sua cor característica. O óleo isolante novo tradicionalmente é amarelo pálido e límpido, isento de materiais em suspensão. À medida que o óleo vai deteriorando, sua cor muda, vide Figura 2.1, tornando-se mais escura. Não é uma propriedade crítica, mas é útil como avaliação comparativa.



Figura 2.1: Amostras de óleo isolante com diferentes tonalidades. [1]

Uma vez oxidado, ácidos são produzidos impactando em uma série de mudanças

físicas e químicas em sua propriedade. A tensão interfacial do óleo é reduzida e a água torna-se mais solúvel no óleo. A presença destes ácidos reduz a resistividade elétrica do óleo e aumenta sua perda dielétrica, além de reduzir sensivelmente a resistência mecânica do papel isolante à medida que a acidez do óleo aumenta, como pode ser visto na Figura 2.2, a qual mostra a relação entre a resistência à tração do papel manilha (0,076mm) secado em vácuo e impregnado de óleo versus a acidez, a qual foi desenvolvida por oxidação em recipientes abertos e em contato com o ar livre a 100°C. [2, 3, 4, 38]

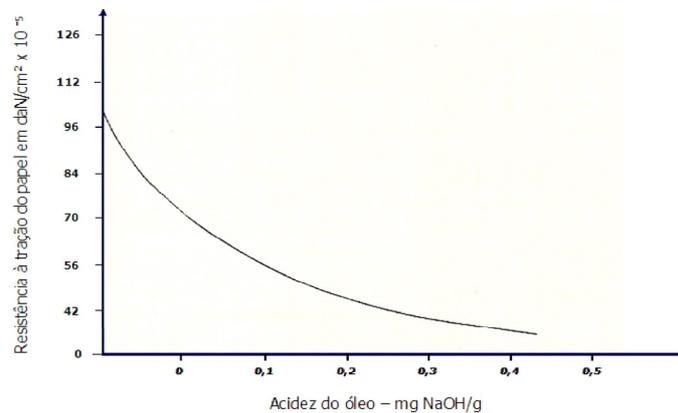


Figura 2.2: Relação entre a resistência mecânica do papel e a acidez do óleo. [2]

A oxidação do óleo mineral isolante e os compostos ácidos solúveis também passam a formar produtos insolúveis, compondo um material denominado sedimento ou borra, que é o produto final da oxidação do óleo, o qual ataca o material isolante, resultando na debilitação do sistema de isolamento.

Essa borra dificulta a circulação do óleo, além de se depositar sobre a isolação sólida dos enrolamentos, núcleo, radiadores e paredes do tanque. Este fato contribui diretamente para a elevação de temperatura, além de dificultar a dissipação de calor [7]. Estima-se que uma camada de sedimento de 3 a 6 mm sobre a isolação da parte ativa possa resultar em uma elevação de 10°C a 15°C na temperatura de operação do transformador. [4]

A oxidação aumenta a viscosidade do óleo que diretamente também diminui a eficiência de refrigeração, resultando no sobreaquecimento do transformador. O óleo avariado progressivamente perde sua estabilidade dielétrica e torna-se corrosivo e não mais apropriado para o uso. [38]

## 2.2 Sistemas de preservação do óleo mineral isolante

A água é o principal catalisador das modificações dos dielétricos sólidos e líquidos, sendo que sua presença dentro dos transformadores pode ser resultante do próprio processo de degradação do óleo isolante e do papel isolante, como pode ainda ter sido absorvida (umidade) do meio ambiente, juntamente com o oxigênio, em transformadores que possuem sistemas abertos de preservação que permitem o contato do ar atmosférico com o óleo. [3, 7, 38]

Variações de temperatura ambiente ou do próprio carregamento do transformador ou regulador de tensão provocam a expansão ou contração do volume de óleo, fazendo com que estes equipamentos "*respirem*", levando o ar atmosférico para seus interiores, colocando o óleo isolante em contato com umidade e oxigênio. Oxigênio em contato com óleo produz a oxidação do óleo, além da produção de ácidos e componentes polares. O processo é acelerado pelo calor que provoca um envelhecimento substancial no papel isolante, o qual possui fraca estabilidade térmica. [38]

Para minimizar estes efeitos foram desenvolvidos dispositivos de preservação do óleo mineral isolante, que são fundamentais para a prevenção da deterioração do óleo e da celulose, evitando a contaminação por umidade, impurezas e oxigênio do ar além de minimizar os riscos de falhas, a perda de vida útil do equipamento e diminuir significativamente as intervenções com manutenção, tratamento e regeneração do óleo.

Os sistemas de preservação podem ser divididos em dois grupos: Sistemas abertos e Sistemas fechados. No Brasil, até a década de 60 utilizavam-se tradicionalmente os sistemas abertos de preservação, sendo adotado a partir daí sistemas fechados de preservação com uso de bolsas ou membranas de borracha, similares aos adotados na Europa. Sistemas fechados com gás inerte são originários de critérios adotados nos Estados Unidos. Estes sistemas possuem as seguintes características [3, 39]:

### ***I - Sistemas abertos:***

- **Respiro direto** : Atualmente estes sistemas são raramente encontrados no sistema elétrico, pela aceleração do processo de oxidação do óleo isolante que este sistema provoca pelo contato direto do óleo isolante com o oxigênio e a umidade do ar atmosférico.
- **Sistema de tanque de expansão aberto** : Utiliza um pequeno tanque denomi-

nado conservador, a fim de manter um mínimo contato com do óleo do transformador ou regulador com o ar atmosférico, propiciando a variação de volume x temperatura de forma adequada.

- **Respiro através de sílica gel sem conservador** (Figura 2.3(a))
- **Respiro através de sílica gel com conservador** (Figura 2.3(b))

A sílica gel apresenta características de absorção da umidade do ar, enquanto estiver predominantemente na cor azul. Desta forma, inspeções periódicas visuais devem ser realizadas para garantir que o secador esteja funcionando corretamente, pois quando a sílica gel apresentar a cor rosa, deve ser imediatamente substituída para evitar que a umidade do ar entre em contato com o óleo isolante do transformador.

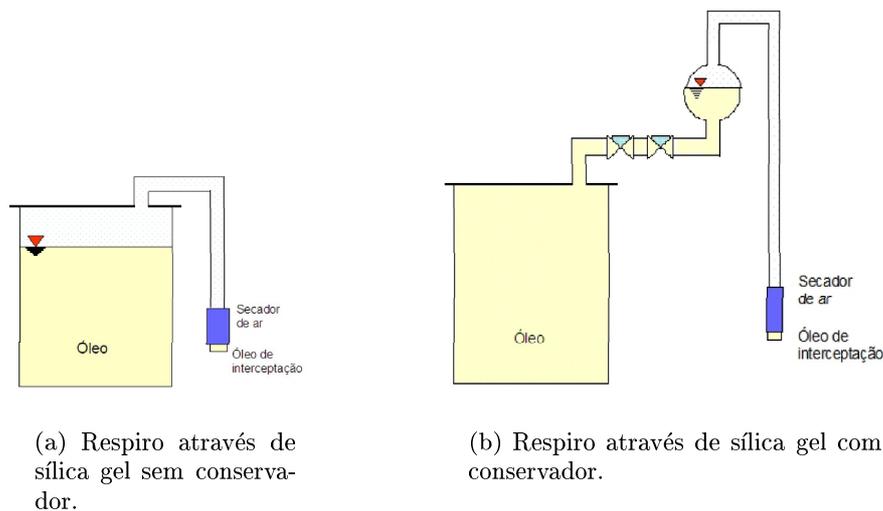


Figura 2.3: Sistemas abertos de preservação com secador. [3]

## ***II - Sistemas fechados:***

Atualmente, transformadores de potência e reguladores de tensão são projetados somente com sistemas fechados, denominados selagens, para que haja a preservação do óleo mineral isolante. A selagem é uma técnica utilizada há décadas no mundo inteiro, com o uso de diversas alternativas tecnológicas [3, 39], sendo que as mais frequentemente encontradas nestes equipamentos são:

- **Tanque totalmente cheio de óleo:** Usado para pequenos transformadores, ficando este completamente cheio de óleo e totalmente selado, isolando a atmosfera.

- **Sistema de tanque de ar selado - sem conservador** : Usado para pequenos e médios transformadores, ficando este completamente selado, porém, deixando um certo espaço sobre o nível do óleo para absorver a variação de volume do óleo em função da temperatura.
- **Sistema de tanque de ar selado com gás inerte - sem conservador (Figura 2.4(a))**: Concebido para isolar o óleo do ar, selando o transformador ou regulador completamente, preenchendo o espaço acima do nível de óleo com nitrogênio, possuindo na maioria dos casos medidores de pressão para ajustes necessários (Figura 2.4(b)).
- **Sistema de tanque de ar selado com gás inerte e com conservador** : O nitrogênio é colocado em um reservatório sanfonado externo ao transformador ligado, absorvendo as variações do volume do óleo em função da temperatura.
- **Sistema de diafragma de ar selado a pressão constante (membrana ou bolsa/bexiga)**: Este sistema utiliza uma membrana de borracha ou bolsa de composição adequada para suportar óleo de um lado e ar de outro, instalada no conservador, visando isolar o óleo da atmosfera, expandindo ou contraindo a medida que o volume de óleo varia com a temperatura de operação.
- **Sistema de tanque de ar selado com bolsa no conservador**
- **Sistema de tanque de ar selado com colchão de gás inerte no tanque principal**

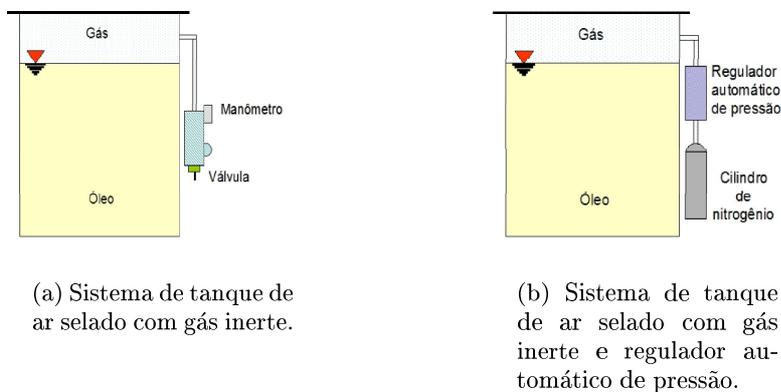


Figura 2.4: Sistemas fechados de preservação. [3]

Estudos vêm sendo realizados há várias décadas, e continuam sendo pesquisados, a respeito da influência dos tipos de sistemas de preservação na vida útil dos trans-

formadores e reguladores de tensão com aplicação de cargas (carregamento) e avaliação do custo/benefício.

No Brasil vêm sendo amplamente implementadas as principais recomendações do Grupo Coordenador de Operação Interligada - GCOI, publicadas no relatório de 1991 [39], que visam à redução do processo de aceleração da oxidação do óleo isolante, além da minimização da produção de ácidos e componentes polares, que surgem quando o óleo isolante entra em contato com o oxigênio e a umidade do ar atmosférico. [7, 38]

## 2.3 Envelhecimento do isolamento dos transformadores de potência

A maior parte da isolação sólida dos transformadores e reguladores de tensão é constituída de papel (natureza celulósica), vide Figura 2.5, que possuem elevada resistência de isolamento quando secos (de 0,5% a 1% de umidade), porém são altamente higroscópicos.



Figura 2.5: Núcleo de um transformador com isolação sólida feita por papel.

Os principais materiais utilizados é o papel manilha (feito de fibras de madeira e cânhamo), o pressboard (feito de papelão com fibra de algodão) e o papel/papelão Kraft (feitos de fibra de madeira). O papel e o papelão Kraft são muito porosos, estimando-se que contenha de 80 a 95% de ar, o qual absorve aproximadamente 10% do volume do óleo colocado no transformador. Por serem muito higroscópicos, são secadores muito eficazes do ar e do óleo isolante. Logo, a celulose seca quando mergulhada em óleo contendo umidade irá rapidamente absorvê-la. Para minimizar este efeito, o papel isolante seco é impregnado de verniz ou resina isolantes e posteriormente colocado em contato com o óleo

isolante. Este processo não impede, mas retarda a penetração de água.

A resistência mecânica do papel isolante diminuirá tanto mais rapidamente quanto maior for seu teor de água, sendo que a resistência mecânica da isolação tem sido indicada para medir seu tempo de envelhecimento, como pode ser visto na Figura 2.6.

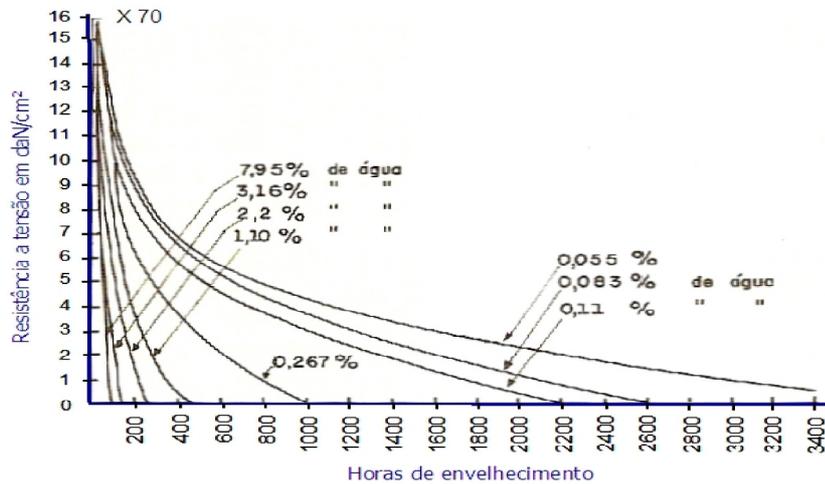


Figura 2.6: Variação da resistência mecânica do papel isolante em função da umidade. [4]

Quando em serviço os transformadores estão sujeitos a esforços mecânicos e eletromecânicos além de estresses térmicos e elétricos que aceleram a degradação do papel e do próprio óleo isolante. Durante extremos transientes térmicos, que podem ocorrer durante alguns ciclos de carga, em que excedem as condições operativas e a capacidade do transformador, a alta umidade presente pode gerar bolhas de vapor de água, que comprometem seriamente o líquido isolante, resultando na deterioração das propriedades químicas, físicas e elétricas deste dielétrico.

O óleo isolante aquecido por tempo prolongado provoca a redução da resistência mecânica do papel isolante. Esta resistência mecânica diminui mais rapidamente que a sua resistência de isolamento. O papel isolante perde elasticidade e torna-se quebradiço a ponto de quase ocorrer queda de fragmentos, mas ainda mantém um aceitável nível das suas propriedades dielétricas.

Desta forma, a variação da expectativa de vida de um transformador está associada à variação da resistência à tração do papel isolante, que garante a resistência aos esforços mecânicos transitórios provenientes de curtos-circuitos, surtos de tensão e transitórios de religamentos e de desligamentos, pois, logo após a eliminação desses fenômenos, o papel deve possuir elasticidade suficiente para retomar a sua posição original sem a ocorrência de rompimentos da isolação celulósica ou diminuição permanente das suas ca-

racterísticas dielétricas, o que levaria o transformador à falha elétrica. [3, 8, 35]

Pequenas quantidades de água na isolação provocam considerável redução de sua resistência mecânica, como pode ser visto na Figura 2.7, a qual mostra a relação entre o efeito da umidade sobre o envelhecimento do papel manilha (0,076 mm) com redução de sua resistência à tração a 25% de seu valor original.

Essa excessiva umidade acelera o processo de envelhecimento dos materiais isolantes do transformador, que podem ocorrer ao longo de muitos anos de operação, porém as indesejáveis conseqüências podem aparecer quase que repentinamente. [4, 5, 35, 38, 40]

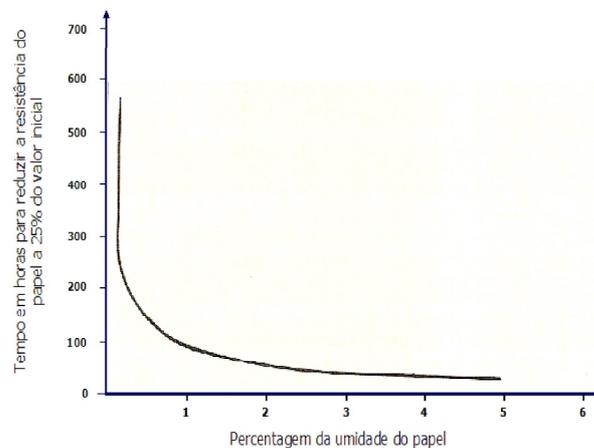


Figura 2.7: Efeito da umidade sobre o envelhecimento do papel isolante. [5]

Assim como a elevação de temperatura, resultante da constante aplicação de cargas, pode ser acompanhada, mesmo sendo inerente à atividade do transformador, o acompanhamento da evolução da acidez também é de extrema importância para minimizar a degradação do meio isolante, tanto do papel como do óleo. Os compostos ácidos, quando solúveis no óleo, atacam tanto as partes metálicas quanto a isolação celulósica, diminuindo sua resistência à tração e atingindo suas propriedades dielétricas em um processo irreversível. [38]

Deve ser enfatizado que o óleo mineral isolante com alto teor de oxidação pode ser substituído ou recuperado através de processos regenerativos obtendo novamente as características físico-químicas de óleo novo, porém este procedimento não restaura a perda de vida útil da parte ativa do equipamento. [3, 7]

## 2.4 Temperatura de operação e carregamento do transformador

A capacidade de transformação instalada nas subestações é dimensionada de forma a atender o mercado consumidor, tendo em vista também o crescimento da demanda da área atendida ou ainda para atender o carregamento imposto pelos sistemas de transmissão interligados. Entretanto, em dadas ocasiões, as unidades transformadoras poderão ser solicitadas a operar acima de seus valores nominais como consequência de perda de outra unidade em paralelo, pela operação de desligamento de linhas devido a uma contingência no sistema como consequente transferência de carga, ou pelo atraso de algumas obras de ampliação de capacidade instalada.

A aplicação de sobrecarga em unidades transformadoras não pode contudo ser feita de forma indiscriminada sob pena de redução de expectativa de vida útil em primeira instância ou até de uma possível falha se determinadas condições ocorrerem. [41]

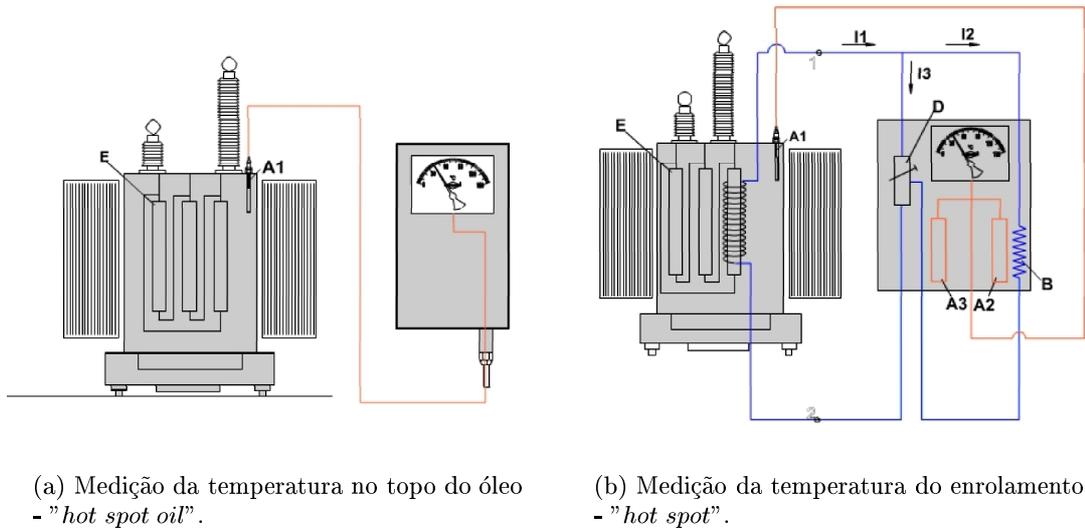
Desta forma, o carregamento máximo de um transformador é limitado pela máxima temperatura que o transformador e seus acessórios podem ser expostos sem excessiva perda de vida útil. O monitoramento contínuo da corrente e da tensão associados às medições de temperatura podem fornecer um meio de dimensionar o desempenho térmico.

A curva de carga a que se submete um transformador pode determinar a perda de vida deste equipamento, em função da variação de temperatura nos enrolamentos ("*hot spot*") e no topo do óleo ("*hot spot oil*"). De acordo com a intensidade e tempo de exposição a essa temperatura, pode-se estimar a expectativa de vida com relação à degradação do papel isolante.

A medição constante da temperatura no topo do óleo ("*hot spot oil*") é um fator importante para maximização da vida útil do transformador. A Figura 2.8(a) mostra um esquema básico para instalação de medição de temperatura do óleo no topo ("*hot spot oil*").

A medição da temperatura no topo do óleo associada a temperatura ambiente, corrente de carga, operações de ventilação e bombeamento e leituras das temperaturas nos enrolamentos, combinadas em algoritmos pode se determinar a máxima temperatura instantânea e gerenciar as condições de temperatura em todos os pontos do transformador.

Existe uma direta correlação entre a temperatura do enrolamento ("*hot spot*") e a vida útil esperada de um transformador. Os materiais isolantes perdem sua resistência



(a) Medição da temperatura no topo do óleo - "hot spot oil".

(b) Medição da temperatura do enrolamento - "hot spot".

Figura 2.8: Técnicas para medição da temperatura do transformador. [6]

mecânica com a exposição prolongada a aquecimento excessivo. Normalmente a medição convencional da temperatura do enrolamento não é feita diretamente, isto é, são calculadas em função das temperaturas do óleo e da corrente de carga.

Padrões industriais definem como valores máximos admissíveis de temperatura, para o ponto mais quente no enrolamento ("hot spot"), como sendo de  $140^{\circ}\text{C}$ , quando utilizados isolamentos convencionais de óleo mineral e papel celulose.

Uma técnica muito utilizada para simulação da temperatura do enrolamento ("hot spot") é através da Imagem Térmica, que é uma medição indireta da temperatura, vide Figura 2.8(b).

Esta técnica é constituída por um poço de óleo e uma resistência, que é alimentada por uma corrente de um transformador de corrente, localizado em uma das buchas do transformador. Esta corrente, que é proporcional à corrente de carga do transformador, produz um aquecimento extra no poço do óleo, simulando a temperatura do enrolamento. Na prática, a temperatura do enrolamento é simulada pela temperatura do óleo do transformador sobreaquecido por um sistema externo. Teoricamente, é admitido que a temperatura do enrolamento seja  $10^{\circ}\text{C}$  acima da temperatura do óleo. [41]

Quando aplicado um ciclo de carga ao transformador, as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento crescem e decrescem exponencialmente, conforme mostrado no Apêndice C. [31]

A Figura 2.9 mostra a evolução da temperatura do ponto mais quente ("ehs =

*hottest spot temperature*”), quando da aplicação de um ciclo de carga típico ao transformador. As temperaturas horárias dependem, além do carregamento, da temperatura ambiente e dos parâmetros térmicos do transformador, tais como tipo de resfriamento, quantidade de óleo, perdas no cobre e no ferro. A partir dessas temperaturas, é possível calcular as perdas de vida horárias e, desde que sejam cumulativas, a perda de vida diária por sua somatória:

$$PVD = \sum_{24h} PVH \quad (2.1)$$

onde:

PVD = Perda percentual de vida diária

PVH = Perda percentual de vida horária

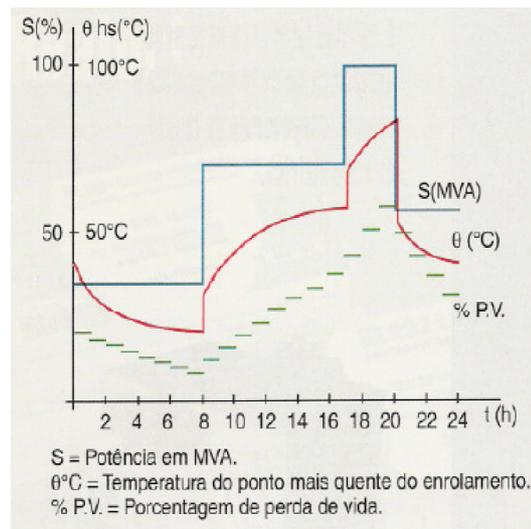


Figura 2.9: Curva de carga aplicada, temperatura e perda de vida. [7]

A comparação da perda de vida diária com um valor máximo, determinado como critério de operação ou planejamento, definirá a condição de operação do transformador para uma determinada curva de carga. A fim de atender essas condições, para uma expectativa de vida de 40 anos, no tocante à degradação do papel pela elevação de temperatura, são adotados na CPFL Energia [16] valores máximos admissíveis de temperatura, para o ponto mais quente no enrolamento (*hot spot*) e o ponto mais quente no topo do óleo (*hot spot oil*), de acordo com o tipo de papel isolante utilizado e a condição de operação, conforme tabela da Figura 2.10. Em nenhuma das situações mostradas nesta tabela, a intensidade da corrente deve ultrapassar 150% da corrente nominal dos trans-

formadores concebidos com isolamento em papel Kraft convencional (denominado 55°C) ou papel termoestabilizado (denominado 65°C). [8]

Condições de operação	Isolação em papel Kraft	Temperatura máxima	
		Enrol.	Óleo
Normal. Carregamento sem limite de duração.	Conv.	105°C	95°C
	Term.	120°C	105°C
Carregamentos planejados acima das condições normais. Temperaturas com duração máxima de 4 horas.	Conv.	110°C	100°C
	Term.	125°C	110°C
Emergências de longa duração. Carregamento com temperaturas superiores ao item anterior, com duração máxima de 4 horas.	Conv.	115°C	100°C
	Term.	130°C	110°C
Emergências de curta duração. Carregamento somente admitido pelo tempo necessário para execução de manobras de transferência de cargas, com duração máxima de 30 minutos.	Conv.	120°C	100°C
	Term.	135°C	110°C

Term. = Termoestabilizado

Conv. = Convencional

Enrol. = Ponto mais quente do enrolamento

Óleo = Topo do óleo

Figura 2.10: Limites de temperatura, de acordo com a condição de operação. [8]

A metodologia utilizada para calcular a expectativa de vida de um transformador com relação à curva diária de cargas é apresentada na NBR 5416 [31]. Contudo, esses valores podem ser drasticamente alterados de acordo com a exposição do transformador a curtos-circuitos, ou devido às variações das características físico-químicas do óleo mineral isolante, principalmente decorrente de elevada acidez e teor de água.



## Capítulo 3

# Falhas em transformadores de potência

Transformadores de potência utilizados em subestações de distribuição fornecem energia elétrica a um grande número de consumidores. Falhas nestes equipamentos proporcionam grandes problemas às Distribuidoras, pois interrupções de longas durações são inaceitáveis pelos consumidores. [42]

Estas falhas podem ser elétricas, mecânicas ou térmicas e podem ocorrer como resultado de diferentes causas e condições, as quais podem ser definidas como qualquer interrupção forçada devido a avarias no transformador quando em serviço (exemplo: avarias no enrolamento, falha no comutador de derivações, etc...); ou quando surgem problemas que necessitam a remoção destes equipamentos para uma maior facilidade de reparo (exemplos: produção excessiva de gás, alto nível de umidade, etc...). [32, 35, 43]

Uma característica muito importante das falhas, de qualquer amostragem estatística composta por um volume significativo de equipamentos, é a Taxa de Falhas  $h(t)$  ou Função de Risco ( $FR$ ), a qual é definida na teoria da Confiabilidade como:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{d}{dt} \ln R(t) \quad (3.1)$$

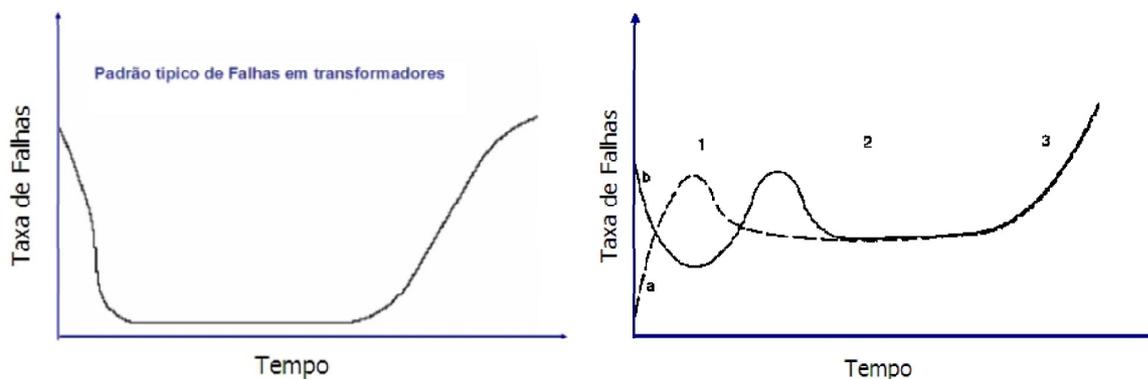
onde a função  $R(t) = 1 - F(t)$  é conhecida como Confiabilidade e a função  $f(t) = dF(t)/dt$  é conhecida como Probabilidade de Falhas, distribuída ao longo da vida do transformador. Pela Equação 3.1,  $h(t)dt$  representa a probabilidade de que uma unidade de idade  $t$  irá falhar no intervalo  $(t, t + dt)$ . Considerando, por exemplo, um equipamento

que não envelhece ou é sempre tão bom quanto novo, poderia ser mostrado que sua Função de Risco ( $FR$ ) ou Taxa de Falhas ( $\lambda$ ) é uma constante, portanto, pela definição da Equação 3.1, sua distribuição de falhas é uma exponencial, definida por

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.2)$$

Desta forma, pode-se afirmar que falhas podem ocorrer durante todo o tempo de operação destes equipamentos, independente da idade, principalmente devido às condições ambientais severas, incomuns e aleatórias a que estão expostos.

Através da experiência das Distribuidoras de Energia Elétrica e do grande volume de dados acumulados pelos pesquisadores, a Taxa de Falhas ( $FR$ ) dos transformadores tem se comportado seguindo um dos dois padrões: a tradicional "Curva da Banheira" mostrada na Figura 3.1(a) ou a "Curva da Banheira Generalizada", mostrada na Figura 3.1(b). [9]



(a) "Curva da Banheira" - padrão de falhas em transformadores.

(b) "Curva da Banheira Generalizada", de falhas em transformadores

Figura 3.1: Curva da Banheira - falhas em transformadores de potência. [9]

Na tradicional "Curva da Banheira", a primeira parte da curva representa as falhas devido à mortalidade infantil; a segunda parte da curva representa a taxa de falhas constante ao longo da vida; e a última parte da curva representa as falhas que ocorrem devido à idade avançada do transformador.

Existe a expectativa de que ao longo da vida de um transformador haja um envelhecimento normal, porém também podem ocorrer faltas significativas que contribuem para um envelhecimento mais rápido do que o normal, resultando em uma maior probabilidade de falhas. Transformadores de potência operando em condições normais têm

demonstrado confiabilidade com uma taxa global de falhas da ordem de 1 a 2% por ano.

O fim de vida de um transformador é tipicamente associado à perda da resistência mecânica da isolamento sólida dos enrolamentos. Transformadores nesta situação estão situados no último estágio da "Curva da Banheira", onde existe um aumento significativo da taxa de falhas em curto espaço de tempo. Estudos relatam que as causas principais destas falhas (51% dos transformadores falham em um período de 5 anos) foram devidas aos seguintes problemas:

- umidade, contaminação e o envelhecimento que levam a redução da resistência do dielétrico interno do transformador;
- danos nos enrolamentos ou descompressão dos enrolamentos sob forças de curtos-circuitos, ou danos causados nas buchas do transformador pela perda da resistência do isolamento interno. [32, 44]

Levantamento feito pelo CIGRÉ, através do Grupo de Trabalho sobre falhas em grandes transformadores de potências, revelam que 41% das falhas ocorrem nos comutadores de derivações sob carga e 19% ocorrem nos enrolamentos, sendo que 53% das falhas são de origem mecânicas e 31% dielétricas, como mostrado na Figura 3.2.

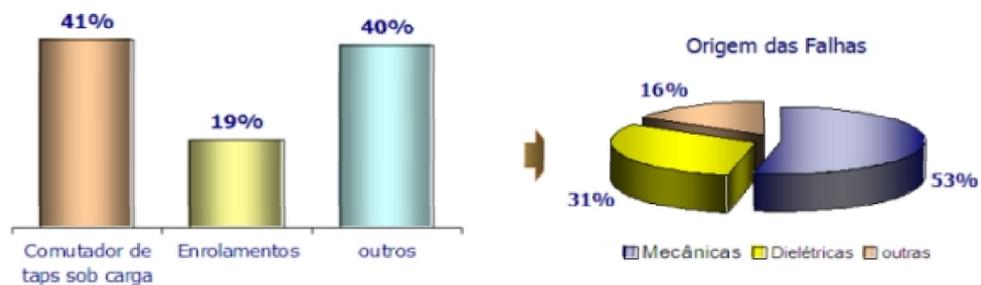


Figura 3.2: Falhas em grandes Transformadores com comutador de derivações sob carga.

Em transformadores sem comutadores de derivações sob carga, 26,6% das falhas ocorrem nos enrolamentos, 6,4% ocorrem nos circuitos magnéticos, 33,3% ocorrem nos terminais, 17,4% ocorrem no tanque principal e fluido dielétrico, 11% são devidas aos acessórios e 4,6% devidas ao comutador de derivações, conforme Figura 3.3. [32, 43]

A "Curva da Banheira Generalizada", Figura 3.1(b), é uma modificação na tradicional "Curva da Banheira", a qual pode ter uma variedade de formas, sendo formada por quatro ou mais estágios. Os dois últimos estágios são similares aos dois últimos estágios da tradicional "Curva da Banheira". [9]

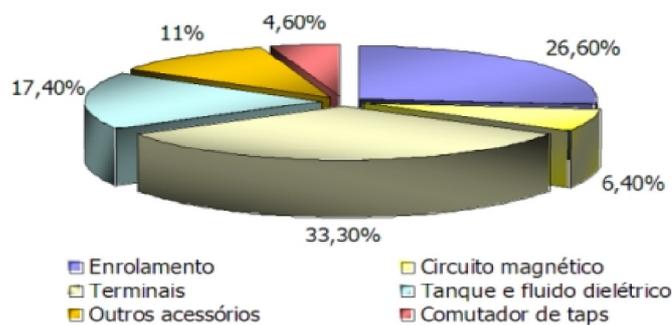


Figura 3.3: Falhas em transformadores sem comutador de derivações sob carga.

Na curva "a", o primeiro estágio tem um incremento na Taxa de Falhas indicando um aumento de falhas grosseiras, causadas por imperfeições de fabricação, manipulação ou em processos de controle. Ambientes operacionais inadequados com exigências específicas também podem contribuir. A Taxa de Falhas neste primeiro estágio se eleva rapidamente seguido de um período de decréscimo dessas falhas.

A curva "b" exibe um diferente comportamento das falhas de uma amostra, onde o decréscimo da Taxa da Falhas, que corresponde à região de Mortalidade Infantil da tradicional "Curva da Banheira", é seguido por um estágio de incremento dessas falhas, que são similares aos problemas ocorridos na curva "a", porém não se manifestam nos mesmos tempos, necessitando de um período maior de exposição antes que ocorram.

No período da Mortalidade Infantil registram-se todas as falhas que ocorrem no início da vida operativa dos transformadores, porém é o resultado de sub-amostragens inexpressivas, comparadas com o volume de todas as falhas que ocorrem ao longo da vida desse equipamento. Desta forma, a Mortalidade Infantil pode ser definida como o período que inclui todas as falhas anteriores ao estado de comportamento estável do transformador, tanto para a tradicional "Curva da Banheira" como para a "Curva da Banheira Generalizada". A percentagem dessas sub-amostragens inexpressivas varia com o tipo e o lote de fabricação, por esta razão, as falhas devem ser analisadas considerando sempre equipamentos do mesmo fabricante. Após este período a Taxa de Falhas segue o padrão da tradicional "Curva da Banheira" [9].

Historicamente, ao longo da vida dos transformadores as falhas podem ocorrer de formas instantâneas (33%), rápidas (34%) e lentas (33%). Acredita-se que as falhas rápidas e lentas podem ser detectadas utilizando monitoramentos periódicos tradicionais juntamente com os monitoramentos em tempo-real. De todo este universo de falhas lentas

e rápidas, 1/3 das falhas lentas e todas as rápidas não conseguem ser detectadas pelos monitoramentos periódicos tradicionais, porém todos estes 45% de problemas podem ser detectados somente utilizando monitoramento em tempo-real. Portanto, a utilização do monitoramento em tempo-real pode conseguir uma redução no número de falhas em torno de 22%. [36, 37]

No passado, conforme estudo divulgado pelo Grupo de Trabalho do CIGRÉ em 1982, baseado em registros de falhas em transformadores ocorridas ao longo de 10 anos em concessionárias de todo o mundo, mostrou que as falhas em transformadores de potência apresentavam um cenário extremamente preocupante, pois 77% das falhas que ocorriam em todos os ciclos de vida dos transformadores, desde sua energização até o final de sua vida-útil, estavam relacionadas com os processos construtivos destes equipamentos, sendo que 36% das falhas estavam relacionadas com o próprio projeto, 28% relacionados com problemas de fabricação e 13% causadas por defeitos nos materiais utilizados na construção destes transformadores, conforme Figura 3.4 [43, 45].

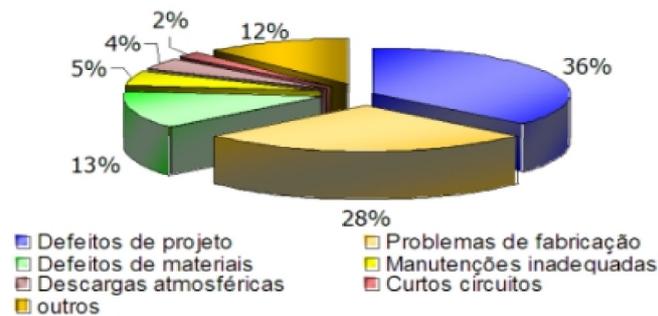


Figura 3.4: Causas principais de Falhas em Transformadores em serviço.

Grande parte destes transformadores, amostrados nesta pesquisa, continuam operativos até hoje e apresentam uma Taxa média de Falhas menor do que 2% por ano, considerando todo o universo dos transformadores de 500kV e menores, que estão em serviço. [45, 46]

O grande conhecimento adquirido ao longo do tempo pelos usuários compradores, que conviveram neste período com um grande número de falhas relacionadas com os processos construtivos, foram repassada aos fabricantes, o que possibilitou que entendessem o porque e como os transformadores falhavam no passado e também quais modificações deveriam ser implementadas nos projetos destes equipamentos para adequá-los às reais necessidades operativas, pois até então os fabricantes seguiam rigidamente os conceitos e padrões internacionais tanto para especificação como para a construção dos transforma-

dores, não considerando as particularidades específicas e as necessidades de cada usuário comprador.

Esta mudança de paradigmas trouxe reflexos significativos tanto econômicos, em relação à diminuição do número de falhas e substituições destes transformadores, quanto estratégicos, em relação às manutenções preventivas nestes equipamentos, que deixaram de ser periódicas, em função do tempo decorrido, e passaram a ser pontual, de acordo com o resultado dos monitoramentos das condições operativas de cada transformador.

Desta forma, os monitoramentos em tempo-real em transformadores de subestação proporcionam ações otimizadas de manutenção, substituindo manutenções preventivas por manutenções preditivas, refletindo significativamente no aumento de vida útil e na redução dos custos de manutenção através de um melhor planejamento das manutenções.

Estas ações proporcionam resultados imediatos no fator econômico com a redução de despesas envolvendo as diminuições das substituições de equipamentos com falhas, além da melhoria direta da imagem da Distribuidora perante o consumidor final, em função da significativa redução das interrupções do fornecimento da Energia Elétrica que as falhas indesejáveis proporcionam. [36]

Outro fator extremamente importante foi a redução do grande número de ativos que ficavam nos estoques das Distribuidoras de Energia Elétrica, exclusivamente para atendimento emergencial, envolvendo tanto transformadores fixos quanto transformadores móveis, sendo que a quantidade destes ativos era calculada sempre com base no histórico das falhas que ocorriam por ano nos diferentes grupos de transformadores das subestações de distribuição. [42]

Todas estas ações propiciaram resultados operacionais significativos para as Distribuidoras de Energia Elétrica, pois operam num mercado regulado com margens muito estreitas, necessitando constantemente reduzir despesas, adequando-se para estar mais próxima possível da Empresa de Referência criada pelos órgãos controladores, que somente reconhecem determinadas atividades e quais os respectivos níveis de despesas podem ser repassados aos consumidores através da tarifa em função dos serviços prestados pelas Distribuidoras de energia elétrica.

### 3.1 Responsabilidades das concessionárias de energia elétrica

O setor elétrico brasileiro é totalmente regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a qual estabelece claramente, através de resoluções, os direitos, deveres e responsabilidades das concessionárias de energia elétrica para todas as atividades de Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica.

Será abordado neste capítulo somente os objetivos e premissas estabelecidas pela ANEEL em relação à Qualidade do Serviço Prestado pelas Distribuidoras de energia elétrica do Brasil, para que esta energia esteja dentro dos padrões de qualidade estabelecidos no Contrato de Concessão [47] e que os serviços prestados pelas Distribuidoras possam atender às necessidades e exigências de seus consumidores.

A ANEEL estabelece os parâmetros dos indicadores de qualidade, através da Resolução N°024 [48], para que as concessionárias possam distribuir energia elétrica à seus consumidores obedecendo níveis de qualidade padronizados e auditáveis pela própria agência, condicionando através da Resolução N°063 [49] severas penalidades ao não atingimento destes indicadores.

Desta forma, uma interrupção de energia elétrica causada por falha em um transformadores de potência provoca grandes impactos nos indicadores de qualidade, pelo grande número de consumidores afetados pela interrupção e também pelo grande tempo necessário para substituir o transformador defeituoso, pois dificilmente existirá outro transformador como equipamento reserva na mesma subestação. Uma interrupção com estas proporções, além de provocar um prejuízo na imagem da concessionária, degrada fortemente os indicadores de qualidade operacional, podendo submeter a concessionária a riscos de severas penalidades [49] caso estes indicadores ultrapassem os níveis mínimos de Qualidade do Serviço Prestado estabelecidos pela ANEEL.

#### 3.1.1 Restabelecimento emergencial do fornecimento da energia elétrica

As concessionárias deverão estabelecer procedimentos auditáveis de registro, armazenamento dos dados e apuração dos indicadores relativos aos tempos envolvidos no atendimento às ocorrências emergenciais, as quais deverão ser supervisionadas, avaliadas e controladas por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. O período de apuração dos indicadores deverá ser mensal, correspondente aos meses do ano civil.

## Indicadores de Qualidade

É de responsabilidade das concessionárias a apuração mensal dos seguintes indicadores [48]:

a) **Tempo Médio de Preparação (TMP)**, definido por:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (3.3)$$

b) **Tempo Médio de Deslocamento (TMD)**, definido por:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (3.4)$$

c) **Tempo Médio de Mobilização (TMM)**, definido por:

$$TMM = TMP + TMD \quad (3.5)$$

d) **Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia (PNIE)**, definido por:

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100 \quad (3.6)$$

onde:

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TMM = tempo médio de mobilização da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

PNIE = percentual do número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia

elétrica, expresso em %;

NIE = número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, com e sem interrupção de energia, no período de apuração considerado;

Estes indicadores expressam os tempos praticados pelas concessionárias para o atendimento emergencial quando de interrupções de energia elétrica a seus consumidores, que refletem diretamente os recursos disponibilizados pelas concessionárias nestes atendimentos para que se possa constatar se a agilidade estabelecida no contrato de concessão [47] realizado entre ANEEL e a concessionária de Distribuição de energia elétrica está sendo cumprido.

### **3.2 Impactos nos indicadores de qualidade e penalidades**

Os indicadores de continuidade do serviço de energia elétrica devem ser considerados sob os aspectos de duração e frequência de interrupção, que as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica deverão apurar nas unidades consumidoras e pontos de conexão.

Qualquer interrupção de fornecimento de energia elétrica de qualquer consumidor superior a um (1) minuto é considerada uma interrupção de longa duração e portanto deverá ser computada para o cálculo dos indicadores de continuidade do serviço de energia elétrica, excluindo-se os seguintes casos:

- a) Falhas internas nas instalações de consumidores e que não provocam interrupções em outros consumidores;
- b) Decorrentes de racionamento de energia elétrica determinado pelo Poder Concedente;
- c) Fornecimentos com tensão abaixo dos limites precários.

#### **Indicadores de Continuidade do fornecimento de energia elétrica**

Deverão ser consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, porém devem ser excluídas as falhas nas instalações das unidades consumidoras

que não provoquem interrupções em instalações de terceiros; e interrupções decorrentes de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo. Os seguintes indicadores de continuidade devem ser apurados [48]:

**a) DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora:** exprime em horas, o intervalo de tempo contínuo ou não em que, em média, cada consumidor do universo avaliado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc} \quad (3.7)$$

**b) FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora:** exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do universo avaliado sofreu no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (3.8)$$

onde:

$Ca(i)$  = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (  $i$  ), no período de apuração;

$i$  = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

$k$  = Número máximo de eventos no período considerado; e

$Cc$  = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

## Penalidades

O fornecimento de energia elétrica fora dos padrões de qualidade estabelecidos no Contrato de Concessão [47] condiciona às concessionárias infratoras penalidades aplicadas de forma gradativa, conforme e Art. 2o da Resolução N°063 [49], de acordo com a seguinte graduação:

**I** - advertência;

**II** - multa;

**III** - embargo de obras;

**IV** - interdição de instalações;

**V** - suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como de impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica;

**VI** - revogação de autorização;

**VII** - intervenção administrativa;

**VIII** - caducidade da concessão ou da permissão.

### **Critérios para fixação das multas**

Os valores das multas, de acordo com o Art. 14 da Resolução N°063 [49], serão determinados mediante aplicação, sobre o valor do faturamento, nos casos de concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, ou sobre o valor estimado da energia produzida, nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração, dos seguintes percentuais:

Grupo I: até 0,01% (um centésimo por cento);

Grupo II: até 0,10% (dez centésimos por cento);

Grupo III: até 1% (um por cento);

Grupo IV: até 2% (dois por cento).

Entende-se por valor do faturamento as receitas oriundas da venda de energia elétrica e prestação de serviços, deduzidos o ICMS e o ISS.

#### **3.2.1 Custos operacionais e impactos sociais das interrupções**

Interrupções no fornecimento de energia elétrica podem causar diferentes modalidades de transtornos e prejuízos aos consumidores, dependendo da modalidade de utilização, pois a falta da energia representa custos diretos, indiretos, econômicos e sociais, a curto e longo prazo. Impactos diretos são resultados diretamente da interrupção do suprimento de energia, enquanto que impactos indiretos resultam da resposta à inter-

rupção.

Os custos diretos estão relacionados com os custos dos serviços, o não faturamento e os custos indiretos, que são muitas vezes maiores e subjetivamente difíceis de serem computados, estão relacionados com os valores intangíveis do consumidor, como uma parada de produção, perda do tempo de lazer, oportunidades de negócios, segurança, conforto, entre vários outros. Impactos econômicos diretos incluem a perda de produção, inatividade do capital e da mão de obra, depreciação de material, custos para reinício do processo, refugo, danos nos equipamentos, além de custos diretos associados com a saúde humana e segurança.

Impactos sociais diretos incluem a inconveniência devido à falta de transporte, perda do tempo de lazer, perda de temperatura de conforto, etc. Geralmente é difícil separar as perdas indiretas entre social ou econômicas. Exemplos de tais custos são: a desobediência civil, saques durante um blecaute extenso, falha na segurança de processos industriais necessitando de evacuação das residências vizinhas, etc.

Muitos trabalhos já foram publicados abordando o custo das interrupções de energia elétrica [50], com diferentes critérios de apuração chegando a valores muito próximos em alguns trabalhos e discrepantes em outros, porém sempre convergem para a análise do grande conflito existente entre os baixos custos da energia elétrica versus o alto nível de confiabilidade esperado pelos consumidores em relação aos sistemas elétricos. A principal polêmica é: A expectativa do consumidor está adequada com o nível de confiabilidade oferecido ? [51]

Outra dúvida constante está relacionada com o quanto os consumidores estão dispostos a pagar por uma maior confiabilidade do sistema elétrico, ou melhor, o custo da energia elétrica está compatível com a confiabilidade dos sistemas elétricos disponibilizados aos consumidores ? Pode existir sistemas mais confiáveis com tarifas maiores para consumidores com cargas especiais ou para aqueles consumidores que se dispõem a pagar por esta qualidade diferenciada ? [52]

Deve ser enfatizado que a função básica dos sistemas elétricos de potência é satisfazer a energia requerida tão economicamente quanto possível e com uma garantia razoável de continuidade e qualidade. O estabelecimento do custo da confiabilidade é uma tarefa subjetiva e difícil, uma avaliação direta não é suficiente. Uma alternativa utilizada é avaliar os impactos financeiros incorridos em consumidores devido a interrupções no suprimento de energia elétrica.

---

A principal tarefa dos engenheiros de planejamento é encontrar o balanço adequado entre os custos e confiabilidade, levando em consideração as incertezas das condições operativas futuras. Uma possível alternativa é minimizar custos de investimentos e produção, mantendo o nível de confiabilidade acima de um valor pré-estabelecido, baseadas no julgamento e experiência. [53]

Para o custo explícito usamos medidas objetivas e subjetivas, perdas monetárias do consumidor, algumas vezes expressa como a expectativa de energia não suprida (EENS), que é muito utilizada para comparar valores de confiabilidade. O custo unitário das perdas devido à energia não suprida é um parâmetro composto formado das várias classes dos consumidores afetados por uma dada interrupção. Para o valor da confiabilidade incluem investimentos de capital, aumentos dos custos de manutenção e operação, etc.

As perdas socioeconômicas na forma de custos ao consumidor decresce conforme a confiabilidade cresce. O custo social total é a soma do serviço e custos do consumidor, sendo que o nível ótimo da confiabilidade ocorre quando o custo total, que é a soma dos custos tangíveis e intangíveis, for minimizado.

De modo geral, o custo da interrupção depende muito da natureza das atividades e da dependência da energia elétrica entre os consumidores. Esta dependência é função de ambos, consumidor e características da interrupção. Características dos consumidores incluem o tipo de consumidor, natureza de suas atividades, tamanho da operação, dados demográficos, economia local, demanda e requerimentos de energia, dependência da energia de acordo com o período do dia, do ano, etc. As características da interrupção incluem a duração (DEC), frequência (FEC), e se uma interrupção é completa ou parcial.

Uma análise que também pode ser conveniente são os custos da interrupção do fornecimento apurados pelo lado da demanda (consumidor). Este estudo foi elaborado pela Comissão de Serviços Públicos do Estado de São Paulo - CSPE [10] onde a metodologia empregada para a avaliação dos custos da interrupção seguiu características distintas por categoria de consumidores e foram utilizados dois modelos: o primeiro considerando os custos diretos associados à interrupção de fornecimento e o segundo modelo indireto baseado no conceito da disposição a pagar (DPG), principalmente na classe residencial.

A análise realizada para cada um dos estratos de renda familiar e de consumo conclui que houve boa aproximação entre os resultados obtidos com os dois modelos. O modelo 2 - DPG resultou em um custo médio para a categoria residencial de U\$ 0,83 por kWh interrompido enquanto no modelo 1 (custo direto) o custo médio da interrupção foi

de U\$ 0,96 por kWh. A partir dos resultados dos dois modelos obteve-se os valores da tabela da Figura 3.5, que apresenta os custos do kWh interrompido para cada faixa de consumo e renda considerados. A média ponderada por consumo da renda familiar da amostra residencial foi de U\$ 270/mês. [10]

Considerando todos os fatores diretos e indiretos e de acordo com a classe de consumidores, pode se determinar os custos médios de interrupção para o Estado de São Paulo. A tabela da Figura 3.5 e a tabela da Figura 3.6 apresentam os custos das interrupções do fornecimento de energia elétrica.

Faixa de Consumo kWh mês	Renda média US\$ / mês	Custo da interrupção US\$ / kWh
0 - 150	98,00	0,79
151 - 300	525,00	0,91
> 301	1.148,00	1,75
Média	270,00	0,90

Figura 3.5: Custo da interrupção categoria residencial. [10]

Categorias utilizadas na pesquisa	Custo de interrupção médio US\$ / kWh interrompido
Custo Unitário no Estado	1,20
Residencial (incluindo rural residencial)	0,90
Comercial, Serviços e Poderes Públicos (incluindo Iluminação Pública)	1,70
Industrial (incluindo agroindústria)	5,30

Figura 3.6: Custo da interrupção, valores médios do estado de São Paulo. [10]

Este estudo realizado em 2001 demonstra que o custo médio do kWh interrompido era muitas vezes superior ao custo direto referente ao serviço prestado, pois nesta época, por exemplo, o custo do kWh médio para a classe residencial no estado de São Paulo era de U\$ 0,10. Logo o custo do kWh interrompido era aproximadamente 9 vezes maior do que o custo de energia elétrica ininterrupta, pois neste preço estão incluídos todos os custos diretos, custos indiretos e custos sociais intangíveis.

A avaliação do custo de interrupção vem sendo uma preocupação cada vez mais intensa por parte das concessionárias em todo o mundo. O conhecimento dos custos de

interrupção associados a determinadas ações, usando um processo probabilístico, permitirá às concessionárias planejar os seus sistemas dentro de níveis de confiabilidade de acordo com aquilo que os consumidores estariam satisfeitos em pagar.



## Capítulo 4

# Proteções de transformadores de potência

As proteções a serem utilizadas em um transformador variam com a aplicação e importância do mesmo. Para reduzir o efeito do estresse térmico e de forças eletrodinâmicas, é aconselhável que o conjunto de proteções a serem utilizadas garantam que o tempo de desconexão de uma falta interna de um transformador seja o mais rápido possível.

Pequenos transformadores podem ser protegidos satisfatoriamente, atendendo a critérios técnicos e econômicos, por fusíveis ou por relés de sobrecorrente. Estas proteções operam com tempo de retardo típico que deve ser considerado para que haja coordenação com as demais proteções. Este mesmo tempo de retardo para eliminar faltas em grandes transformadores de potência é inadmissível, pois pode causar instabilidade na operação do sistema, pode provocar danos ao equipamento com alto custo de reparos e longo tempo de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Em sistemas de proteção, a minimização dos danos nos equipamentos elétricos torna-se um fator de extrema importância. Desta forma os equipamentos de proteção devem ser extremamente rápidos e altamente sensíveis para que o dano seja reduzido e os custos minimizados. Relés de proteção que possuem estas características devem ser utilizados em sistemas de potência para:

- a) Separar o equipamento defeituoso dos demais de forma que o sistema continue funcionando;
- b) Limitar o dano ao equipamento defeituoso;

- c) Minimizar a possibilidade de fogo;
- d) Minimizar o risco de acidentes pessoais;
- e) Minimizar o risco de danos aos equipamentos de alta voltagem adjacentes.

Não existe uma forma padrão de proteção para todos os transformadores, mesmo sendo idênticos, pois quando aplicados em instalações diferentes necessitam análise individual de engenharia para se determinar o esquema que apresente a melhor relação custo/benefício. Normalmente mais de um esquema é tecnicamente factível, porém com diferentes graus de sensibilidade, velocidade e seletividade. Deve ser escolhido o esquema que apresente a melhor combinação destes fatores aliados ao fator econômico para que se possa assegurar o mínimo:

- a) Custo de reparo dos danos;
- b) Custo de perda de produção;
- c) Efeitos adversos no balanço do sistema;
- d) Propagação dos danos aos equipamentos adjacentes;
- e) Período de indisponibilidade do equipamento danificado.

Em proteção de transformadores, proteção de retaguarda também necessita ser considerada. A falha de um relé ou de um disjuntor durante a ocorrência de uma falta pode causar um dano irreparável no transformador, podendo inviabilizar sua manutenção. Quando uma falta não é eliminada pela proteção do transformador, proteções remotas de linhas ou outras proteções devem operar para suprir esta falha de proteção. [54, 55]

## 4.1 Detecção elétrica de falhas em transformadores

Fusíveis são comumente usados para a detecção de faltas em transformadores trifásicos com potência nominal até 5.000 kVA. Transformadores trifásicos de 10.000 kVA e maiores são geralmente protegidos por uma combinação de equipamentos de proteção. Transformadores com potência nominal entre estas duas faixas são protegidos ou por fusíveis ou por relés. A Figura 4.1 mostra um esquema básico de proteção de transformador com uma combinação de equipamentos de proteção. [11]

A escolha da proteção adequada depende da criticidade da carga, do tamanho

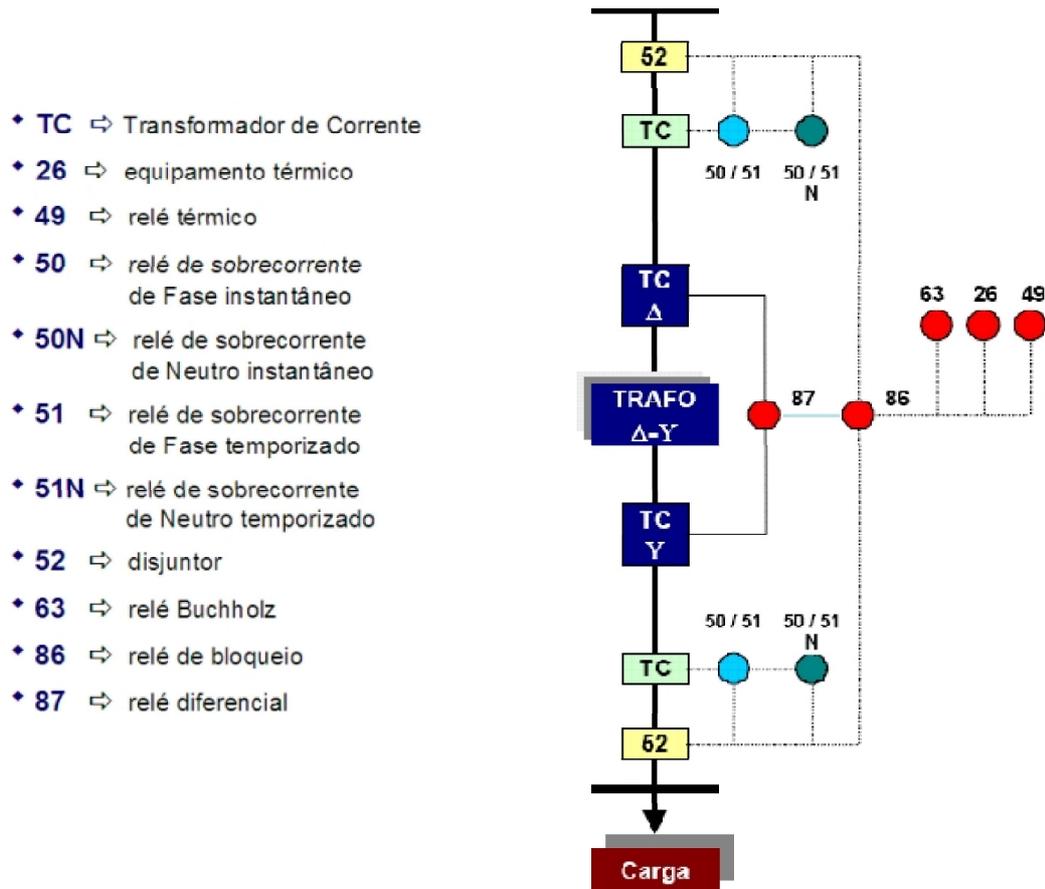


Figura 4.1: Esquema básico de Proteção para transformador com configuração  $\Delta$ -Y. [11]

relativo do transformador comparado com o total de carga do sistema e do nível de segurança que se deseja para o sistema. Particularidades do sistema, tais como a coordenação dos fusíveis com os relés a montante ou com a curva de dano do transformador, podem ajudar na escolha de qual a melhor proteção a ser utilizada.

#### 4.1.1 Proteção por fusíveis

Fusíveis têm o mérito de serem econômicos e necessitarem de pouca manutenção. Eles realmente protegem alguns transformadores de potência contra danos causados por faltas externas no primário ou no secundário, porém apresentam limitações para proteção de faltas internas. Geralmente são mais sensíveis para proteção de faltas internas em transformadores de 10.000 kVA ou maiores, porém esta prática é limitada a disponibilidade de fusíveis com a amperagem necessária.

Fusíveis primários para transformadores de potência não são aplicados para proteção de sobrecarga, seu principal propósito é proteção de faltas, porém deve ser enfatizado que a queima de um dos fusíveis em um sistema trifásico não irá necessariamente

desenergizá-la. Se a falta não é desenergizada, a abertura de uma única fase será prejudicial a motores polifásicos e outros tipos de cargas. Se necessário, proteções monofásicas especiais devem ser incluídas. [54]

#### 4.1.2 Proteção por relé diferencial

A proteção diferencial é recomendável para todo banco trifásico acima de 1.000 kVA, econômico acima de 5.000 kVA e comumente usado para 10 MVA e maiores. Sempre que a proteção de sobrecorrente para transformadores abaixo de 1.000 kVA não dê a necessária sensibilidade, relés diferenciais devem substituí-los.

O termo diferencial refere-se a forma de conexão dos TCs que fornecem correntes para sensibilizar o referido relé com a diferença entre as correntes de entrada e saída da zona de proteção, conforme Figura 4.2.

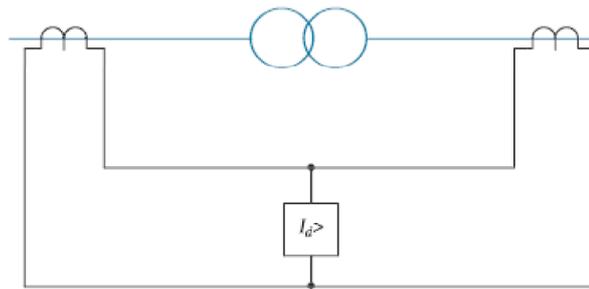


Figura 4.2: Esquema básico de ligação de um relé diferencial.

Três tipos de relés geralmente utilizam esta corrente diferencial:

- Relé de sobrecorrente temporizado, no qual é incluída uma unidade de trip instantâneo ajustado para altas correntes;
- Relé diferencial percentual com restrição das correntes de entrada e saída;
- Relé diferencial percentual com restrição de harmônicos e restrição das correntes de entrada e saída.

O tipo de conexão e a relação dos TCs utilizados deve ser tal que a corrente na bobina do relé, em qualquer situação de falta externa, deve ser efetivamente zero, porém em curtos-circuitos internos no transformador, inclusive entre espiras, assim como defeitos devidos a arcos nas buchas, aparecerá uma corrente diferencial nesta bobina que operará o relé, isolando rapidamente o defeito do transformador antes que tome vultosas proporções. [54, 56]

Para que não ocorram operações indevidas dos relés durante a energização dos transformadores, onde a corrente de inrush, Figura 4.3, pode chegar a valores de 10 a 15 vezes a corrente nominal do transformador, os relés de sobrecorrente devem ser capazes de distinguir esta corrente de magnetização de uma corrente de curto-circuito normal. Para tal, há necessidade de que sejam equipados com unidades de retardo de tempo, para que durante os ciclos da corrente de magnetização estes relés não sejam sensibilizados indevidamente. [54, 56]

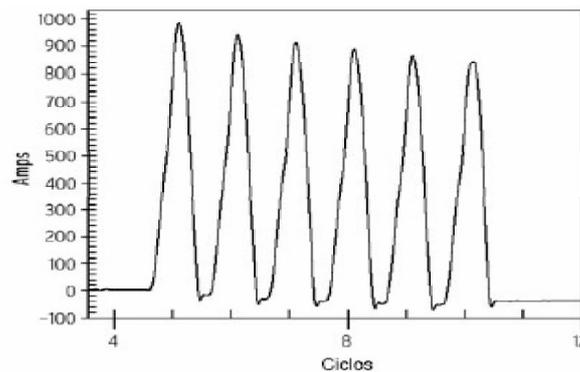


Figura 4.3: Corrente de magnetização típica - inrush. [12]

### 4.1.3 Proteção por relé de sobrecorrente

A ocorrência de uma falta externa em um transformador pode resultar em severos danos a este equipamento. Se a falta não for eliminada rapidamente o resultado desta sobrecarga pode causar severos sobre-aquecimentos e falha do transformador. Relés de sobrecorrente podem ser utilizados para isolar o transformador deste barramento ou linha que esteja apresentando problemas, antes que se danifique.

Em pequenos transformadores, os relés de sobrecorrente podem ser utilizados também para proteger o transformador de faltas internas, enquanto em grandes transformadores o relé de sobrecorrente pode ser utilizado como proteção de retaguarda para os relés diferenciais e de pressão.

Relés de sobrecorrente são baratos, simples e confiáveis como equipamentos de proteção. Ajustes da sensibilidade e velocidade de operação não são possíveis com os relés de sobrecorrente, logo oferecem proteção limitada para faltas internas em transformadores.

O valor de pick-up dos relés de sobrecorrente de fase necessitam ser suficientemente altos para que se possa permitir sobrecarga no transformador, quando necessário,

e ao mesmo tempo ser capaz de resistir à corrente de energização - inrush, Figura 4.3.

A rápida eliminação de severas faltas internas pode ser obtido com a utilização de unidades de sobrecorrente instantâneas. Quando utilizados, devem ser ajustados os pick-up para valores maiores do que a máxima corrente assimétrica de falta, que normalmente ocorre em faltas trifásicas do lado de baixa tensão do transformador. [54]

## 4.2 Detecção mecânica de falhas em transformadores

Curto-circuitos entre espiras no enrolamento de um transformador podem gerar correntes com intensidades consideráveis, enquanto as correntes nos demais enrolamentos permanecem relativamente sem mudanças. Desta forma, não existem alterações significativas nas correntes monitoradas pelos TCs, também não existindo correntes diferenciais suficientes para operar os relés.

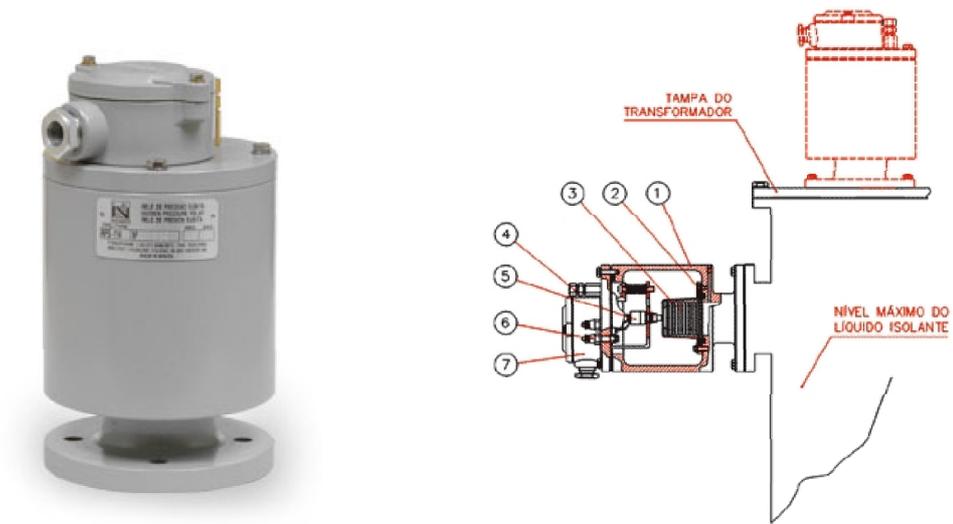
Eventualmente, estes curto-circuitos entre espiras poderão envolver faltas para terra, dando condições suficientes para que os relés de proteção operem. Existem dois métodos de detecção de faltas em transformadores além dos métodos que utilizam medições de parâmetros elétricos:

- a) Acúmulo de gases devido a lenta decomposição da isolação do transformador ou do óleo, podendo também detectar sobreaquecimento devido a mau-contatos em conexões.
- b) Aumento da pressão interna do tanque do transformador causado por falhas internas.

Os relés de proteção mecânica normalmente utilizados em transformadores de potência são:

### 4.2.1 Relé de pressão súbita

O relé de pressão súbita tem por finalidade acionar rapidamente o sistema de sinalização e proteção do transformador, quando ocorrer um surto de pressão de gás e óleo de alta intensidade no tanque principal, devido ao arco resultante de uma falta interna [4]. O crescimento rápido da pressão do gás pode ser detectado por este tipo de relé, que tanto pode estar instalado sobre o colchão de gás como sob o óleo do transformador. Na Figura 4.4 pode ser visto um relé de pressão súbita típico e seu esquema construtivo. [56, 13]



(a) Relé de pressão súbita.

(b) 1-Corpo do relé 2-Equalizador 3-Fole metálico 4-Válvula de alívio manual 5-Microrruptor 6-Bornes de ligação 7-Caixa de terminais

Figura 4.4: Relé de pressão súbita, esquema construtivo e instalação. [13]

#### 4.2.2 Relé de temperatura

Transformadores podem sofrer sobre-aquecimento devido a:

- a) temperatura ambiente elevada;
- b) falha no sistema de refrigeração;
- c) falta externa não eliminada rapidamente;
- d) sobrecarga;
- e) condições anormais do sistema tal como baixa frequência, alta tensão, corrente de carga não senoidal e tensão de fase desbalanceada.

O ponto interno mais quente de um transformador é denominado de *"hot spot"* e é previsível de acordo com os parâmetros do projeto. É possível medir ou simular a temperatura do *"hot spot"* e direcionar adequadamente ações de controle. Vide Capítulo 2.4.

Muitos transformadores são equipados com termômetros com sensor de temperatura imerso no topo do óleo. Normalmente este termômetro é equipado com contatos que se fecham a uma temperatura selecionada, podendo ser utilizados para iniciar o processo de resfriamento do transformador através de ventiladores ou bombas, além de acionar um

alarme.

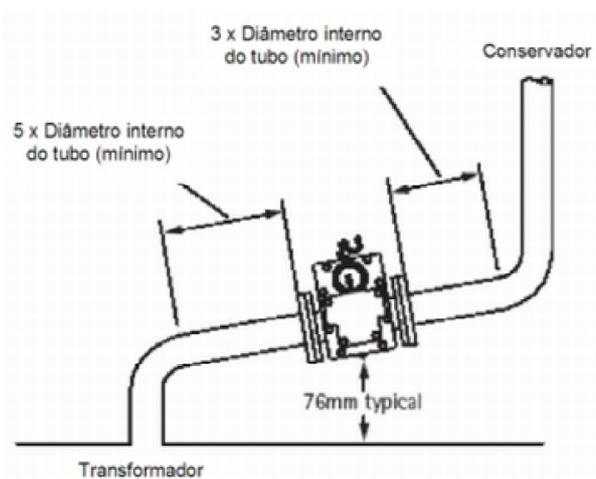
### 4.2.3 Relé detector de gás - relé Buchholz

Os relés detectores de gás, também conhecidos por Relé Buchholz, são dispositivos de proteção de transformadores de potência para falhas internas com formação de gases. Pode ser usado somente em transformadores com conservador convencional ou selado, devendo ser instalado entre o conservador e tanque principal, conforme Figura 4.5. [54, 55]

Através de uma câmara coletora de gases pode acumular a evolução de gases livres produzidos por pequenos arcos elétricos internos e acionar o alarme/proteção do transformador antes que danos de grandes proporções ocorram nos enrolamentos ou núcleo deste transformador. A proposta deste trabalho é o desenvolvimento de um sensor que acoplado neste relé detector de gás possa monitorar a evolução dos gases livres do transformador de potência.



(a) Relé Buchholz.

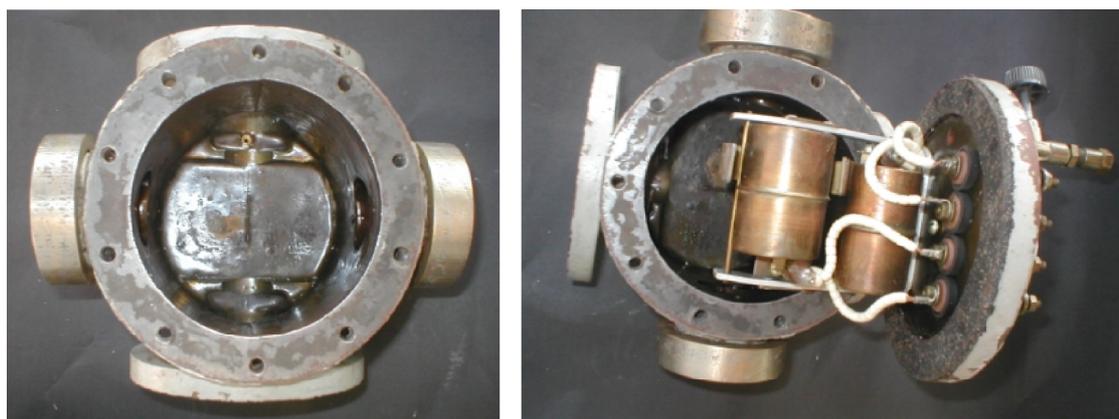


(b) Esquema típico de instalação.

Figura 4.5: Relé detector de gás - relé Buchholz.

Dentro da câmara coletora de gases, Figura 4.6(a), existem dois flutuadores (bóias) montados em níveis diferentes, Figura 4.6(b).

O flutuador superior, em presença de pequeno volume de gás, aciona o sistema de alarme e sinalização do transformador, através do fechamento de um contato elétrico acionado pela movimentação de uma ampola de mercúrio acoplada a este flutuador. O flutuador inferior acionará um contato elétrico, através de outra ampola de mercúrio aco-

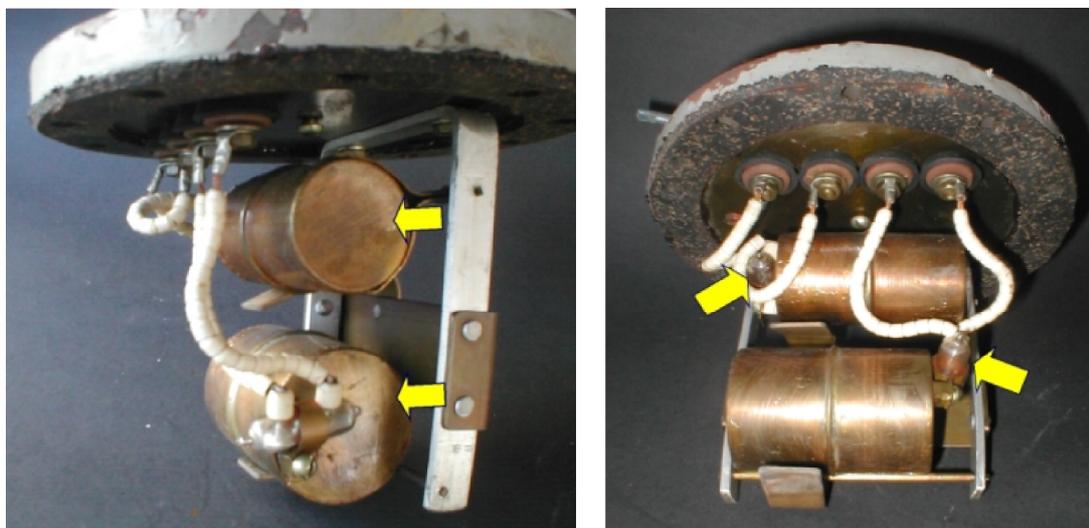


(a) Câmara coletora de gases.

(b) Flutuadores dentro da câmara coletora de gases.

Figura 4.6: Câmara coletora de gases e flutuadores.

plada, desligando o disjuntor de proteção do transformador, quando o volume gerado de gases é grande e o óleo baixa até um nível que permita sua movimentação, vide Figura 4.7. As informações geradas para alarme/trip do disjuntor são enviadas através de contatos elétricos externos ao relé Buchholz, onde os cabos de controle são conectados, vide Figura 4.8(b) detalhe 04.



(a) Posicionamento dos flutuadores.

(b) Contatos por ampolas de mercúrio.

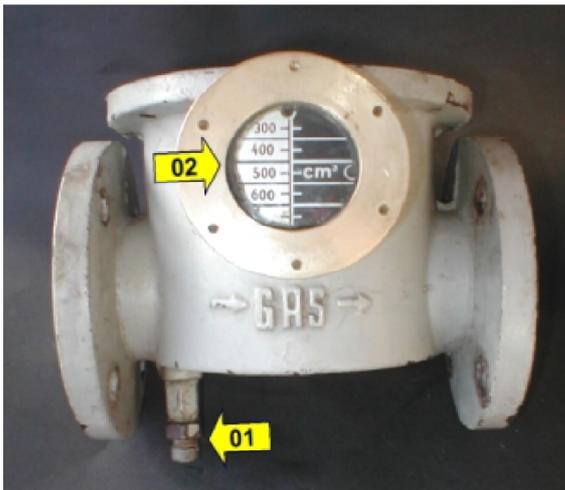
Figura 4.7: Flutuadores e ampolas de mercúrio.

O primeiro flutuador detecta as falhas incipientes e aciona o alarme, em função do acúmulo de gás na câmara coletora, enquanto o segundo detecta curto-circuito, pela intensa geração de gases, sendo acionado pelo enorme fluxo de óleo quente e gases que

passam pelo tubo que liga o transformador ao conservador. [4, 56]

Testes têm demonstrado que arcos elétricos de alta tensão podem ocorrer em transformadores imersos em óleo isolante, podem provocar o acionamento do relé Buchholz com tempos entre 0.05s-0.1s. [55]

Na parede lateral do relé tem uma janela com vidro e uma escala, graduada em centímetros cúbicos ( $cm^3$ ), que serve para avaliar o volume de gás acumulado em sua parte superior, vide Figura 4.8(a) detalhe 02. Uma válvula para coleta destes gases está posicionada no topo da câmara coletora que possibilita amostragem e análise destes gases, vide Figura 4.8(b) detalhe 03. Os gases que aparecem no relé Buchholz devem ser coletados no máximo até 6 horas após seu aparecimento, de acordo com a norma ABNT 7070. [57]



(a) 1-Registro inferior e 2-Visor de acúmulo de gases.



(b) 3-Registro para coleta de gases e 4-Conexões elétricas externas.

Figura 4.8: Componentes do relé Buchholz.

O relé Buchholz também pode desempenhar a importante função de monitoramento constante do nível de óleo isolante dentro do tanque principal, pois caso ocorra um vazamento no transformador, o nível mais baixo de óleo enquanto o transformador estiver energizado será o nível do segundo flutuador, evitando que a parte ativa fique energizada sem a presença do dielétrico.

Durante o processo de condicionamento/regeneração do óleo mineral isolante com o transformador energizado, conforme abordado no Capítulo 5.1.2, existe grande

---

possibilidade de aeração do óleo mineral, podendo ocorrer migração das bolhas para a câmara de coleta de gases do relé Buchholz, provocando um desligamento desnecessário no transformador. Logo, durante este processo de recuperação das características do óleo mineral isolante, o relé Buchholz deve permanecer inoperante.

É aconselhável testar o relé Buchholz a cada 6 meses aproximadamente para garantir o seu funcionamento correto. Para tal, deve se injetar ar na câmara coletora de gases através do registro inferior, vide Figura 4.8(a) detalhe 01, até que o segundo flutuador feche o contato da ampola de mercúrio, simulando o desligamento do disjuntor de proteção do transformador. Após efetuado o teste, esgota-se o ar da câmara coletora de gases através do registro superior, vide Figura 4.8(b) detalhe 03, para que a câmara fique novamente cheia de óleo mineral isolante [4].

### **4.3 Reenergização de transformadores após desligamento por proteção**

Não existe uma prática universal em relação à reenergização de transformadores após terem sido desligados do sistema pela atuação de relés de proteção. Intencionalmente, ninguém energizaria um transformador sabendo que neste equipamento ocorreu uma falta interna, principalmente quando sinalizada pelos relés de proteção. Se isto ocorrer, provavelmente é por não ter conseguido identificar o local onde ocorreu a falta ou se realmente a falta existiu.

A ocorrência de uma falta dentro de uma zona de proteção diferencial, não significa que o problema seja interno do transformador, pois dentro do arranjo diferencial também estão incluídos outros equipamentos e conexões externas. Se o transformador possuir um relé de pressão será possível identificar a ocorrência de uma falta interna através de sua sinalização. Caso não possua relé de pressão e não existam evidências que indiquem uma falta externa, muitas concessionárias de energia elétrica, nesta situação não reenergizam o transformador de potência sem uma completa checagem.

Se o transformador possuir uma proteção diferencial exclusiva através de relé diferencial utilizando transformadores de corrente - TC de bucha, além de um relé de pressão, não existirá dúvidas quanto a ocorrência de uma falta interna no transformador após a atuação destas proteções, principalmente pela alta confiabilidade dos modernos relés.

Mesmo com um transformador protegido com todas estas confiáveis proteções, ainda existe situações onde uma rápida reenergização se faz necessária e para tal alguns fatores devem ser considerados na decisão de se reenergizar ou não o transformador. Em primeiro lugar deve se levar em conta a finalidade e a localização deste transformador, pois a responsabilidade desta decisão deve considerar a importância deste transformador no sistema elétrico, se atende a carga de uma pequena subestação ou se fornece energia a um grande bloco de carga. O histórico de falhas da família deste transformador também poderá afetar na decisão da Distribuidora em reenergizá-lo.

Normalmente, transformadores de potência não são reenergizados automaticamente através de religadores automáticos, pois se realmente existir uma falha interna, esta reenergização poderá submeter o transformador a uma segunda falta, danificando-o ainda mais.

Se a concessionária adotar o critério de também não reenergizar manualmente o transformador após ter sido desligado por atuação de relé de proteção, o problema então é como proceder para reenergizá-lo se nenhuma falta está evidente ou se na inspeção visual nada foi identificado. Esta relutância é particularmente motivada pelos altos custos que envolvem as manutenções em oficinas especializadas, principalmente se existir uma falha interna e for reenergizado, maior será o dano a ser reparado e maior será também o tempo de indisponibilidade deste transformador. Vide Capítulo 5.3. [54]

Desta forma, vários testes devem ser realizados antes de se decidir pela reenergização, tais como o teste de medição de relação de transformação, testes de resistência/isolamento e testes de impulso de baixa tensão. O teste mais eficaz é a análise cromatográfica do gás, conforme abordado no Capítulo 5.1.3, porém nem sempre se dispõe de um cromatógrafo portátil para uma rápida avaliação em campo das condições do transformador sob suspeita.

Após todos os testes possíveis realizados no campo e estando os resultados dentro do histórico de medição daquele equipamento, decide-se pela reenergização, porém com um nível de risco muito menor.

## Capítulo 5

# Manutenções em transformadores de potência

Manutenções em transformadores de potência e reguladores de tensão podem ser realizadas utilizando técnicas Preditivas, Preventivas ou Corretivas, as quais conceitualmente são definidas como [3]:

- **Manutenção preditiva:** É a determinação do ponto ótimo para execução da manutenção preventiva num equipamento, ou seja, o ponto a partir do qual a probabilidade do equipamento falhar assume valores indesejáveis.
- **Manutenção preventiva:** É a manutenção realizada de forma programada, considerando o envelhecimento do equipamento em função do tempo de operação, através de ensaios e verificações com o equipamento energizado ou não.
- **Manutenção corretiva:** É a manutenção realizada após uma determinada falha que faz com que o equipamento não cumpra sua função principal.

### 5.1 Manutenções preditivas

Dentre as várias técnicas de manutenção utilizadas atualmente pelo setor elétrico, a manutenção preditiva tem fundamental importância entre todas, pois seu objetivo não é eliminar as manutenções corretivas ou preventivas, mas minimizá-las de forma prática, técnica e objetiva, através de acompanhamentos ou monitoramentos de parâmetros com o uso de dispositivos e instrumentação adequada, sem a necessidade de desligamentos/interrupções

no fornecimento de energia elétrica. São exemplos de manutenções preditivas em transformadores de potência e reguladores de tensão:

- Análise termográfica em transformadores de potência
- Análise físico-química do óleo mineral isolante
- Análise cromatográfica do óleo mineral isolante
- Análise do grau de polimerização do papel isolante
- Análise dos furfuraldeídos presentes no óleo mineral isolante

Estas técnicas têm por objetivo estabelecer um diagnóstico com antecedência, baseado na análise de tendências, visando: prever uma futura falha; levantar necessidades de ações de manutenção; estudar desempenho de famílias de equipamentos, possibilitando aos responsáveis pelo gerenciamento dos ativos uma gestão coordenada e planejada de intervenção em transformadores de potência e reguladores de tensão, procurando minimizar a indisponibilidade, maximizar a vida útil e tornar menos onerosa a recuperação destes equipamentos. [3]

### **5.1.1 Análise termográfica em transformadores de potência**

A análise termográfica denominada Termovisão é uma técnica que utiliza câmaras apropriadas, do tipo da câmera da Figura 5.1 [14], para possibilitar a medição da energia infravermelha que irradia de todos os objetos. Estas câmeras produzem imagens do invisível infravermelho ou "radiação de calor", proporcionando medições de forma muito precisas de temperaturas sem qualquer contato físico. O calor detectado por estas câmeras termográficas pode ser quantificado ou medido instantaneamente, possibilitando monitorar o comportamento térmico, além de identificar e avaliar a gravidade dos problemas de aquecimentos.

A termografia infravermelha é a única tecnologia de diagnóstico que permite visualização e verificação imediata do comportamento térmico.

Ao contrário da luz visível, no mundo infravermelho tudo que possui uma temperatura acima de zero absoluto emite calor. Até mesmo objetos muito frios, como cubos de gelo, emitem radiação infravermelha. O espectro eletromagnético é dividido arbitrariamente em várias regiões de comprimento de onda, denominadas bandas, sendo que não



Figura 5.1: Exemplo de câmara utilizada em termovisão - FLIR Systems. [14]

existem diferenças fundamentais entre as radiações de diferentes bandas do espectro eletromagnético. Todas elas são regidas pelas mesmas leis com diferentes comprimentos de onda. A Figura 5.2 mostra as bandas do espectro eletromagnético e a faixa de Radiação Infravermelha.

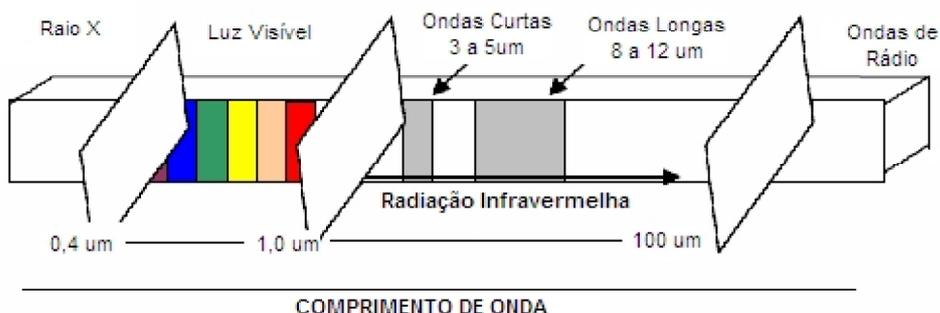


Figura 5.2: Espectro Eletromagnético e a Radiação Infravermelha.

A termografia utiliza a banda infravermelha do espectro, ao lado das ondas curtas, onde a fronteira situa-se no limite da percepção visual, vermelho carregado. No lado das ondas longas, funde-se com as micro-ondas de rádio, na zona dos milímetros.

A radiação infravermelha está posicionada no espectro eletromagnético com um comprimento de onda de aproximadamente 750 nano metros (0,75 micra) a 100.000 nano metros (100 micra). A janela infravermelha pode ainda ser decomposta nas seguintes partes dependendo das faixas de espectro:

- 0,75 a 3,00 micra .....Infravermelho próximo
- 3,00 a 6,00 micra .....Médio infravermelho
- 6,00 a 15,0 micra .....Infravermelho distante
- 15,0 a 100 micra .....Infravermelho extremo

O comprimento de onda da radiação emitida é inversamente proporcional à temperatura, enquanto o fluxo radiante (taxa de transferência) é proporcional.

Energia térmica ou infravermelha é uma luz invisível, cujo comprimento de onda é muito longo para ser detectado pelo olho humano e corresponde a parte do espectro eletromagnético que percebemos como calor.

Como a quantidade de infravermelhos aumenta com a elevação da temperatura, quanto mais alta a temperatura de um objeto, maior a radiação infravermelha emitida. Logo, a medição deste parâmetro em subestações e redes de distribuição de Energia Elétrica torna-se um importante subsídio para a identificação de pontos de má conexão elétrica, conhecidos como "pontos quentes", devido a afrouxamento de conexão, corrosão, recozimento de cabos, etc., especialmente devido ao fato de que somente em casos extremos (objetos muito quentes) existe emissão de energia visível a olho nu.

A radiação medida pela câmera de termovisão não depende apenas da temperatura do objeto, sendo também função da emissividade resultante da radiação refletida pelas vizinhanças do objeto. A radiação do objeto e a radiação refletida são influenciadas pela absorção atmosférica. Para medir a temperatura com precisão é então necessário compensar os efeitos de diversas fontes de radiação, sendo necessário conhecer todos os parâmetros que influenciam na medição da temperatura do referido objeto, como emissividade, temperatura ambiente, distância e umidade relativa do ar, para aplicar manualmente as devidas correções no valor medido. [58, 59]

Os principais equipamentos e objetos de um sistema elétrico que utilizam ou transmitem energia elétrica apresentam um aquecimento antes de uma avaria. Desta forma, detectar e reparar uma má conexão elétrica, antes da falha do componente pode trazer como benefício a economia relacionada, dentre outras, à interrupção de processos industriais, perdas de produção, falta de energia elétrica a grandes blocos de carga, incêndios e falhas catastróficas. A Figura 5.3, [14], mostra um caso típico de má conexão elétrica em subestações de energia elétrica, identificado por uma câmera de Termovisão.

As inspeções termográficas periódicas devem ser realizadas no mínimo semestralmente para equipamentos das subestações, podendo ser reduzidas dependendo da criticidade da detecção, em casos em que necessitem acompanhamentos mais detalhados de equipamentos, famílias de equipamentos ou instalações consideradas estratégicas [59].

Nos transformadores de potência, também podem ser identificados tanto pontos quentes nas conexões elétricas externas como possíveis problemas de sobreaquecimento



Figura 5.3: Ponto quente na conexão do barramento de alta tensão. [14]

em suas partes ativas, que devem ser verificadas com a devida urgência, de acordo com o nível da temperatura medida. Na Figura 5.4, [14], pode ser observado um caso típico de sobreaquecimento na parte ativa de um transformador de potência de subestação, devido ao baixo nível de óleo isolante, não permitindo o resfriamento natural através da circulação do óleo isolante pelos radiadores.

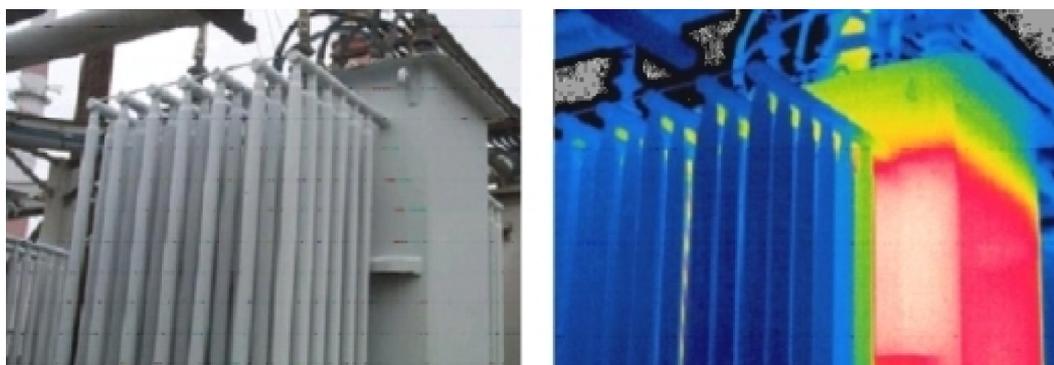


Figura 5.4: Baixo nível de óleo isolante provocando sobreaquecimento. [14]

Problemas nos contatos do comutador de taps sob carga de transformadores de potência também podem ser detectados, como no caso da Figura 5.5, [14], onde pode se observar uma elevação significativa da temperatura do óleo do tanque do comutador de taps, devido ao sobreaquecimento nas conexões de seus contatos. Normalmente o tanque do comutador de taps sob carga apresenta uma temperatura bem menor do que a do tanque principal do transformador.

Os critérios de avaliação dos resultados das inspeções termográficas, as faixas limites de elevação de temperatura e as conseqüentes necessidades de intervenção dependem do tipo de equipamento ou material em análise. As faixas limites não são uma

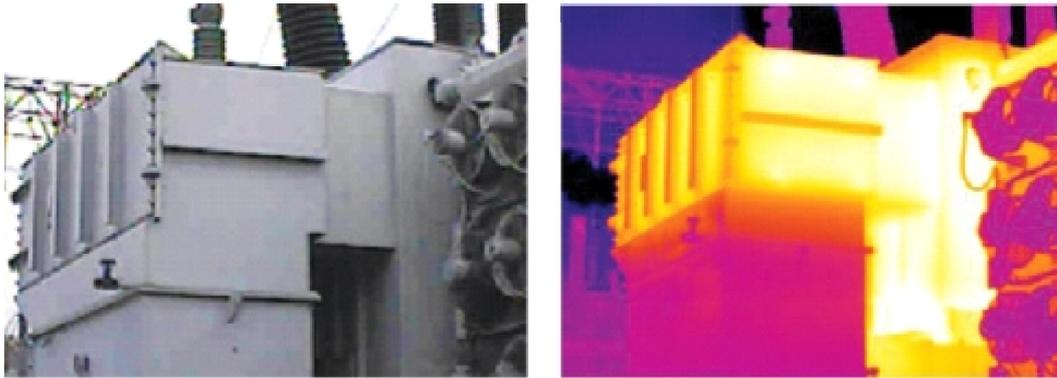


Figura 5.5: Sobreaquecimento no comutador de taps do transformador. [14]

unanimidade entre empresas do setor elétrico e dependem de normalização técnica para cada equipamento (caso de conectores, chaves seccionadoras, etc.), bem como um banco de dados com tratamento estatístico adequado.

Algumas empresas do setor elétrico, como a CPFL Energia [16], após a identificação de uma anormalidade através da termovisão, interpreta a temperatura medida nos equipamentos das subestações e equipamentos associados e relacionando-os a um grau de criticidade, onde são definidas faixas de urgência para as intervenções, programando as atividades ou intervindo de forma emergencial.

O critério típico adotado para avaliação da criticidade da temperatura medida pode ser feito pela diferença de temperatura entre o objeto observado e uma parte adjacente com as mesmas condições e com situação fora de suspeita, ou em alguns casos entre o objeto e a temperatura ambiente.

Logo, de acordo com a diferença destas temperaturas, define-se a urgência da intervenção:

- 00 - 07°C ⇒ Condição normal de operação.
- 07 - 35°C ⇒ Intervenção dentro do plano de manutenção programada até 6 meses.
- 35 - 50°C ⇒ Intervenção na primeira oportunidade ou no máximo em 2 meses.
- > 50°C ⇒ Intervenção imediata, observando as restrições operativas do sistema.

O gerenciamento eficaz da energia é decisivo para manter a confiabilidade dos sistemas mecânicos e elétricos, sendo indiscutível e comprovada a superioridade da termografia infravermelha em programas de manutenção preditiva, nas localizações rápidas, precisas e seguras de problemas potenciais em sua fase inicial [58].

### 5.1.2 Análise físico-química do óleo mineral isolante

Os óleos minerais isolantes utilizados em transformadores e também em outros equipamentos elétricos são extraídos do petróleo e sua composição química e características dependem da natureza do petróleo do qual foram extraídos e também do processo empregado para sua produção. O petróleo é fracionado por destilação em diversos subprodutos de acordo com a faixa de ebulição. A fração denominada de gasóleo pesado, cuja faixa de destilação está compreendida entre 321°C e 427°C é a matéria prima para a obtenção dos óleos isolantes.

Uma vez obtido o subproduto, são feitas a refinação e a purificação do óleo isolante, para minimizar a presença de hidrocarbonetos não saturados, que são focos de formação de substâncias contaminantes, além de ácidos e de compostos, principalmente enxofre e outros.

Os óleos minerais isolantes são constituídos basicamente por uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos, também fazendo parte integrante, em quantidade reduzida, os compostos hidrocarbonetos aromáticos, heterocompostos e de nitrogênio. Assim, o óleo isolante mineral originado do petróleo de base parafínica é chamado óleo parafínico e, quando obtido do petróleo de base naftênica é chamado de óleo naftênico. [3, 15]

A tabela da Figura 5.6 apresenta os percentuais da cadeia carbônica que compõem estes dois tipos de óleos isolantes e a tabela da Figura 5.7 apresenta suas características físicas. [3]

<b>Tipo de óleo isolante</b>	<b>Base Parafínica</b>	<b>Base Naftênica</b>
Parafínico	64%	45%
Naftênico	30%	45%
Aromático	6%	10%

Figura 5.6: Porcentagem da cadeia Carbônica - Diagrama ternário. [3]

Do ponto de vista funcional, não se tem verificado quaisquer diferenças entre óleos parafínicos, naftênicos ou regenerados. Óleos novos que atendam as prescrições da Agência Nacional do Petróleo - ANP, sem aditivos de oxidação são compatíveis, porém quando necessário completar o nível de óleo isolante dos equipamentos elétricos, recomenda-se que esta operação seja feita preferencialmente com o mesmo tipo de óleo de origem. Caso não seja possível a utilização do mesmo tipo de óleo, deve-se verificar a compati-

bilidade da mistura em laboratório, utilizando a mesma proporção prática, sendo que o resultado da mistura não deve ser inferior ao pior dos óleos individuais.

Tipo de óleo isolante	Base Parafínica	Base do óleo	
		Parafínica	Naftênica
Densidade	–	Máximo 0,86	Máximo 0,90
Ponto de Fluides	°C	Máximo -12	Máximo -39
Ponto de Anilina	°C	85 a 91	63 a 84
Índice de Refração	–	1,469 a 1,478	1,485 a 1,500

Figura 5.7: Características Físicas do óleo mineral isolante. [3]

Normalmente nenhum problema é encontrado quando óleo novo é adicionado em pequena percentagem (menos que 5%) a óleos usados, entretanto uma adição maior que 5% a um óleo altamente envelhecido pode causar a precipitação da borra. [60]

A utilização do óleo mineral em transformadores tem duas funções básicas, isolamento elétrico e refrigeração, sendo que enquanto realiza essas funções, sofre o processo de oxidação por estar em contato direto com altas temperaturas e campos elétricos vindos do próprio equipamento, vide Capítulo 2.1. Este óleo contaminado difere dos demais pela presença de água e outras substâncias estranhas a sua composição, substâncias estas que são resultantes deste processo de oxidação. [16, 32, 60, 61]

A confiabilidade e vida útil dos transformadores, reguladores de tensão e outros equipamentos elétricos dependem em grande parte da conservação do óleo mineral isolante utilizados nestes equipamentos. Alterações nas características físico-químicas impactam diretamente na performance destes equipamentos. Todo processo de degradação que o óleo isolante está sujeito altera suas principais propriedades físicas e elétricas [60], como:

- Aumento da viscosidade;
- Aumento da acidez;
- Diminuição da tensão interfacial;
- Aumento do teor de água;
- Diminuição da rigidez dielétrica;
- Aumento do fator de perdas dielétricas (fator de potência).

Para manter o desempenho satisfatório do equipamento, desde o início de funcionamento até um grande período de operação, torna-se fundamental que o óleo mineral iso-

---

lante possua propriedades adequadas e uma excelente estabilidade a oxidação. Na prática existe uma oxidação diferenciada para cada transformador, dependendo de influências externas a que estão sujeitos, tais como: tipo de óleo utilizado, ciclo de carregamento, sistema de preservação do óleo, quantidades de água e oxigênio no óleo e a presença de inibidores de oxidação no óleo.

O processo de degradação do óleo mineral isolante pode ser dividido em três fases distintas [3, 38, 60]:

- **A fase inicial** que é caracterizada pela formação de peróxidos orgânicos quimicamente instáveis que liberam oxigênio e formam combinações oxidadas com a celulose proveniente do papel isolante, as quais atacam o isolamento sólido e as partes metálicas dos equipamentos, tendo como consequência a diminuição das propriedades mecânicas e elétricas da própria isolação celulósica sólida (papel e papelão isolantes Kraft), sendo um processo irreversível, o qual resulta em redução da vida útil do equipamento;
- **A fase intermediária** que é caracterizada pela formação de gases inflamáveis e não inflamáveis no óleo; e
- **A fase final** onde ocorre a formação de compostos insolúveis denominados de "borra" (sedimento), que normalmente, consistem em substâncias resultantes da polimerização de resinas, ácidos e outras composições, que se depositam sobre a isolação sólida, núcleo, paredes do tanque e nas partes mais frias, canais de circulação de óleo e aletas de radiadores, dificultando a circulação normal do óleo pelos canais de refrigeração, o que prejudica a dissipação do calor gerado. Com isto o equipamento passa a operar com temperaturas maiores, acelerando seu processo de envelhecimento e diminuindo o seu tempo de vida útil.

Para acompanhar a degeneração do óleo isolante e suas correlações com a expectativa de vida útil desses equipamentos, devem ser realizados ensaios periódicos no óleo isolante para análise de suas características físico-químicas, identificando o grau de influência dos contaminantes (ácidos, partículas sólidas em suspensão, água e borra) em suas propriedades dielétricas. Esta análise tem como premissa uma avaliação quantitativa e qualitativa de produtos de degradação presentes no óleo mineral, bem como os processos que apressam seu envelhecimento, como agentes de oxidação, umidade, etc. [3, 60]

Os principais ensaios estão descritos na tabela da Figura 5.8, com as respectivas normas técnicas, da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, que regulamentam e padronizam as formas dos ensaios para avaliar cada característica do óleo isolante. As amostras devem ser coletadas rotineiramente ou a título de confirmação quando os resultados encontrados forem inconsistentes com o histórico, ou a qualquer tempo, conforme necessidade. [15]

Ensaio	Unidade	Norma
Cor e aparência	-	NBR-14483
Índice de neutralização	mgKOH/g óleo	NBR-14248
Fator de Perdas dielétricas a 90°C	%	NBR-12133
Tensão interfacial a 25°C	mN/m	NBR-6234
Teor de água	ppm	NBR-10710
Rigidez dielétrica	KV	NBR-10859
Densidade relativa a 20/4°C	-	NBR-7148

Figura 5.8: Ensaios físico-químicos em óleo mineral isolante. [15]

A borra, ou sedimento, também pode ser indiretamente monitorada através de alguns ensaios físico-químicos no óleo isolante, como os de tensão interfacial, índice de neutralização e fator de potência (fator de dissipação). Após longos estudos com 500 transformadores, a ASTM correlacionou dados de ensaios de Tensão Interfacial e Índice de Neutralização com a formação de borra e constatou que em equipamentos com óleo isolante com Tensão Interfacial menor do que 24 mili Newton/metro, nos mesmos têm grande probabilidade de existir borra insolúvel ou precipitada.

Existem valores limites para os ensaios físico-químicos, os quais revelam a qualidade do óleo isolante utilizado nos transformadores e reguladores de tensão, sendo que através desses valores é que se determinam as ações que devem ser tomadas para restabelecimento das condições de utilização do óleo isolante. A CPFL Energia, distribuidora de energia elétrica no Estado de São Paulo, utiliza a tabela da Figura 5.9 como referência para os valores limites e as ações propostas em função dos resultados obtidos em cada tipo de ensaio realizado. [16]

Quando os ensaios realizados apresentarem resultados insatisfatórios, conforme parâmetros apontados na mesma tabela da Figura 5.9, devem ser utilizadas técnicas de Recondicionamento ou técnicas de Regeneração, conforme o caso, para que os valores limites definidos na especificação do óleo isolante sejam novamente restabelecidos, caso contrário o óleo isolante deve ser substituído. [3]

A análise do desempenho dos transformadores e reguladores de tensão através das condições do óleo isolante é uma ferramenta imprescindível como subsídio para um planejamento adequado da manutenção preditiva e preventiva destes equipamentos, onde o acompanhamento e a manutenção da qualidade do óleo isolante são etapas essenciais para assegurar uma operação confiável destes equipamentos.

Ensaio		Satisfatório	Recondicionar	Regenerar	Inadequado
Rigidez Dielétrica (kV)		> 30	< 30	-	-
Teor de água (ppm)		< 30	> 30	-	-
Fator de Perdas (%)	25°C	< 0,5	-	> 0,5	-
	90°C	< 15	-	> 15	-
	100°C	< 20	-	> 20	-
Tensão Interfacial (mN/m)		> 18	-	< 18	< 14
Acidez (mg KOH/g)		< 0,3	-	> 0,3	> 0,7

Figura 5.9: Valores limites de características do óleo isolante. [16]

## Recondicionamento e Regeneração das características do óleo mineral isolante

O óleo contaminado difere dos demais pela presença de água e outras substâncias estranhas a sua composição, substâncias estas que são resultantes deste processo de oxidação. [4, 16, 32, 60, 61]

Para que a confiabilidade e vida útil destes equipamentos elétricos sejam preservadas, há a necessidade de que sejam feitos tratamentos no óleo mineral isolante através de regeneração e/ou o recondicionamento. [62]

O recondicionamento torna-se necessário sempre que suas principais propriedades físicas e elétricas se encontram alteradas, principalmente quando os valores de teor de água e rigidez dielétrica estiverem fora dos limites especificados.

Para os demais parâmetros fora dos limites especificados em normalização específica, utiliza-se o processo de regeneração, que restabelece as condições de utilização de óleo, como óleo novo, através de colunas percoladoras. [3]

Estes dois processos utilizados para a revitalização do óleo isolante são realizados com o transformador e regulador de tensão energizados e em carga, sendo:

## • Recondicionamento do óleo mineral isolante

É o processo físico (filtração, degaseificação e desumidificação sob vácuo) que consiste na remoção de partículas sólidas, umidade e gases dissolvidos no óleo através de sua circulação em uma máquina purificadora, que possua dispositivos de filtração e de aquecimento, e uma câmara de alto vácuo, onde ocorre a degaseificação.

O método aplica técnicas de filtração, centrifugação e tratamento a vácuo, utilizando os seguintes equipamentos para o recondicionamento:

**Filtros:** equipamentos geralmente baseados no princípio de forçar o óleo a passar sob pressão, por placas de celulose ou outro elemento filtrante. Esses tipos de filtros são preferencialmente usados na remoção de contaminantes em suspensão e o meio filtrante deve ser capaz de remover no mínimo partículas maiores que  $5\ \mu\text{m}$ . Este sistema não promove a degasagem de óleo. A capacidade de remoção de água de um filtro é dependente da umidade do meio filtrante.

**Centrífuga:** em geral, uma centrífuga pode reter uma maior quantidade de contaminantes ao longo do tempo do que um filtro convencional, mas em contra-partida pode não remover alguns contaminantes sólidos mais fixos, como um filtro pode fazer. Conseqüentemente, a centrífuga é geralmente usada para uma primeira limpeza, quando grandes quantidades de óleo contaminado são tratados. Frequentemente, a saída da centrífuga é acoplada a um filtro para limpeza final.

**Sistema termo-vácuo:** constituído por filtros, aquecedores e câmara sob vácuo, sendo um eficiente equipamento de redução dos teores de gás e água de óleos isolantes. Após passagem pelo filtro, o óleo é finamente pulverizado a quente na câmara sob vácuo, reduzindo os teores de gases e umidade. Este processo é realizado com o transformador energizado, vide Figura 5.10. [4]

### Escolha do processo:

a) filtros normalmente retiram eficientemente partículas sólidas, mas são poucos eficientes na remoção de água e não promovem degasagem do óleo;

b) centrífugas são em geral satisfatórias para remoção de água livre no óleo e podem em muitos casos remover também algumas impurezas sólidas. Entretanto, tendem a aerar o óleo;

c) os sistemas termo-vácuo removem eficientemente a água e gases dissolvidos no óleo,

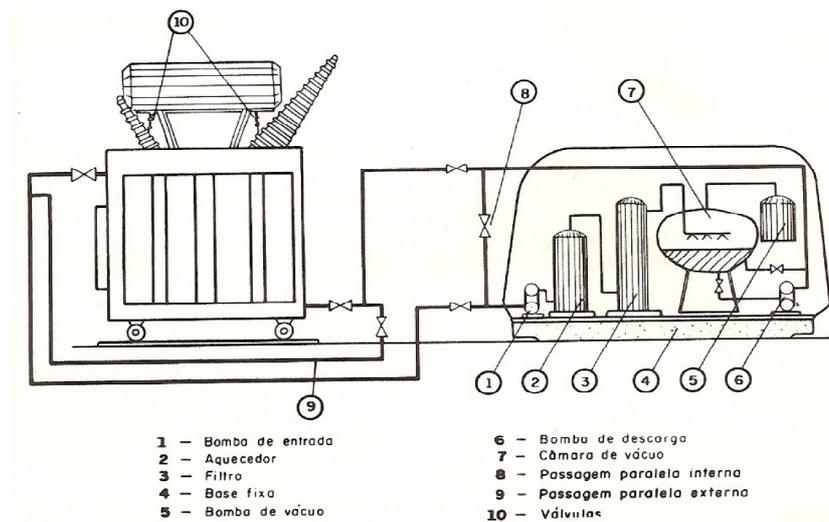


Figura 5.10: Tratamento do óleo mineral pelo sistema termo-vácuo. [4]

bem como pequenas quantidades de água livre. Se o óleo apresentar material sólido e/ou borra é aconselhável passá-lo previamente por um filtro antes de processá-lo a vácuo. A borra é mais solúvel em óleo aquecido do que a frio, portanto para sua remoção um tratamento a frio é mais conveniente.

### • Regeneração do óleo mineral isolante

É o processo que consiste na remoção dos produtos da oxidação do óleo (ácidos, coloidais, borra) por meio de tratamento químico e/ou físico químico, através do contato deste com um material adsorvente, a fim de melhorar suas características visando sua reutilização como dielétrico [3]. Os Processos físico-químicos consistem em colocar como meio os adsorventes sólidos, que possuam alta atividade superficial para que retenham os contaminantes coloidais em solução e os produtos de deterioração do próprio óleo. Os adsorventes mais eficientes no tratamento do óleo isolante são: as argilas (terra fuller, aporroffo), bauxita ativada (alumina) e carvão ativado. A eficiência dos materiais adsorventes aumenta proporcionalmente ao seu grau de secagem.

Existem dois métodos de adsorção:

#### a) percolação por gravidade ou por pressão

- neste processo, certa quantidade de óleo filtrada atravessa um leito de material adsorvente, pela ação da gravidade;

- os equipamentos de tratamento de percolação sob pressão podem ser utilizados para

montagem em unidades móveis. Esta condição é indispensável para equipamentos que necessitem tratamento do óleo em campo através da recirculação do óleo do próprio equipamento desenergizado, devido à disponibilidade e importância do mesmo no sistema.

### **b) processo de contato**

- o processo de contato para regeneração de óleos utiliza material adsorvente na granulometria de 200 mesh com aquecimento. Esse processo permite o uso mais eficiente do adsorvente e dá um produto uniforme. O nível de regeneração depende da quantidade de argila utilizada, a qual é determinada por uma análise do óleo deteriorado. Na Figura 5.11 [1], pode-se ver um exemplo de uma máquina utilizada na regeneração de óleo mineral isolante.

- por ser um processo por batelada não é recomendado para tratamento no campo.

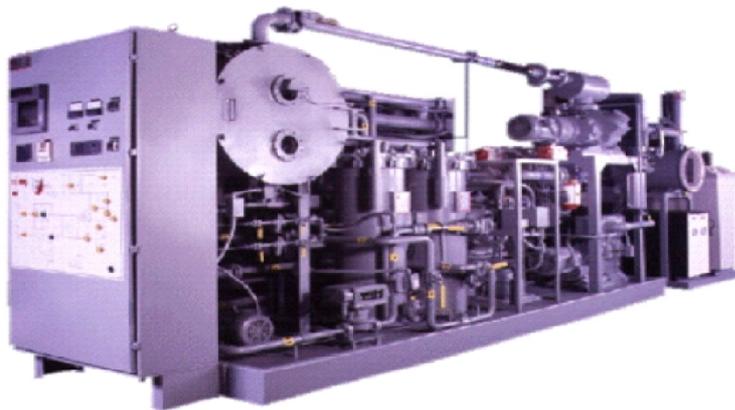


Figura 5.11: Exemplo de uma máquina utilizada na regeneração. [1]

### **Escolha do método**

A escolha do método mais prático e econômico para regenerar óleo de um determinado sistema depende das características geográficas desse sistema, das disponibilidades de equipamentos aplicáveis ao trabalho e dos fatores relativos aos diferentes equipamentos e métodos de tratamento descritos acima. Independentemente do método de tratamento por adsorção, dois aspectos devem ser observados:

**a)** o óleo deve ser bombeado através de um dispositivo que remova a água antes do contato com o adsorvente de modo a evitar seu umedecimento. A água causa obstrução pelo menos parcial e possivelmente completa do adsorvente inutilizando seu efeito adsorvente;

**b)** o óleo ao sair da máquina de tratamento deve ser passado em um sistema de desumidificação e degaseificação. (Por exemplo, sistema termo-vácuo). Isso é especialmente

necessário quando se re-circula óleo no equipamento.

## Coleta de amostras do óleo isolante para análise físico-química

As análises físico-químicas do óleo isolante devem revelar com a maior fidelidade possível o estado do equipamento elétrico sob análise. Para tal, amostras devem ser coletadas tomando-se todos os cuidados para que os procedimentos necessários sejam cumpridos, também para que não haja contaminação do recipiente da amostra, pois resultados sem estes cuidados conduzirão a conclusões erradas a respeito da qualidade do óleo e da confiabilidade do equipamento sob análise, além de todo tempo perdido, de esforços e despesas envolvidas com segurança, transporte e ensaios da amostra. Deve-se também ter como premissa que uma amostragem de líquidos isolantes nunca deve ser coletada com o tempo chuvoso.

Para coletar amostras para análise físico-química, usualmente são utilizados frascos de 1 ou 2 litros de vidro borossilicato (âmbar ou claro), alumínio ou plástico resistente ao líquido isolante, previamente limpos, secos e vedados de modo a evitar quaisquer contaminações pelo meio externo. No caso de ser utilizado frascos claros, deve-se evitar a exposição prolongada destes à luz.

Na Figura 5.12 pode se ver um exemplo de coleta de óleo mineral isolante utilizando Dispositivo de Amostragem, que conecta o frasco de vidro borossilicato à válvula de amostragem, para eliminar qualquer contaminação pelo meio externo durante a amostragem.



Figura 5.12: Coleta de óleo para análise físico-química.

Os principais ensaios físico-químicos que permitem determinar o grau de oxidação

do óleo isolante de transformadores, reguladores de tensão e comutadores de derivações em carga (quando aplicável) é composto por [3]:

- a) densidade a  $20^{\circ}C / 4^{\circ}C$ ;
- b) tensão interfacial a  $25^{\circ}C$ ;
- c) índice de refração a  $20^{\circ}C$ ;
- d) índice de neutralização;
- e) teor de água;
- f) rigidez dielétrica;
- g) fator de potência a  $100^{\circ}C$  ou fator de dissipação a  $90^{\circ}C$ .

Existem valores limites para estes ensaios físico-químicos realizados em transformadores, reguladores de tensão e comutadores de derivações em carga e através dos valores obtidos nos ensaios é que se determinam as ações para o restabelecimento das condições de utilização do óleo isolante, através do Recondicionamento ou Regeneração.

#### **Periodicidade das amostragens:**

As amostras devem ser coletadas anualmente ou a título de confirmação quando os resultados encontrados forem inconsistentes com o histórico, ou a qualquer tempo conforme necessidade. Adicionalmente existe a necessidade de se programar amostras extras de óleo para ensaios físico-químicos após o período de garantia:

- Quando ocorrer um processo de recondicionamento, regeneração ou troca de óleo isolante do transformador ou regulador de tensão.

- Quando o transformador ou regulador de tensão possuir idade superior a 30 (trinta) anos, amostragem para ensaios de teor de furfuraldeído para subsidiar decisões sobre sucateamento, repotenciação, recuperação, etc.

- Quando o transformador ou regulador falhar ou for retirado de operação por indicação de elevação de gases dissolvidos no óleo, amostragem extra quando de abertura na fábrica ou reparadora para ensaios de grau de polimerização do papel isolante, para subsidiar decisões sobre sucateamento, repotenciação, recuperação, etc.

Cuidado especial deve ser tomado quando extrair amostras de óleo de equipamentos energizados, pois a amostragem em equipamentos quando sob pressão negativa

(vácuo) pode levar bolhas de ar para dentro do tanque. Se isto ocorrer, pode causar falhas catastróficas. [61]

### 5.1.3 Análise cromatográfica do óleo mineral isolante

O óleo mineral isolante gera gases durante seu processo de envelhecimento normal e acentuadamente quando de ocorrências de falhas nos transformadores e reguladores de tensão. A análise do Gás Dissolvido (Dissolved Gas Analysis - DGA), ou Análise Cromatográfica dos Gases Dissolvidos, tem por objetivo determinar a composição desta mistura de gases que normalmente se dissolve no óleo isolante, podendo associar cada composição de gás com um provável tipo de falha.

As falhas incipientes, ou seja, aquelas que estão no início, em transformadores de potência e reguladores de tensão usualmente produzem baixa concentração de gases e, portanto, seu acompanhamento através de análises periódicas pode evitar danos mais sérios aos equipamentos elétricos assim como futuras interrupções no fornecimento de energia elétrica a grandes blocos de carga se nenhuma ação corretiva de manutenção for utilizada a tempo.

Muitas técnicas têm sido utilizadas para extração dos gases dissolvidos no óleo isolante, sendo muitas delas aceitas como padrão internacional, porém a mais comumente aceita é a extração dos gases através de vácuo, pois experiências demonstram que mais de 97% dos gases dissolvidos podem ser extraídos utilizando esta técnica. [3, 16, 19, 38, 57]

Logo após terem sido extraídos, estes gases devem ser analisados por Cromatógrafos de precisão em laboratórios especializados, os quais são capazes de detectar gases em níveis de ppm (parte por milhão), porém, para avaliar a integridade de transformadores de potência e reguladores de tensão, a análise cromatográfica por si só não é suficiente. Torna-se necessário também confrontar informações sobre a construção, histórico das manutenções já realizadas, ciclos de carga suportados, faltas ocorridas e várias outras informações relevantes sobre o equipamento em análise para que se possa fazer uma avaliação mais aproximada sobre seu estado operativo. [3, 18]

Geralmente devem ser utilizadas três etapas para a avaliação destes equipamentos:

**A primeira etapa** é estabelecer se realmente existe um defeito, pois transformadores em serviço sempre apresentam gases dissolvidos no óleo isolante. Somente se estes níveis

de gases excederem alguns valores de referência, o defeito torna-se provável.

**A segunda etapa** é determinar o tipo de defeito. Entre vários métodos existentes, dois métodos são mais freqüentemente utilizados, os quais se baseiam nos Gases Chaves e nas Relações entre as concentrações dos gases dissolvidos. O primeiro método baseia-se na construção de histogramas contendo os percentuais de todos os gases combustíveis, para se identificar o gás mais abundante na composição, o qual é denominado Gás Chave, sendo que cada um representa um tipo específico de defeito. O segundo método calcula a relação entre as concentrações dos gases, sendo o resultado comparado com níveis previamente estabelecidos, e conhecidos internacionalmente, que indicam a severidade do defeito.

**A terceira etapa**, duas amostras consecutivas devem ser retiradas do óleo do equipamento sob análise para que as relações entre as concentrações dos gases sejam calculadas e o defeito existente seja confirmado. [32]

A técnica de Análise Cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante foi introduzida em meados de 1960 e constitui até hoje um dos principais instrumentos para detectar defeitos incipientes nestes equipamentos quando em operação, além de possibilitar a verificação da eficiência do sistema de preservação em transformadores selados.

## **Principais gases produzidos nos transformadores e reguladores de tensão**

A detecção de certos gases gerados em equipamentos elétricos imersos em óleo é freqüentemente a primeira indicação de um mau funcionamento que pode eventualmente progredir para uma falha se não corrigida em tempo. Estes gases podem se formar devido ao processo de envelhecimento natural, e/ou em maior quantidade, como resultado de falhas como arco elétrico, descargas corona, centelhamento de baixa energia, sobrecargas severas, falhas em motores das bombas e sobreaquecimento no sistema de isolação. Estas condições podem ocorrer de formas isoladas ou simultâneas, podendo resultar na decomposição dos materiais isolantes e formação de vários gases combustíveis e não combustíveis. Em transformadores e reguladores de tensão, os gases podem ser encontrados dissolvidos no óleo isolante, na bolsa de gás acima do óleo ou nos equipamentos coletores de gás. [24]

A Operação em presença de falhas pode causar sérios estragos aos equipamentos, logo é de grande interesse que se possa detectar a falha em seu estágio inicial de desenvolvimento, podendo a natureza e importância destas falhas ser precisadas a partir

---

da composição dos gases e da rapidez com que são formados.

O óleo mineral isolante tem a capacidade de dissolver até 10% de seu volume de ar, logo a presença dos gases oxigênio e nitrogênio é uma constante, pois provêm do ar atmosférico, com o qual o óleo está ou esteve em contato. [4]

Além disso, o óleo é normalmente decomposto pelo calor, e os hidrocarbonetos produzidos variam em função da temperatura. Desta forma, existe uma pequena decomposição às temperaturas normais de funcionamento, produzindo principalmente hidrogênio e metano. [19]

No caso da ocorrência de uma falha incipiente, as quantidades de gases gerados são pequenas. Esses gases dissolvem-se no líquido isolante, sendo que gases livres serão encontrados somente em casos especiais. Os gases dissolvidos serão divididos entre as fases líquidas e gasosas, por difusão. Desta forma, a análise periódica de amostras de óleo, quanto a gases dissolvidos, é uma das principais técnicas para detectar falhas em equipamentos elétricos. [57]

As quantidades relativas destes gases são características de cada tipo de falha, pois variam conforme a maneira pela qual a energia disponível para decompor o óleo for liberada pela falha.

Os gases mais significativos produzidos pela decomposição do óleo podem ser combustíveis e não combustíveis. Entre os gases combustíveis encontram-se:

- Monóxido de Carbono ( $CO$ );
- Hidrogênio ( $H_2$ );
- Metano ( $CH_4$ );
- Etano ( $C_2H_6$ );
- Etileno ( $C_2H_4$ );
- Acetileno ( $C_2H_2$ ).

Entre os gases não Combustíveis podemos encontrar:

- Oxigênio ( $O_2$ );
- Nitrogênio ( $N_2$ );
- Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ).

Estes hidrocarbonetos não são os únicos que se produzem, pois também se formam hidrocarbonetos com  $C_3$  e  $C_4$ . Entretanto a experiência atual mostra que um diagnóstico satisfatório pode ser estabelecido sem levá-los em consideração, por esta razão foram omitidos nos métodos de interpretação atualmente utilizados.

Os gases que se formam pela deterioração normal da isolação sólida são o dióxido de carbono, o monóxido de carbono, traços de hidrogênio, metano e etano.

O óleo mineral isolante, quando sobreaquecido ( $500^\circ\text{C}$ ), originam os gases metano, etano, etileno,  $\text{CO}_2$  ( $400^\circ\text{C}$ ) e água ( $200^\circ\text{C}$ ) em presença de oxigênio. A pirólise do óleo conduz a formação de hidrogênio (60% a 80%), acetileno (10% a 25%) e etileno (1,0% a 2,9%).

Além do calor produzido por sobrecargas excessivas, conduzem também à formação de gases da isolação as descargas parciais/centelhamentos e os arcos elétricos:

- **Descargas parciais (centelhamento) e o efeito corona:** As descargas parciais, que se caracterizam por descargas em bolhas gasosas envolvidas pelo óleo ou por materiais impregnados de óleo, correspondem a uma falha de baixo nível energético, causando a decomposição e o bombardeamento iônico das moléculas de óleo sendo que o principal gás produzido é o hidrogênio. O efeito corona pode ocorrer nos ângulos dos condutores com uma tensão de cerca de 12kV. O Centelhamento é uma descarga elétrica fraca com duração muito curta, cerca de um microssegundo ou menos. [4]

Para diagnosticar a deterioração da isolação e determinar sua localização em transformadores em operação, foram desenvolvidas técnicas para análise das emissões acústicas causadas por descargas parciais ou descargas coronas no óleo isolante. As propriedades das emissões acústicas podem ser avaliadas através do espectro de frequências obtido através da Transformada Rápida de Fourier (FFT). [63]

- **Arcos elétricos:** São descargas elétricas prolongadas e intensas, podendo elevar a temperatura de  $700^\circ\text{C}$  a  $1800^\circ\text{C}$ , o que propicia a produção de grandes quantidades de acetileno. [38, 4]

Quando a celulose é sobreaquecida ( $140^\circ\text{C}$ ) formam-se os gases CO,  $\text{CO}_2$  e água. Em sua pirólise, isto é, destruição pelo calor ( $250^\circ\text{C}$ ), originam os gases CO em maior quantidade que o  $\text{CO}_2$ , além de água, carvão e alcatrão.

A decomposição térmica tanto do papel quanto do óleo pode produzir o monóxido de carbono, mas o papel é menos estável e produz CO em temperaturas menores do que a do óleo. Conseqüentemente a relação de  $CO_2/CO$  algumas vezes pode ser utilizada como uma indicação da decomposição do papel. [33, 38]

Segundo Duval [64] pode-se constatar altos índices de degradação do papel quando a concentração do gás etileno crescer fortemente e a relação  $CO_2/CO$  decrescer a uma proporção menor que 6. Para uma proporção de  $CO_2/CO$  menor do que 2, a probabilidade de falhas cresce significativamente quando a concentração de gases combustíveis estiver excedendo 200 ppm. [65]

Um transformador saudável possui gases combustíveis dissolvidos no óleo em quantidades menores do que 0,05ml para cada 100ml de óleo além de insignificantes níveis de gases hidrocarbonetos maiores. Medições realizadas em transformadores com respiro direto mostraram níveis proporcionais de  $CO+CO_2$  de 0,4ml/100ml de óleo após 15 anos. [65, 66]

Considera-se como normal uma relação  $CO/CO_2$  entre 0,1 e 0,3. Se a celulose de isolamento estiver envolvida numa falha de arco, ou descarga parcial, esta relação tenderá a aumentar. Quando seu valor se aproximar ou ultrapassar da unidade, e houver a formação de CO e  $CO_2$  em grandes quantidades, ter-se-á uma indicação confiável de que a isolamento celulósica faz parte da falha.

Numa falha localizada, em que a celulose da área esteja completamente esgotada, os gases CO e  $CO_2$  deixarão de ser gerados, mas o óleo isolante continuará a se decompor, pois seu contato com o ponto quente será continuamente renovado. Desta forma, não haverá mais produção de CO e  $CO_2$ , por este motivo, sua relação não deverá variar e poderá permanecer dentro dos limites considerados normais. Conclui-se, portanto, que a relação  $CO/CO_2$  de valor anormal é uma boa indicação de que a isolamento celulósica está envolvida na falha, e que uma relação  $CO/CO_2$  de valor normal nem sempre é uma indicação de que ela não tenha sido envolvida. [4]

Deve ser enfatizado que a quantidade de  $CO_2$  dissolvido no óleo de transformadores de potência é crescente proporcionalmente com o envelhecimento natural da isolamento celulósica, em função da idade. Esta relação foi constatada pela Queensland Electricity Commission - QEC, Austrália, através de métodos estatísticos de regressão linear utilizando dados do acompanhamento feito em 200 grandes transformadores de potência, existentes em seu sistema elétrico, onde se pôde observar a tendência natural de crescimento de  $CO_2$

em função da idade do equipamento. Na Figura 5.13 pode-se ver a correlação entre ppm de  $CO_2$  e a idade do transformador de potência. [17]

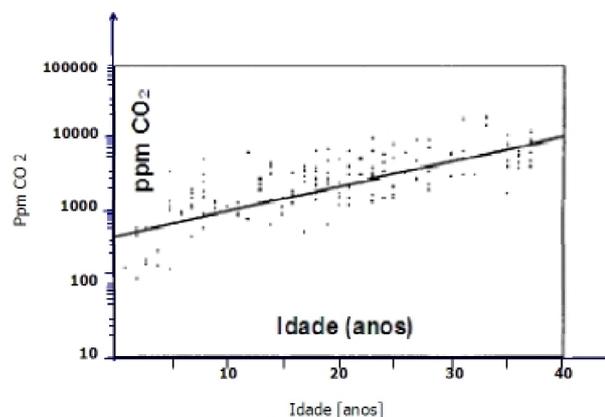


Figura 5.13: Quantidade de  $CO_2$  dissolvido no óleo em função da idade do transformador. [17]

Para assegurar que as quantidades de gases detectados nas análises periódicas sejam significativas e indiquem que uma falha incipiente pode estar em desenvolvimento, sempre devem ser comparados os resultados da última análise com os valores de referências, que são periodicamente registrados nos históricos individuais de cada transformador e regulador de tensão desde a energização inicial quando preenchido com óleo novo.

A tabela da Figura 5.14 foi elaborada pela Universidade Estadual da Califórnia - EUA, onde relaciona os valores considerados normais e anormais dos gases dissolvidos no óleo isolante, para ser utilizada como referência na interpretação dos resultados, relacionando-os a uma provável causa. [4]

Gás	Normal [ppm]	Anormal [ppm]	Interpretação
H <sub>2</sub>	< 150	> 1.000	Arco Elétrico, Corona
CH <sub>4</sub>	< 25	> 80	Centelhamento
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	< 10	> 35	Sobreaquecimento local
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	< 20	> 100	Sobreaquecimento severo
CO	< 500	> 1.000	Sobrecarga severa
CO <sub>2</sub>	< 10.000	> 15.000	Sobrecarga severa
N <sub>2</sub>	1% - 10%	> N.A.	Sobrecarga severa
O <sub>2</sub>	0,2% - 3,5%	> N.A.	Sobrecarga severa
<b>Total gases combustíveis</b>	<b>0,003%</b>	<b>&gt; 0,5%</b>	<b>Combustível</b>

Figura 5.14: Quantidades normais e anormais de gases dissolvidos no óleo. [4]

Quando há uma falha incipiente em evolução no transformador, a concentração dos gases a ele associados ultrapassa os valores normais de degradação da isolação dos estabelecidos em ensaios de laboratório. O gás que caracteriza o tipo de falha incipiente é chamado de Gás Chave. Na Figura 5.15 pode ser vista a tabela que faz uma correlação entre os gases gerados e as características das falhas. [32, 18]

Gás Chave		Característica do Defeito
Hidrogênio	H <sub>2</sub>	Descarga Parcial
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Falha térmica < 300°C
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	300°C < Falha térmica < 700°C
Acetileno e Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> e C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Falha térmica > 700°C
Acetileno e Hidrogênio	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> e H <sub>2</sub>	Descarga de Energia

Figura 5.15: Gases Chaves relacionados com os defeitos. [18]

Se por ocasião de uma destas análises rotineiras de gases dissolvidos no óleo, constatar-se que os "padrões" foram ultrapassados, isto não indicará necessariamente a presença de um defeito, mas sim que o equipamento deve ser objeto de uma supervisão mais atenta e de amostragens e análises mais freqüentes. A urgência e natureza da intervenção dependem, de uma certa forma, do excesso das concentrações encontradas em relação aos "padrões" e da composição dos gases dissolvidos. [19]

## Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante

O acompanhamento semestral da composição dos gases dissolvidos no óleo isolante possibilita identificar falhas incipientes em evolução, podendo associar a composição da mistura destes gases com um provável tipo de falha. O gás mais abundante na composição é conhecido como Gás Chave e cada um representa um tipo específico de defeito. Os perfis típicos das composições desses gases, em função da falha do transformador, apresentam as seguintes características:

- **Arco elétrico:** Grandes quantidades de hidrogênio e acetileno são produzidas, vide Figura 5.16, com pequenas quantidades de metano e etileno. Dióxido e monóxido de carbono também podem ser formados caso a falha envolva a celulose. O óleo poderá ser carbonizado. (**Gás chave = acetileno**)

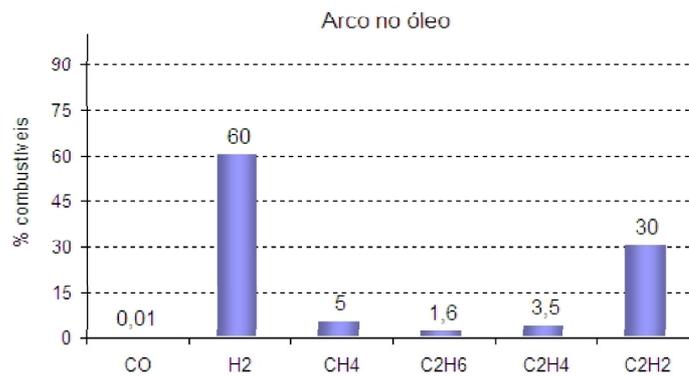


Figura 5.16: Composição dos gases pela ocorrência de arco elétrico no óleo. [19]

- **Descargas parciais:** Descargas elétricas de baixa energia produzem hidrogênio e metano, vide Figura 5.17, com pequenas quantidades de etano e etileno. Quantidades comparáveis de monóxido e dióxido de carbono podem resultar de descargas em celulose. (**Gás chave = hidrogênio**)

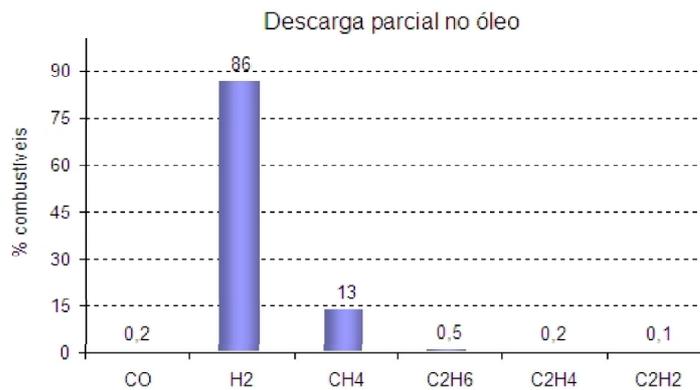


Figura 5.17: Composição dos gases pela ocorrência de descarga parcial no óleo. [19]

- **Óleo superaquecido:** Os produtos de decomposição incluem etileno e metano, vide Figura 5.18, juntamente com quantidades menores de hidrogênio e etano. Traços de acetileno podem ser formados se a falha é severa ou se envolvem contatos elétricos. (**Gás chave = etileno**)
- **Celulose superaquecida:** Grandes quantidades de dióxido e monóxido de carbono são liberadas da celulose superaquecida, vide Figura 5.19. Hidrocarbonetos gasosos, como metano e etileno, serão formados se a falha envolver uma estrutura impregnada no óleo. (**Gás chave = monóxido de carbono**)



Figura 5.18: Composição dos gases pela ocorrência de superaquecimento no óleo. [19]

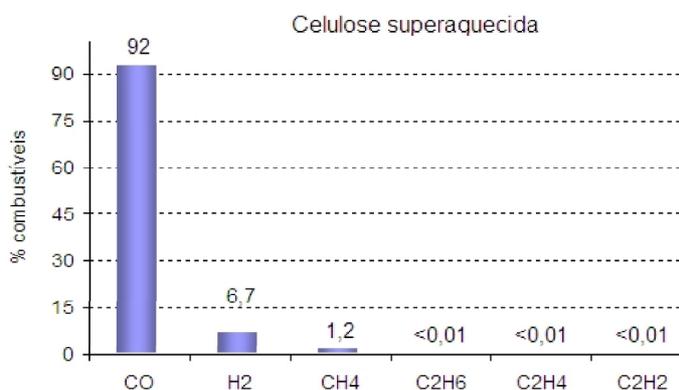


Figura 5.19: Composição dos gases pela ocorrência de superaquecimento na celulose. [19]

- **Eletrólise:** A decomposição eletrolítica da água ou a decomposição de água associada com a ferrugem resulta na formação de grandes quantidades de hidrogênio, vide Figura 5.20, com pequenas quantidades dos outros gases combustíveis. (**Gás chave = hidrogênio**)

## Análise de falhas utilizando cromatógrafos portáteis

Os gases gerados dentro de um transformador, causados por mau funcionamento, em sua maioria, são combustíveis e uma rápida detecção e estimativa destes gases, pode ser a primeira e a mais rápida indicação deste possível mau funcionamento.

Muitas vezes não há necessidade de uma completa e típica análise do teor dos gases, como feito em uma análise convencional em laboratórios especializados de cromatografia, pois através de equipamentos portáteis que utilizam sensores eletroquímicos de

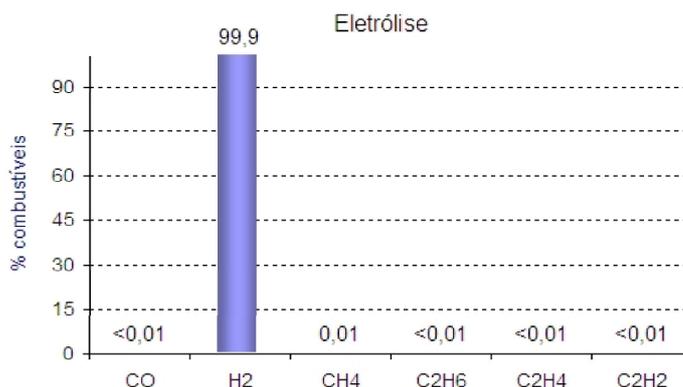
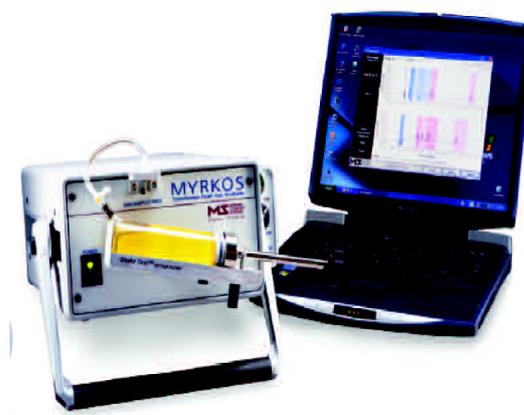


Figura 5.20: Perfil típico dos gases pela ocorrência de eletrólise. [19]

gases, podemos rapidamente analisar as características dos gases contidos em uma pequena amostra de óleo colhida no próprio local. A Figura 5.21 apresenta um moderno cromatógrafo portátil de fabricação MS Morgan Schaffer Systems, com capacidade de amostrar e analisar 7 tipos de gases separadamente, em menos de 100 segundos. [20]



(a) Equipamento Myrkos - MS Morgan Schaffer Systems .



(b) Análise da amostra de óleo.

Figura 5.21: Cromatógrafo Portátil para análise em campo de 7 gases diferentes. [20]

Outro ponto de atenção, que também deve ser considerado, está relacionado com algumas falhas incipientes que podem não ser detectadas durante longos intervalos compreendidos entre duas análises cromatográficas subsequentes, pois o acompanhamento das análises cromatográficas clássicas utiliza periodicidades de amostragens com intervalos de 6 a 12 meses, para transformadores que não estejam apresentando indícios de falhas.

A diminuição do intervalo entre as amostragens não se torna economicamente

---

viável, tendo em vista o alto custo da análise cromatográfica completa feita em laboratórios, pois uma grande infra-estrutura de suporte deve ser associada a este custo, envolvendo a logística necessária para a retirada das amostras, embalagens específicas, transporte adequado das amostras além de laboratórios específicos com pessoal altamente especializado para realizar as análises destas amostras.

Uma boa alternativa para análises rápidas e com custos muito menores é a utilização destes equipamentos portáteis de detecção de gases combustíveis que podem subsidiar na rápida tomada de decisão gerencial quanto a testes e continuidade operativa do equipamento.

Embora com custos operacionais muito menores, grande mobilidade e agilidade, os cromatógrafos portáteis não substituem os métodos analíticos utilizados em laboratórios especializados, com cromatógrafos gasosos ou espectrômetros de massas, pois estes equipamentos portáteis não possibilitam a identificação das quantidades individuais dos gases.

## **Coleta de amostras do óleo isolante para análise cromatográfica**

As análises cromatográficas do óleo isolante devem revelar com a maior fidelidade possível o estado do equipamento elétrico sob análise. Para tal, amostras devem ser coletadas tomando-se todos os cuidados para que os procedimentos necessários sejam cumpridos, também para que não haja contaminação do recipiente da amostra, pois resultados sem estes cuidados conduzirão a conclusões erradas a respeito da qualidade do óleo e da confiabilidade do equipamento sob análise, além de todo tempo perdido, de esforços e despesas envolvidas com segurança, transporte e ensaios da amostra. Deve-se também ter como premissa que uma amostragem de líquidos isolantes nunca deve ser coletada com o tempo chuvoso.

É importante ressaltar que as amostras devem ser retiradas com o equipamento na condição normal de funcionamento, para que se possa verificar a taxa de evolução de gases.

Para coletar amostras para análise cromatográfica, usualmente são utilizadas seringas de vidro de 20ml a 50ml, previamente limpas, secas e vedadas de modo a evitar quaisquer contaminações pelo meio externo. Para eliminar esta possibilidade de contaminação durante a amostragem, deve-se utilizar um dispositivo de coleta, que conecta a

seringa de vidro ao registro de amostragem, que usualmente é o registro inferior do tanque principal do equipamento [57, 62, 67]. Para coleta de óleo via seringa de vidro, normalmente são adaptadas torneiras de plástico resistentes ao óleo, conhecidas como torneiras de 3 vias, que possibilita 3 posições diferentes de passagem de óleo, vide Figura 5.22.



(a) Registro inferior do tanque principal do equipamento.



(b) Seringas de vidro com torneiras de 3 vias.

Figura 5.22: Coleta de amostra do óleo mineral isolante do transformador. [1]

Algumas horas após a coleta da amostra de óleo, pode ocorrer a formação de uma bolha de gás no interior da seringa que não deve ser eliminada. As amostras de óleo não devem sofrer uma estocagem prolongada uma vez que pode ocasionar erros notáveis no valor de determinados gases. Por isso devem ser enviadas ao laboratório de óleo isolante o mais breve possível. O prazo máximo de validade é de 15 (quinze) dias.

A periodicidade de amostras para ensaios de análise cromatográfica é semestral. Adicionalmente existe necessidade de se programar amostras para cromatografia, com periodicidade adotada pelo setor elétrico brasileiro, dividido em duas fases durante e após o período de garantia. [67]

Esta padronização de procedimentos apresentados, tanto com as análises periódicas específicas, quanto com os cuidados para que os procedimentos necessários sejam cumpridos durante as coletas das amostras do óleo isolante, faz com que os resultados das análises cromatográficas possam revelar com a maior fidelidade possível o estado do equipamento elétrico sob análise.

### 5.1.4 Análise do grau de polimerização do papel isolante

Um dos fatores mais importantes que limitam o tempo de vida de um transformador é a degradação térmica ou envelhecimento do papel isolante utilizado em sua construção.

A técnica de análise dos gases dissolvidos no óleo têm sido usualmente utilizada somente para se determinar as condições de falhas incipientes, não fazendo nenhuma avaliação sobre as condições do papel celulose. [68]

O conhecimento do grau de degradação do papel isolante passou a ser uma informação imprescindível, pois possibilita que o planejamento de substituição de transformadores seja feito com base em informações técnicas de envelhecimento e não mais em função da idade cronológica do equipamento.

Quando ocorre a degradação do papel, as propriedades elétricas não se alteram significativamente, porém as propriedades mecânicas se alteram fortemente, podendo afetar seriamente a integridade do sistema de isolamento. [69]

O papel isolante é formado por fibras longas cujo principal constituinte é a celulose. Uma molécula de celulose é um polímero linear formado por uma cadeia de anéis de glicose unidos através de ligações químicas denominadas glicosídicas. A Figura 5.23 [1], mostra a estrutura de uma molécula de celulose [3, 70, 22].

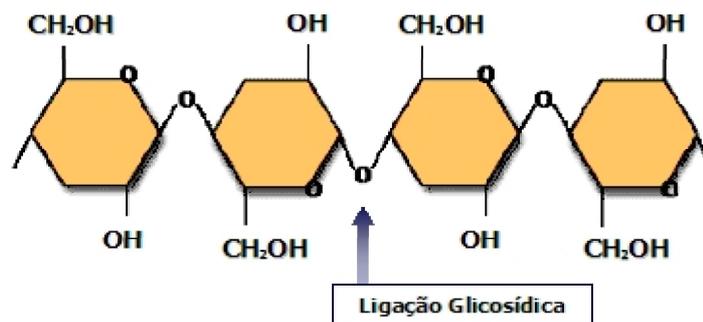


Figura 5.23: Estrutura da molécula de celulose. [1]

O número de anéis de glicose por fibra de celulose é da ordem de 1.300 unidades para o papel tipo Kraft nacional, novo, medido através de grau de polimerização viscosimétrico. Este ensaio determina o número médio de anéis de glicose na molécula de celulose por meio da medição da viscosidade intrínseca de uma solução de papel em etileno diamina cúprica. [3]

À medida que o papel envelhece, ocorre o rompimento dos anéis de glicose, diminuindo o comprimento da molécula. Esta degradação provavelmente se inicia pela hidrólise e oxidação da celulose, resultando na diminuição da resistência mecânica do papel, que caracteriza o seu envelhecimento.

Os principais fatores que influenciam na degradação da celulose são a presença de água, presença de oxigênio, presença de agentes oxidantes (peróxidos) e exposição à temperatura elevada. Estudos realizados na Europa e Brasil demonstram que o grau de polimerização do papel isolante (GP) decresce da ordem de 1.200 / 1.300 (papel novo) até aproximadamente 100 (estado degradado). Constatou-se também que existe uma correlação entre o grau de polimerização (nível) e as propriedades mecânicas do papel. [3]

Durante muitos anos o fim de vida útil ou o fim da confiabilidade dos transformadores eram associadas a graus de polimerização do papel igual ou inferior a 50% de seu valor inicial. Estudos mais recentes indicam que este critério é muito conservativo, e que um valor do grau de polimerização mais realista para expressar o final da vida útil seria de aproximadamente 150, onde o papel não possui mais resistência mecânica adequada. [3, 7]

Transformadores ou reguladores de tensão que se encontram em operação com grau de polimerização desta ordem tem sua confiabilidade reduzida a praticamente zero. No caso de ocorrência de curto circuito no sistema de distribuição, fenômeno comum em um sistema elétrico, a parte ativa dos transformadores e dos reguladores de tensão das subestações ficam submetidos a esforços longitudinais e verticais que comprimem a isolação de papel. Com a eliminação natural do curto circuito pela proteção, o papel não retorna a condição original, devido a ausência de elasticidade, podendo provocar o rompimento da isolação celulósica ou diminuição permanente da isolação dielétrica, assim, uma falha elétrica poderia ocorrer a qualquer instante.

De uma forma geral os valores orientativos de vida remanescente relacionada à resistência mecânica do papel (isolação sólida), através de amostras retiradas de partes importantes do enrolamento estão descritos na tabela da Figura 5.24, que apresenta os valores limites de grau de polimerização e na tabela da Figura 5.25 pode se ver qual é a expectativa de vida útil do papel isolante. [3]

Para verificação do grau de polimerização do papel de transformadores é necessário que os mesmos sejam retirados de operação para que as amostras de papel sejam

<b>Grau de Polimerização</b>	<b>Valores Limites</b>
1100 a 1200	Papel Kraft considerado novo.
700 a 1000	Valores encontrados após secagem de unidades transformadoras.
250	Limite mínimo para re-enrolar apenas fases que falharam desde que economicamente viável.
150	Fim de vida útil para unidade em operação.
100	Valor mínimo aceitável abaixo do qual qualquer unidade não deve mais operar

Figura 5.24: Valores Limites de Grau de Polimerização. [3]

<b>Grau de Polimerização - Faixa</b>	<b>Expectativa de vida-útil remanescente</b>
150 - 200	0 - 5 anos
200 - 300	5 - 10 anos
300 - 400	10 - 15 anos
400 - 450	15 - 20 anos
450 - 500	20 - 25 anos
> 500	> 25 anos

Figura 5.25: Expectativa de vida útil do papel isolante. [3]

coletadas. No entanto, isto nem sempre é possível, devido ao acesso limitado e as restrições com o próprio fornecimento de energia elétrica que deverá ser interrompido para possibilitar a referida coleta das amostras. Desta forma, este procedimento somente se torna possível durante grandes reformas que eventualmente sejam realizadas no transformador, o que torna este método inadequado para monitoramento de rotina. Análises de furfuraldeídos também foram empregadas como rotina por muitos anos, porém os resultados através desta técnica, até então, eram lentos e muito trabalhosos. [38, 69]

No capítulo 5.1.5 uma nova técnica para análise dos furfuraldeídos será apresentada, para que os resultados sejam conseguidos com maior praticidade e rapidamente correlacionados com a estimativa do grau de polimerização do papel isolante, sem a necessidade da retirada de operação dos transformadores para que o papel isolante seja amostrado.

### 5.1.5 Análise dos furfuraldeídos presentes no óleo mineral isolante

Para análise dos furfuraldeídos foi desenvolvido um novo método baseado na espectroscopia que se mostrou muito simples, sensível e seletivo, além de rápido. Baseia-se na reação entre o furfuraldeído e uma solução de acetato de anilina para a produção de uma cor rosa-choque brilhante, cuja tonalidade é medida através de um espectrômetro. Este método é sensível somente na presença de furfuraldeído no óleo. Nenhum outro componente furano reage com este reagente. [69]

Os furanos não estão presentes naturalmente no óleo isolante, a menos que exista dano na celulose por aquecimento. A decomposição térmica da celulose no transformador produz um aumento dramático no conteúdo de furanos no óleo isolante: 2-furfuraldeído (2-FAL), 5-hidroximetil 2-furfuraldeído (5-HOM), 5-metil 2-furfuraldeído (MF), álcool 2-furfurílico (FOL), ácido 2-furóico e 2-acetil furano (AF), que podem ser medidos em partes por bilhão (ppb). O composto mais comumente detectado nestes casos é o 2-furfuraldeído, sendo que os demais estão presentes a níveis muito baixos ou praticamente nem são detectados. [3, 38, 71, 72, 73]

O 2-furfuraldeído também está presente no processo de degradação hidrolítica da celulose, sendo que para cada molécula de 2-FAL, gerada nesta reação química, são liberadas quatro moléculas de água, sendo este o primeiro passo do processo de degradação (auto-catálise) acelerando o envelhecimento do dielétrico sólido do transformador. A Figura 5.26 mostra a referida reação química. [21]

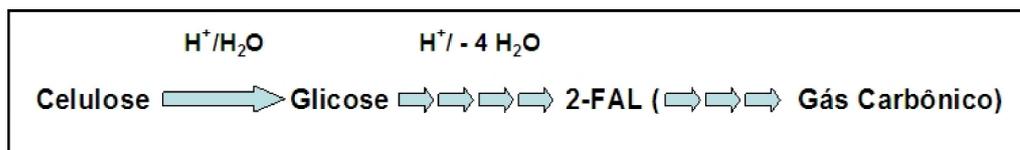


Figura 5.26: Degradação Hidrolítica da Celulose. [21]

Geralmente os furfuraldeídos são extraídos do óleo isolante através de solventes e medidos por meio de cromatógrafos líquidos de alta performance, o que possibilita o monitoramento de sua concentração no óleo isolante através de amostragens anuais, proporcionando informações importantes a respeito das condições da isolação sólida do transformador. [38]

O nível do teor de furfuraldeído pode ser correlacionado com a estimativa do grau de polimerização do papel isolante do transformador, isto é, pode-se a princípio

prever quando seria o fim de vida útil do papel isolante do transformador sem que haja necessidade de amostrar uma porção deste papel isolante, o que só seria possível com o transformador desenergizado. Neste aspecto, este método apresenta uma vantagem em relação ao da determinação do grau de polimerização (GP) diretamente no papel.

Para se verificar a evolução do grau de polimerização e a formação de furfuraldeído durante o envelhecimento do papel celulose em óleo mineral isolante, pode se obter em laboratório, sob condições bem controladas, esta correlação através do envelhecimento forçado de uma amostra de papel celulose, como demonstrado na Figura 5.27. [22]

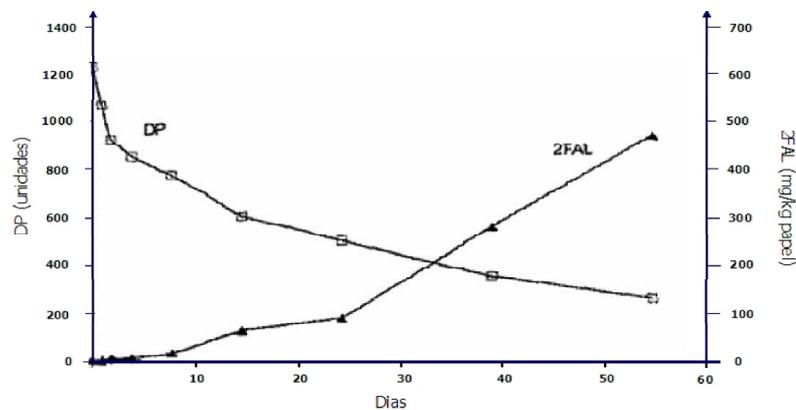


Figura 5.27: Evolução do grau de polimerização (DP) e do furfural (2FAL). [22]

Portanto, os resultados dos furfuraldeídos encontrados no óleo mineral isolante, juntamente com as análises dos gases dissolvidos, proporcionam um completo monitoramento das condições de um transformador ou regulador de tensão, pois as falhas incipientes que estão se desenvolvendo ou que já tenham ocorrido, podem geralmente ser identificadas com análises cromatográficas dos gases e o aumento de furfuraldeídos no óleo revela o envelhecimento do transformador, fornecendo valiosas informações nos casos de necessidade de substituição de um ativo. Entretanto, antes de uma rápida tomada de decisão para adotar quaisquer ações no transformador, sempre devem ser exercitadas avaliações mais apuradas de engenharia.

## 5.2 Manutenções preventivas

Com a regulamentação do setor elétrico, tornou-se uma necessidade crescente a redução dos custos operacionais. A necessidade de maior confiabilidade nos ativos elétricos

associada com a necessidade crescente de redução dos custos operacionais, fizeram com que os tradicionais programas de manutenção preventiva, baseados no tempo decorrido, migrassem para manutenção em função das condições dos equipamentos, pois as manutenções preventivas periódicas somente baseadas no tempo decorrido eram pouco assertivas, muitas vezes desnecessárias e oneravam significativamente os custos operacionais, que se tornaram incompatíveis com os resultados esperados para as concessionárias de energia elétrica, em função da exigente regulamentação do setor elétrico. [3, 32]

Portanto, torna-se crescente a necessidade de desenvolvimento de técnicas não intrusivas para monitoramento e diagnóstico das condições internas destes equipamentos, pois sendo identificado um defeito incipiente, o transformador pode ser reparado ou substituído antes que falhe. Diversos testes e técnicas de monitoramento têm sido utilizadas pelas concessionárias de energia elétrica, conforme já detalhados nos Capítulos 5.1.2, 5.1.3, 5.1.4 e 5.1.5.

Torna-se também crescente a necessidade de monitoramentos on-line de transformadores, pois o contínuo monitoramento permite a tomada de ações corretivas, não muito antecipadas, economizando valiosos recursos de manutenção e sem atrasos, evitando custos vultuosos com manutenções corretivas. [32]

Desta forma, sendo detectado um defeito incipiente em um determinado transformador de potência, uma série de providências devem ser desencadeadas para que a manutenção preventiva necessária possa ser programada e realizada com a agilidade necessária, de acordo com a gravidade apontada nos resultados das manutenções preditivas, pois caso nenhuma providência seja tomada, o defeito evoluirá e fatalmente este equipamento receberá uma manutenção corretiva.

Normalmente, um transformador de potência é responsável pelo fornecimento de energia a grandes blocos de cargas e para que se possa realizar uma inspeção mais detalhada com a finalidade de identificar e eliminar o defeito apresentado é necessário que haja uma forma alternativa de alimentação a seus consumidores, sem interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Procurando minimizar cada vez mais as interrupções no fornecimento de energia elétrica, as concessionárias equiparam-se com autotransformadores/subestações móveis que podem ser deslocados até as subestações onde os transformadores apresentaram problemas e assumir totalmente a carga destes equipamentos, liberando o transformador defeituoso para os reparos necessários, sem prejuízo a seus consumidores.

A CPFL Energia, [16], possui alguns equipamentos móveis como o auto-transformador móvel de 36,6 MVA, 138-69 kV com comutador sob carga na MT, vide Figura 5.28, e subestações móveis de 20MVA, 138-13,8kV, vide Figura 5.29, os quais são utilizados para que as manutenções preventivas possam ser viabilizadas sem descontinuidade no fornecimento de energia elétrica. Aproximadamente, os investimentos necessários para aquisição de um auto-transformador móvel e de uma subestação móvel, são respectivamente de R\$ 2,5 milhões e R\$ 4,0 milhões.



Figura 5.28: Auto-transformador móvel de 36,6 MVA - 138-69 kV.



Figura 5.29: Subestação móvel de 20MVA - 138-13,8kV.

Na Figura 5.30 pode se observar um caso típico de utilização da subestação móvel (SE móvel) onde o transformador da subestação 138/13,8kV pôde ser liberado para manutenção durante vários dias, sem que houvesse interrupção no fornecimento de energia elétrica, pois toda a carga da subestação foi transferida para a SE móvel.

Manutenções preventivas com interrupção no fornecimento de energia elétrica, esporadicamente podem ser previamente programadas para os finais de semana, onde

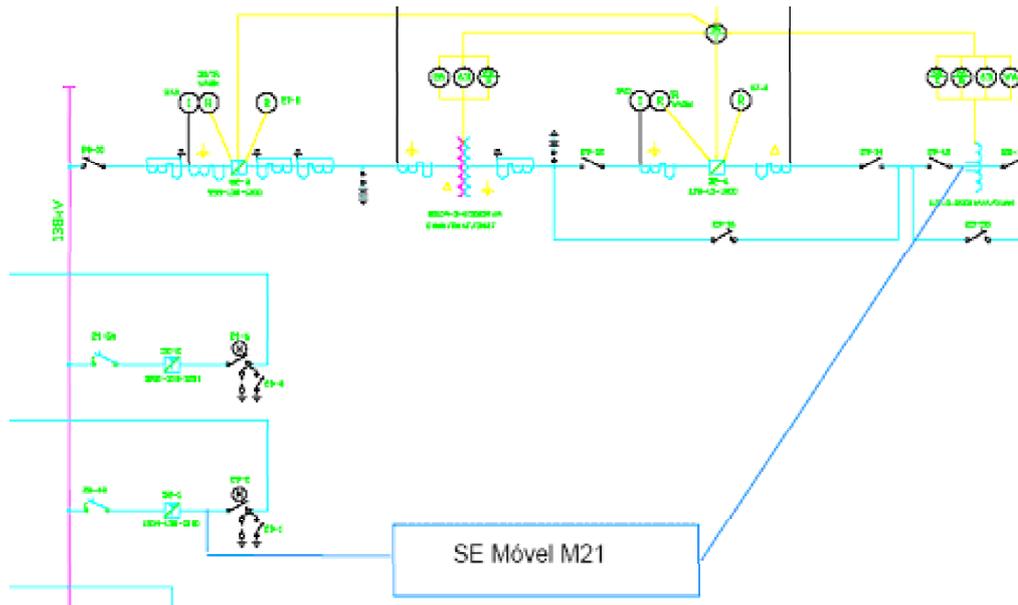


Figura 5.30: Instalação da subestação móvel de 20MVA na SE Boa Vista.

a carga é significativamente menor, porém esta prática deve ser fortemente evitada para não afetar os Indicadores de Qualidade da concessionária, principalmente o DEC, conforme abordado no Capítulo 3.1, porém em casos emergenciais onde o tempo de reparo é pequeno, aliado ao alto custo do transporte para o deslocamento da SE móvel e principalmente após avaliadas as características individuais dos consumidores, a concessionária avalia a relação custo/benefício do desligamento e pode fazer a opção em pagar o ônus da degradação destes Indicadores de Qualidade interrompendo o fornecimento de energia elétrica a seus consumidores por tempo estritamente necessário.

A seguir serão apresentados dois casos reais onde foram realizadas manutenções preventivas em dois transformadores de potência, após terem sido identificadas falhas incipientes em evolução através da aplicação das técnicas de manutenção preditiva. Em ambos os casos não houve interrupção no fornecimento de energia aos consumidores.

Em um dos transformadores foi possível o reparo no próprio campo, onde os custos envolvidos são significativamente menores. O outro necessitou ser levado à uma oficina especializada para reparos em função da dificuldade de acesso ao ponto a ser reparado e pela total impossibilidade de abrir um equipamento deste porte no campo.

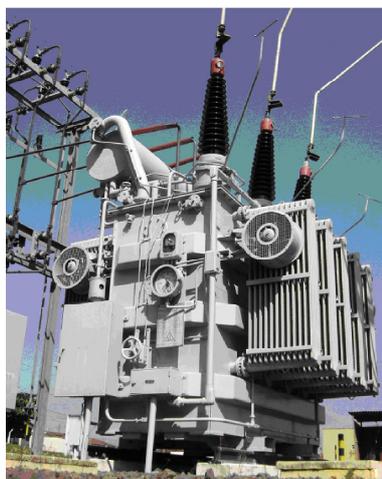
### Manutenção preventiva do transformador no campo

O transformador, é um ativo da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL Paulista, Distribuidora do Grupo CPFL Energia [16], com as seguintes características:

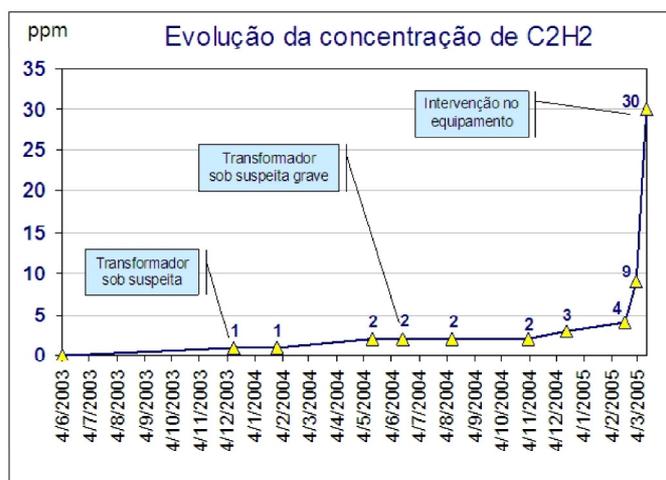
- Fabricante  $\Rightarrow$  Italtrafo (Breda);
- Tensão primária  $\Rightarrow$  138kV;
- Tensão secundária  $\Rightarrow$  13,8kV;
- Potência  $\Rightarrow$  7.500 kVA;
- Volume  $\Rightarrow$  10.000 litros;
- Número de série  $\Rightarrow$  7467/20038;
- Ano de fabricação  $\Rightarrow$  1970.

As análises físico-químicas foram realizadas em laboratório especializado, através de coletas de amostras anuais, as quais demonstraram características normais do óleo mineral isolante ao longo do tempo.

As análises cromatográficas semestrais também foram realizadas no mesmo laboratório especializado, onde pôde ser constatada uma evolução significativa do gás acetileno ( $C_2H_2$ ) dissolvido no óleo mineral isolante, indicando a existência de uma falha incipiente em rápida evolução neste transformador. Esta situação sugere a rápida substituição deste equipamento por outro reserva, antes que falhe e provoque interrupção no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Na Figura 5.31 pode ser vista a evolução da concentração do gás acetileno, ultrapassando os valores normais estabelecidos como referência, para este equipamento, em ensaios anteriores realizados no mesmo laboratório.



(a) Transformador Italtrafo - 7.500KVA 138-13,8kV .



(b) Evolução da concentração do gás Acetileno.

Figura 5.31: Falha incipiente apontada através da análise cromatográfica.

Antes de substituir o transformador e enviá-lo para uma oficina especializada, considerou-se a possibilidade de repará-lo no campo, procurando primeiramente identificar a causa da geração do gás acetileno dissolvido no óleo para analisar a viabilidade desta manutenção. Para tal, foi instalada uma subestação móvel para atender a carga daquela subestação e possibilitar o isolamento e abertura do transformador avariado.

A Figura 5.32 mostra os contatos móveis do comutador de BT (11,9 e 13,8kV) onde foi identificado o mau contato em suas conexões, o qual gerou o aumento da concentração do gás acetileno dissolvido no óleo isolante.

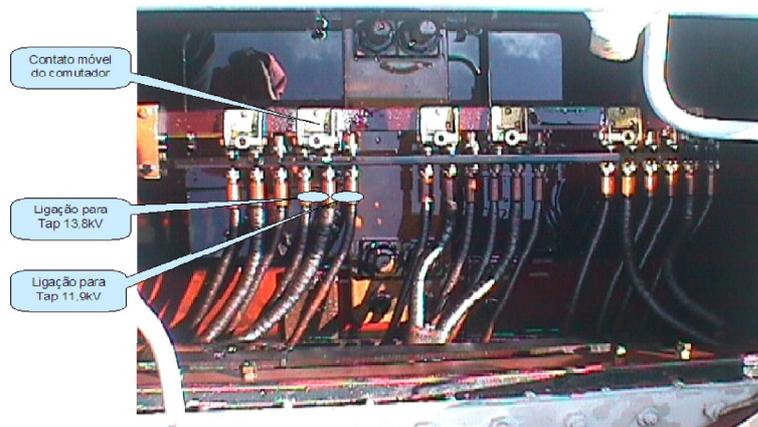


Figura 5.32: Defeito térmico de alta temperatura apontado na análise cromatográfica.

Para solucionar o problema encontrado, foram inseridos paralelamente aos contatos móveis que fazem a ligação da derivação de 13,8kV, terminais para 2 condutores conforme mostrado Figura 5.33, reforçando as conexões que não estavam sendo atendidas por aqueles contatos. O equipamento foi reparado e voltou a operação normal, assumindo novamente a carga daquela subestação.

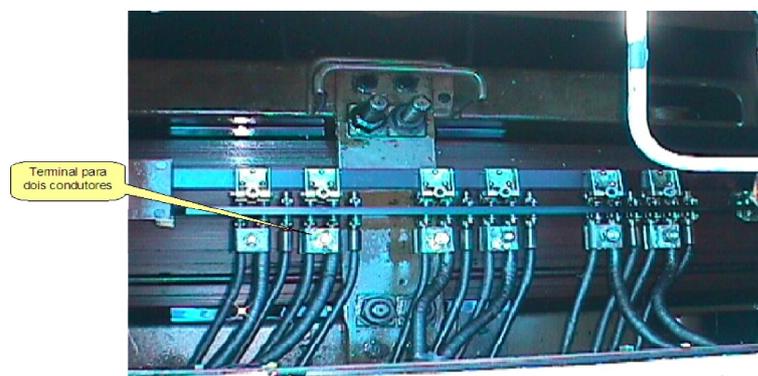


Figura 5.33: Solução adotada para reparar o mau-contato das conexões.

A solução adotada em campo possibilitou uma economia de cerca de R\$121mil à CPFL Energia, uma vez que o equipamento não foi enviado para manutenção externa. Tal valor se refere ao pagamento médio efetuado pela concessionária às empresas recuperadoras de transformadores de subestações.

### **Manutenção preventiva do transformador em oficina especializada**

O transformador, é um ativo da Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga, Distribuidora do Grupo CPFL Energia [16], com as seguintes características:

- Fabricante  $\Rightarrow$  UNIÃO;
- Tensão primária  $\Rightarrow$  88kV;
- Tensão secundária  $\Rightarrow$  23kV;
- Potência  $\Rightarrow$  15.000 kVA;
- Volume  $\Rightarrow$  18.370 litros;
- Número de série  $\Rightarrow$  501175;
- Ano de fabricação  $\Rightarrow$  1985.

As análises físico-químicas foram realizadas em laboratório especializado, através de coletas de amostras anuais, as quais demonstraram características normais do óleo mineral isolante ao longo do tempo, vide relatórios dos resultados das análises físico-químicas periódicas no Apêndice B, Figura B.1.

As análises cromatográficas no óleo mineral isolante também foram realizadas no mesmo laboratório especializado, onde pôde ser constatado um crescimento significativo dos gases hidrogênio ( $H_2$ ), metano ( $CH_4$ ) e etileno ( $C_2H_4$ ) e o aparecimento do acetileno ( $C_2H_2$ ). Para o acompanhamento da evolução dos gases dissolvidos no óleo foram coletadas amostras semestrais, porém quando identificados os níveis anormais de gases combustíveis dissolvidos no óleo, mais duas amostragens sequenciais se fizeram necessárias para confirmação dos resultados, vide relatórios dos resultados das análises cromatográficas periódicas no Apêndice B, Figura B.2, Figura B.3 e Figura B.4.

Na Figura 5.34 pode ser vista a evolução dos gases combustíveis dissolvidos no óleo mineral isolante, que indicam a existência de uma falha incipiente em evolução neste transformador, pois a concentração destes gases ultrapassa os valores normais estabeleci-

dos como referência, para este equipamento, em ensaios anteriores realizados no mesmo laboratório.

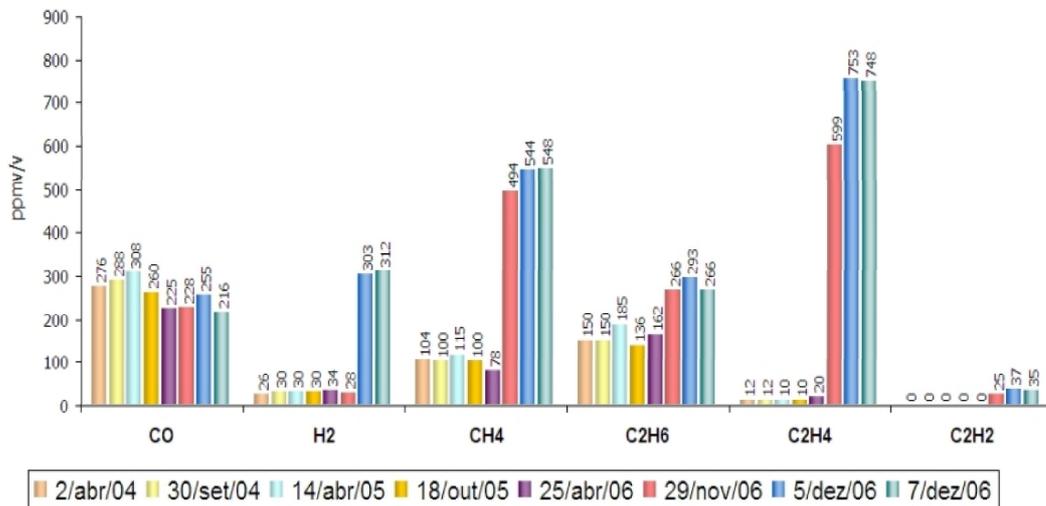


Figura 5.34: Acompanhamento da evolução dos gases - transformador de 15MVA.

Utilizando-se a metodologia para diagnóstico de defeitos em transformadores criada por Rogers, vide Capítulo 6.3, que baseia-se nas três relações de gases chaves (R1, R2 e R5), os resultados desta análise coloca este transformador sob suspeita de falta térmica de grande intensidade ( $>700^{\circ}C$ ), vide Figura 6.5 e tabela da Figura 6.6. Nestas condições, a substituição do transformador por outro reserva deve ser providenciada o mais rápido possível antes que falhe e provoque interrupção no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

O transformador foi levado para manutenção em oficina especializada onde foi aberto, vide Figura 5.35, e constatado mau-contato em uma conexão do comutador de derivação, que já encontrava-se carbonizada, vide Figura 5.36. O equipamento foi reparado e retornou para a reserva técnica da concessionária.

Após a análise dos dois casos de manutenção preventiva expostos acima, concluímos que torna-se imprescindível uma prévia avaliação do transformador que apresentou defeito antes de enviá-lo para uma oficina especializada, pois os custos envolvidos com o transporte e com a própria manutenção do transformador, nestas oficinas especializadas, são muito elevados comparados com possíveis soluções implementadas em campo.



Figura 5.35: Aspecto geral da parte ativa lado alta tensão - em detalhe o comutador.

### 5.3 Manutenções Corretivas

Transformadores de potência e reguladores de tensão quando falham, desligam automaticamente grandes blocos de cargas gerando elevados custos sociais e elevados custos operacionais relacionados à logística das substituições destes equipamentos avariados.

Quando ocorre uma falha nestes equipamentos, o restabelecimento do fornecimento da energia elétrica deve ser feito o mais rápido possível, porém nem sempre é possível dispor desta agilidade em função da dificuldade da logística para se transportar os equipamentos móveis como os auto-transformadores móveis, vide Figura 5.28, ou as subestações móveis, vide Figura 5.29, até a subestação onde houve a falha.

Se o sistema elétrico afetado não possuir flexibilidade operativa para transferir a carga para outras subestações, os consumidores ligados naquela subestação poderão ficar muitas horas sem energia, somando inúmeros prejuízos e custos sociais, além da degradação dos indicadores de continuidade do serviço de energia elétrica da concessionária, conforme abordado nos Capítulos 3.2 e 3.2.1.

Assim que a carga for reconectada a um destes equipamentos móveis inicia-se uma minuciosa avaliação técnica sobre a gravidade da falha apresentada pelo transformador, para se decidir quanto ao tipo de reparo, se poderá ser realizado no próprio campo, reparado em oficinas especializadas ou se deve ser enviado ao seu próprio fabricante para reconstrução, se for possível e economicamente viável.



(a) Visão do comutador com a conexão carbonizada.

(b) Detalhe da conexão carbonizada.

Figura 5.36: Defeito térmico de alta temperatura apontado na análise cromatográfica.

Sendo o dano de grandes proporções, a substituição definitiva por outro equipamento reserva, existente no estoque da concessionária, deve ser planejada o mais rápido possível, para que o equipamento móvel fique novamente disponível para outras possíveis ocorrências emergenciais ou para atender à programação de manutenções preventivas em outros transformadores da concessionária.

Desta forma a quantidade de equipamentos reservas da concessionária deve ser dimensionada suficientemente para suprir rapidamente as necessidades do sistema elétrico, de acordo com o histórico de queimas de transformadores da concessionária, pois o processo de aquisição de um transformador novo pode durar mais de 18 meses e os transformadores/subestações móveis não são recomendados para serem utilizados como reservas durante todo este tempo, pois o custo destes equipamentos são muito maiores do que o custo de transformadores estacionários, além de possuem menor confiabilidade em relação aos transformadores estacionários devido a complexibilidade de seus projetos. [42]

Desta forma, equipamentos móveis devem suprir a carga de uma subestação pelo tempo estritamente necessário até que outro transformador estacionário disponível na reserva técnica seja enviado ou remanejado definitivamente de outra subestação do sistema elétrico da concessionária, após estudo de adequação das potências nominais dos transformadores instalados com as cargas/demandas de cada subestação.

Equipamentos de alta tensão como os transformadores de potência tendem a falhar catastróficamente projetando fragmentos de porcelana, de suas buchas, a distâncias superiores a 100m, colocando em risco não só as pessoas como todos os demais equipamentos instalados em sua redondeza. Falhas com estas proporções tornam-se vulneráveis

também a vazamentos do óleo isolante com grande probabilidade de incêndio, vide como exemplo a Figura 5.37. [46, 74, 75]

Devido ao grande volume de óleo isolante existente nos grandes transformadores de potência (aproximadamente 30.000 litros), câmaras de contenção são construídas sob a base de concreto destes transformadores para que em casos de vazamentos não ocorra contato do óleo com o meio ambiente.



Figura 5.37: Incêndio no transformador de potência da subestação.

Ocorrências catastróficas em subestações, nem sempre estão associadas a falhas incipientes em transformadores de potência que evoluíram subitamente a ponto de não ser possível realizar uma intervenção preventiva no respectivo equipamento. Atualmente, as concessionárias monitoram os parâmetros vitais dos transformadores através de manutenções preditivas, como descritas no Capítulo 5.1, que proporcionam controle e minimizam sobremaneira a possibilidade de ocorrência de uma falha catastrófica que tenha evoluído de uma pequena falha incipiente interna.

Mesmo assim, falhas podem ocorrer devido a diversos fatores, como descargas atmosféricas, curto-circuitos não eliminados por falhas na proteção, etc, como ocorrido na SE Piracicaba, subestação pertencente a CPFL Energia [16], onde ocorreu uma falta monofásica para terra evoluindo para bifásica para terra dentro da zona de proteção diferencial do auto-transformador de 138/69 kV - 41,7 MVA de fabricação General Electric - GE, de acordo com os dados do oscilógrafo da própria subestação. A proteção diferencial atuou nas três fases, enviando informação para que a chave de bloqueio 86T/AT desligasse os disjuntores gerais 138/69 kV, porém esta chave falhou e o curto-circuito não foi elimi-

nado a tempo, danificando o auto-transformador. Os disjuntores foram desligados pela proteção de sobrecorrente temporizada de retaguarda. Na Figura 5.38, pode ser vista a proporção da ocorrência.



(a)

(b)

Figura 5.38: Autotransformador totalmente danificado.

A carga da subestação foi totalmente transferida para outras subestações do sistema elétrico daquela região. Um auto-transformador existente na reserva técnica da concessionária foi enviado para substituir o equipamento danificado, além da necessidade de substituição de grande número de equipamentos adjacentes, barramentos, cablagem, painéis de controle e de distribuição de CA/CC que foram danificados.

Manutenções corretivas em transformadores de potência são sempre muito caras, a ponto de ocorrer situações em que o reparo necessário se inviabiliza frente ao tamanho do dano, justificando o sucateamento do ativo e a aquisição de uma nova unidade.

## Capítulo 6

# Diagnóstico de falhas em transformadores de potência

Existem vários métodos para diagnosticar falhas em transformadores de potência, porém os mais utilizados são o Método de Duval, que propõe a análise de níveis de concentração de 3 tipos de gases, o Método de Doernenburg e o Método de Rogers, que propõem que a análise das falhas sejam baseadas nos princípios da degradação térmica. Este método calcula a proporção entre as concentrações dos gases, sendo o resultado comparado com níveis previamente estabelecidos, e conhecidos internacionalmente, que indicam a severidade do defeito. [19, 76]

Estes métodos são empíricos e baseiam-se em experiências individuais de cada pesquisador, o qual correlaciona as análises dos gases chaves combustíveis dissolvidos no óleo isolante de muitas unidades transformadoras com os correspondentes tipos de falhas encontradas após terem sido examinados. Este processo foi atribuído a Doernenburg e posteriormente confirmado por Rogers em sistemas Europeus, onde a maior parte das correlações foram obtidas. [24]

As cinco relações de gases utilizadas são:

$$\text{Relação 1: } R1 = \frac{CH_4}{H_2} \quad (6.1)$$

$$\text{Relação 2: } R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad (6.2)$$

$$\text{Relação 3: } R3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} \quad (6.3)$$

$$\text{Relação 4: } R4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} \quad (6.4)$$

$$\text{Relação 5: } R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} \quad (6.5)$$

## 6.1 Método de Duval

Uma ferramenta utilizada para diagnosticar falhas em Transformadores foi proposta por Duval [23] a qual utiliza um triângulo com o cálculo das porcentagens relativas de três gases ( $CH_4$ ,  $C_2H_2$  e  $C_2H_4$ ), vide Figura 6.1, onde cada ponta do triângulo representa 100% de um dos gases e 0% dos outros gases. Com os percentuais dos três gases plotados no triângulo obtém-se o diagnóstico do tipo de falha. [18, 64, 65]

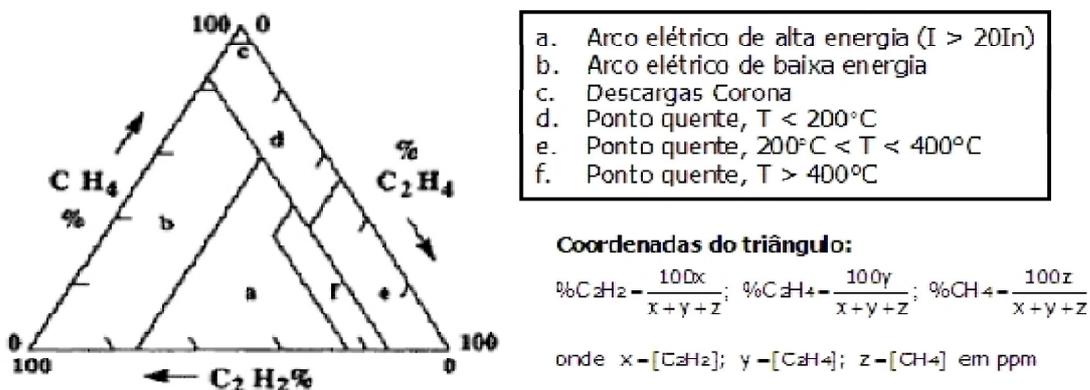


Figura 6.1: Diagnóstico de falhas utilizando o triângulo de Duval. [23]

## 6.2 Método de Doernenburg

O método de Doernenburg [77] utiliza as relações 1, 2, 3 e 4. Este procedimento requer a presença de níveis significativos de gases para que o diagnóstico seja válido. [24]

O método de Doernenburg sugere a existência de três tipos de falhas básicas: a Decomposição térmica, Descargas parciais de baixa intensidade (corona) e Descargas

parciais de alta intensidade (arco elétrico). Este método utiliza as concentrações dos gases, com as quais são calculadas as relações 1, 2, 3 e 4. O procedimento passo-a-passo pode ser visto na Figura 6.2. [24]

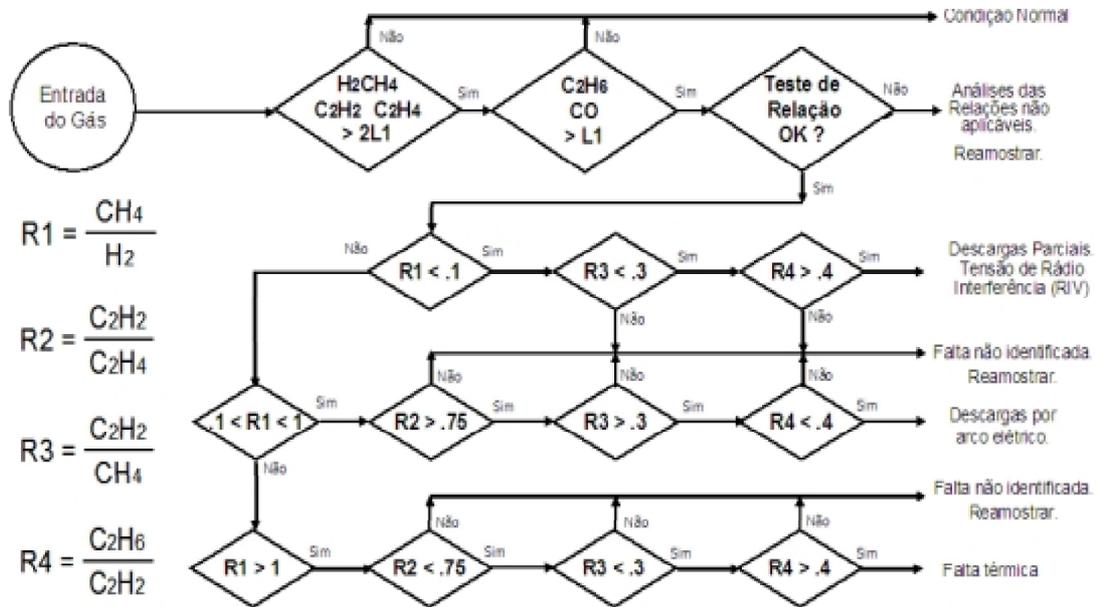


Figura 6.2: Método de Doernenburg - fluxograma da análise das relações. [24]

Os valores destes gases são inicialmente comparados com concentrações especiais - L1 (tabela da Figura 6.3) e posteriormente aplicados os procedimentos das etapas 2, 3 e 4, descritos abaixo, para determinar se existe um problema com a unidade transformadora e se existe geração suficiente de cada tipo de gás para que as análises das relações possam ser aplicadas. As relações 1, 2, 3 e 4 são então comparadas com valores limites que estabelecem um diagnóstico de falhas, como sugerido na tabela da Figura 6.4. Esta tabela estabelece os valores limites das relações dos gases dissolvidos no óleo e dos gases livres obtidos da bolsa de gás do transformador ou do relé coletor de gás. [24]

Gás Chave	Concentrações L1 (ppm)
Hidrogênio (H2)	100
Metano (CH4)	120
Monóxido de Carbono (CO)	350
Acetileno (C2H2)	35
Etileno (C2H4)	50
Etano (C2H6)	65

Figura 6.3: Concentração dos gases dissolvidos. [24]

O fluxograma mostrado na Figura 6.2 ilustra a aplicação passo-a-passo do método de Doernenburg para gases extraídos somente do óleo dos transformadores. Exatamente o mesmo procedimento pode ser seguido para os gases livres extraídos dos transformadores, porém os valores limites das relações devem ser comparados com valores apropriados para gases livres, conforme tabela da Figura 6.4. [24]

Diagnóstico sugerido para a Falha	Relação 1 (R1) CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>		Relação 2 (R2) C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		Relação 3 (R3) C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>		Relação 4 (R4) C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	
	origem dos gases		origem dos gases		origem dos gases		origem dos gases	
	Dissolvidos no Óleo	Gases Livres	Dissolvidos no Óleo	Gases Livres	Dissolvidos no Óleo	Gases Livres	Dissolvidos no Óleo	Gases Livres
1 - Decomposição Térmica	> 1.0	> 0.1	< 0.75	< 1.0	< 0.3	< 0.1	> 0.4	> 0.2
2- Corona (Descargas Parciais de Baixa intensidade)	< 0.1	< 0.01	não significativo		< 0.3	< 0.1	> 0.4	> 0.2
3- Arco Elétrico (Descargas Parciais de Alta intensidade)	> 0.1 < 1.0	> 0.01 < 0.1	> 0.75	> 1.0	> 0.3	> 0.1	< 0.4	< 0.2

Figura 6.4: Relações para gases chaves - método de Doernenburg. [24]

Para utilização do método de Doernenburg, ilustrado na Figura 6.2, alguns procedimentos devem ser aplicados de acordo com as seguintes etapas:

- **Etapa 1:** As concentrações dos gases são obtidas por extração e análise por cromatografia.
- **Etapa 2:** Se a concentração (em ppm) de pelo menos um dos gases ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_2$  e  $C_2H_4$ ) exceder duas vezes os valores limites L1 (tabela da Figura 6.3) e um dos outros três gases exceder os valores limites L1, a unidade transformadora sob análise pode ser considerada defeituosa.
- **Etapa 3:** Procedimento para determinar a validade das relações dos gases: Para que as relações sejam válidas, pelo menos um dos gases em cada relação R1, R2, R3 e R4 deve exceder os limites L1, caso contrário as relações não são significativas e a unidade transformadora deve ser re-amostrada e investigados procedimentos alternativos.
- **Etapa 4:** Assumindo que as análises das relações são válidas, cada relação é comparada sucessivamente com os valores de R1, R2, R3 e R4 mostrados na tabela da

Figura 6.4).

- **Etapa 5:** Se todas as sucessivas relações para um específico tipo de falha estiverem dentro dos valores apontados na tabela da Figura 6.4), o diagnóstico de falha sugerido é válido.

### 6.3 Método de Rogers

O método de Rogers [78] segue os mesmos procedimentos gerais como o método de Doernenburg, exceto que somente três relações (R1, R2 e R5) são utilizadas e também não depende da concentração de um gás específico para que o diagnóstico seja válido, porém é sugerido que este método somente seja utilizado quando os limites individuais normais dos gases estiverem excedidos. Esse método mostrado passo-a-passo no fluxograma da Figura 6.5 é baseado nos princípios da degradação térmica, que compreende a decomposição da celulose e a decomposição do próprio óleo mineral isolante. [24]

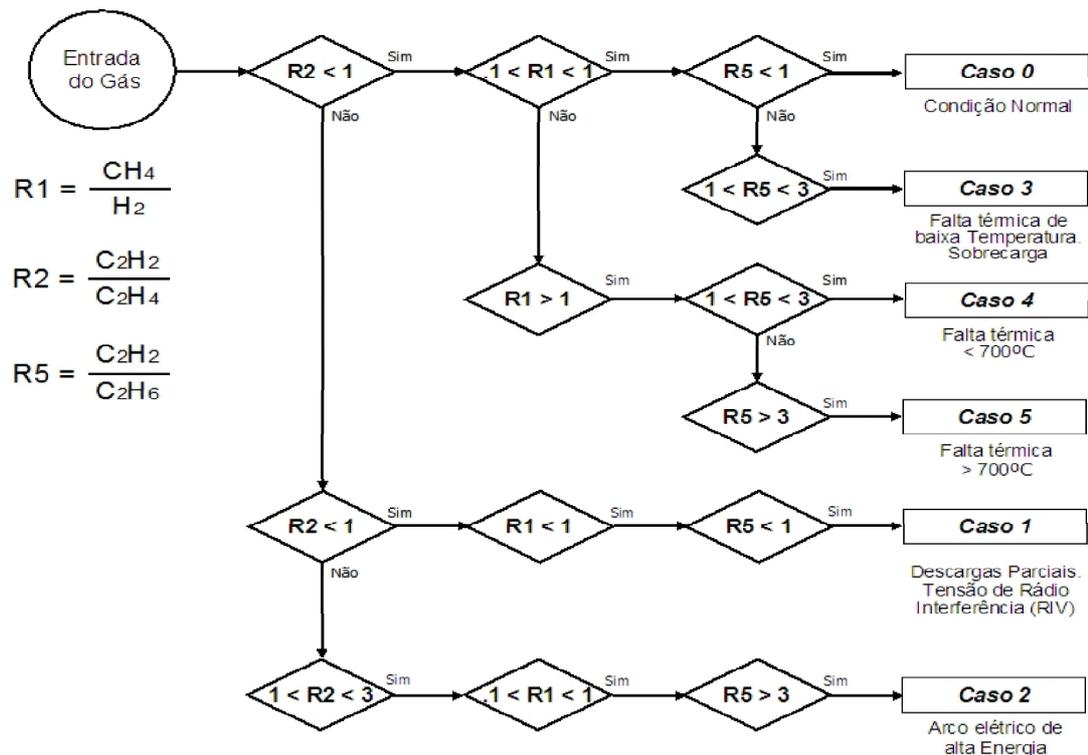


Figura 6.5: Método de Rogers - fluxograma da análise das relações. [24]

A tabela da Figura 6.6 mostra os valores para as três relações de gases chaves e os correspondentes diagnósticos sugeridos para as falhas. Estas relações, segundo Rogers, podem ser aplicadas tanto para os gases livres, coletados dentro do transformador, quanto

para os gases dissolvidos no óleo isolante. [24]

Caso	Relação 2 (R2) C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Relação 1 (R1) CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	Relação 5 (R5) C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Diagnóstico sugerido para a Falha
0	< 0.1	> 0.1 < 1.0	< 1.0	Unidade Normal
1	< 0.1	< 0.1	< 1.0	Descargas Parciais - Arco de baixa densidade de energia
2	0.1 - 3.0	0.1 - 1.0	> 3.0	Arco elétrico - Alta descarga de energia
3	< 0.1	> 0.1 < 1.0	1.0 - 3.0	Defeito térmico de baixa temperatura
4	< 0.1	> 1.0	1.0 - 3.0	Defeito térmico < 700°C
5	< 0.1	> 1.0	> 3.0	Defeito térmico > 700°C

Figura 6.6: Relações para gases chaves - método de Rogers. [24]

A metodologia para diagnóstico de defeitos em transformadores, utilizando as três relações de gases chaves (R1, R2 e R5), como utilizada por Rogers, também foi adotada pela IEC - International Electrotechnical Commission e pela ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, que implementaram limites de referências para estas relações de gases, desde o envelhecimento normal até os diferentes tipos possíveis de defeitos em transformadores, vide Apêndice A.

## 6.4 Análise dos gases livres

As bolhas dos gases gerados se dissolvem totalmente no óleo quando ele não estiver saturado e desde que seu contato com o mesmo se dê por tempo prolongado. Se o contato for por curto espaço de tempo, as bolhas de gases não se dissolvem totalmente e o excesso se acumulará na parte superior do transformador e no relé Buchholz, onde poderá provocar o acionamento do sistema de alarme assim como o de proteção.

Análises de gases recolhidos do relé Buchholz comprovam que, quando o óleo está saturado de gases, pode haver uma troca entre os gases dissolvidos e os da bolha, até ser atingido um estado de equilíbrio. [4, 18, 76]

A análise cromatográfica dos gases acumulados no relé Buchholz é de utilidade para comparar os valores obtidos com aqueles calculados e que correspondem a uma condição de equilíbrio. Os valores calculados e os resultados da análise que forem iguais, ou aproximadamente iguais, indicam que não houve uma taxa elevada de geração dos respectivos gases. Valores resultantes da análise maiores que os calculados indicam taxa elevada de geração dos gases correspondentes, principalmente quando o óleo não estiver

saturado. [4]

A velocidade de produção de gases é diretamente proporcional à taxa de liberação de energia, desta forma, defeitos de baixa taxa (descargas parciais, pontos quentes de baixa temperatura) produzem gases lentamente e esses provavelmente se dissolverão no óleo.

Taxas mais altas (altas temperatura no núcleo, por exemplo) produzirão gases mais rapidamente e grande parte deles, provavelmente, poderão ser encontrados no relé de gás, com composição aproximada de equilíbrio com gases dissolvidos.

Taxas muito altas (arco de potência) farão o relé de gás atuar pelo fluxo de bolhas de gás e óleo e o gás não terá tempo de dissolver-se, de modo que o gás coletado no relé estará longe de estar em equilíbrio com os dissolvidos (notar que se o gás permanecer longo tempo no relé alguns componentes, especialmente o acetileno característico de arco, se dissolverão, o que conduzirá a interpretações errôneas).

Quando o gás se acumular lentamente, a análise dos gases dissolvidos no óleo fornecerá mais indicações do que a dos gases livres. Esta análise é igualmente indispensável para determinar a velocidade de produção dos gases e, através disso, para controlar a evolução de uma falha, o que é um ponto importantíssimo a investigar.

Quando a análise dos gases livres for efetuada, será necessário converter as concentrações de seus constituintes em concentrações equivalentes às dos gases dissolvidos. Essa comparação entre as concentrações reais de gases dissolvidos no óleo e as concentrações equivalentes pode fornecer informações valiosas sobre a velocidade de deslocamento das bolhas de gás no óleo e sobre a velocidade de produção do gás. [19, 76]

O cálculo das concentrações dos gases equivalentes às concentrações de gases livres pode ser feito aplicando-se o coeficiente de solubilidade de Ostwald para cada gás separadamente. Para um gás determinado, o coeficiente de Ostwald ( $K$ ) é definido pela equação 6.6:

$$\mathbf{K} = \frac{\text{Concentração do gás em fase líquida}}{\text{Concentração do gás em fase gasosa}} \quad (6.6)$$

Os coeficientes de Ostwald para vários gases em óleos isolantes minerais a 25°C são apresentados na tabela da Figura 6.7.

Em princípio, os resultados da análise dos gases livres recolhidos no relé podem ser interpretados da mesma forma que os resultados da análise dos gases dissolvidos no

Gás	K (a 25°C)
Hidrogênio	0,0558
Nitrogênio	0,0968
Monóxido de Carbono	0,133
Oxigênio	0,179
Metano	0,438
Dióxido de Carbono	1,17
Acetileno	1,22
Etileno	1,76
Etano	2,59

**Nota:**

Os valores acima são corretos somente para o óleo mineral de massa específica 0,855 g/cm<sup>3</sup> a 15,5°C. Os coeficientes de solubilidade de Ostwald para óleos de diferentes densidades podem ser calculados por:

$$K \text{ (corrigido)} = K \frac{0,980 - \mu}{0,13}$$

sendo  $\mu$  = massa específica do óleo de interesse em g/cm<sup>3</sup> a 15,5°C.

Figura 6.7: Coeficiente de solubilidade de Ostwald (K). [19]

óleo. Entretanto, quando o relé coletor tiver atuado e o gás estiver acumulado em grande quantidade, raramente haverá qualquer dúvida de que haja uma falha grave, porém mesmo com esta evidência, a análise dos gases deve ser feita para identificar a falha.

## Capítulo 7

# Monitoramento dos principais parâmetros dos transformadores

As várias filosofias de manutenção, ferramentas por software, instrumentos e bancos de dados desenvolvidos nos últimos 20 anos têm como premissa que todos os transformadores, de alguma forma, podem ser monitorados. Monitoramento de transformadores, basicamente significa definir o quanto se está disposto a gastar para acompanhar online a evolução dos principais parâmetros dos transformadores. Algumas concessionárias informalmente declaram estarem dispostas a gastar valores acima de 5% do custo de um transformador em seu monitoramento. [79]

O monitoramento de transformadores, por mais básico que tenha sido, existe a mais de 75 anos. Iniciou com a convencional técnica de periodicamente tirar leituras dos instrumentos dos transformadores pelas equipes técnicas, quando de passagens pelas subestações. Existem muitas deficiências neste método, pois as máximas leituras tiradas de um transformador se mantinham até a próxima oportunidade de leitura e neste intervalo não se conhecia o comportamento da carga e das condições do ambiente.

Historicamente as manutenções eram planejadas em sistemas baseados no calendário. Esta metodologia assumia que os problemas detectados em um transformador eram também considerados para os demais equipamentos similares e nas mesmas condições de carga, não tratando os problemas como sendo exclusivos para cada transformador.

O Sistema de Controle Supervisório e Aquisição de Dados - SCADA, foi desenvolvido para prover informações em tempo real para melhor monitorar o transformador. Este sistema utiliza uma variedade de sensores e instrumentos para coletar e transmi-

tir dados para um centro de controle. A função principal do sistema SCADA é prover informações sobre carregamento e notificação de alarmes.

No final da década de 70 e início da década de 80, havia um grande esforço de muitos fornecedores para desenvolver monitoramentos on-line de gases dissolvidos no óleo dos transformadores. Alguns destes esforços se materializaram no que hoje é conhecido como monitoramento de gás combustível. [20, 26, 79]

No final da década de 80 e início da década de 90, um consórcio Norte Americano conduzido pelas empresas de energia elétrica, desenvolveu um sistema de monitoramento para acompanhar vários parâmetros do transformador, disponíveis em uma central PC. Ainda o alto custo limitou o uso deste sistema de monitoramento somente para os maiores transformadores de potência.

Com o avanço tecnológico dos microprocessadores e a facilidade do usuário para se logar remotamente aos sistemas de qualquer lugar, propiciaram acesso a um grande número de informações e a possibilidade de análise remota com um preço significativamente menor. Este sistema tornou-se econômico para um grande número de transformadores, além de acessível de qualquer lugar pelo pessoal técnico, através de microcomputadores pessoais de baixo custo. [25]

Muitos destes sensores utilizados em transformadores agora podem ser ligados através de esquemas controlados por microprocessadores, provendo controle e facilidades de comandos para um único transformador, um grupo de transformadores ou as instalações de uma completa subestação. [45]

Este avanço tecnológico propiciou o aparecimento no mercado de novos sistemas de controle, como o SENTRY desenvolvido pela QualiTROL, que monitora continuamente os parâmetros críticos dos transformadores, possibilitando acesso remoto através de qualquer micro-computador, de qualquer lugar que se deseje, além de deixar disponível os dados no próprio equipamento durante alguns meses. Este sistema de monitoramento permitiu às concessionárias a possibilidade de descobrir que cada transformador é único e deve ser observado com seus próprios parâmetros como referência. Na Figura 7.1 pode ser visto o diagrama de funcionamento do sistema SENTRY. [25, 74]

O principal diferencial deste sistema é que utiliza todos os pontos de acesso às medições já disponibilizados pelo fabricante do transformador, não existindo a necessidade de adaptações para ser implementado.

Atualmente, muitos transformadores já possuem alguma forma de

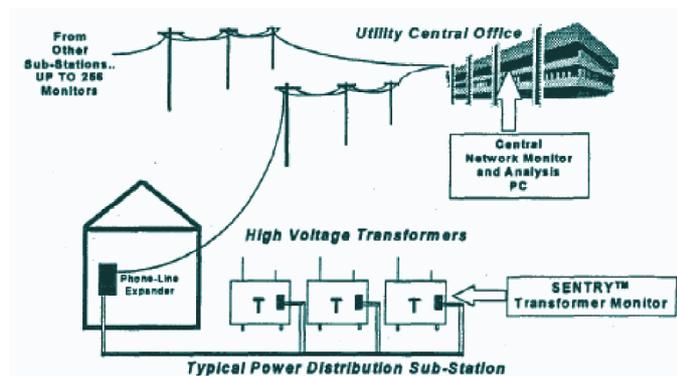


Figura 7.1: Diagrama do sistema SENTRY da QualiTROL. [25]

monitoramento dos principais parâmetros: voltagem, carga, temperatura, status da refrigeração, etc. Estes são os parâmetros críticos para a saúde operacional dos transformadores. Além destes "dados operacionais", existem uma infinidade de monitoramentos disponíveis para acesso on-line das condições dos transformadores, incluindo gás dissolvido, umidade, qualidade do óleo, descargas parciais, fator de potência das buchas e vibração.

Dado o número de opções e o inevitável limite de investimentos, considerações cuidadosas devem ser feitas em relação a qual monitoramento deve ser comprado, pois enquanto novas medições on-line, como a descargas parciais, prometem trazer outro nível de acuracidade e detecção de faltas, nenhum diagnóstico supera a relação custo/benefício e poder da análise do óleo, pois a experiência tem demonstrado que muitos problemas no transformador podem ser detectados através desta análise. [79]

## 7.1 Sensores para análise on-line das características do óleo isolante

Sensores internos têm sido instalados nos transformadores para medir temperaturas locais em pontos específicos ou temperaturas distribuídas ao longo do enrolamento. Sensores também têm sido instalados para medir movimentação, vibração, campo magnético, quantidade de água e descargas parciais. Novos sensores têm sido desenvolvidos para medir gases dissolvidos no óleo, baseados na resposta direta de componentes eletrônicos.

Sensores externos têm sido instalados para monitorar temperatura, descargas parciais (elétricas e sinais acústicos), vibração, corrente de carga, correntes de curto-circuito, tensões (incluindo transitórios de sistemas) e carregamento.

Para que novos sensores sejam desenvolvidos, algumas condições críticas devem ser consideradas para que tenham o desempenho esperado e consigam monitorar perfeitamente os parâmetros a serem observados. Quando sensores internos são adaptados em um transformador, eles devem ser instalados durante a fase de construção e precisam sobreviver ao processo de secagem envolvendo vapor de querosene a 135°C sob condições de vácuo e quando o transformador entrar em operação deve suportar os travamentos em condições de alta pressão de carga e alta estática com transitórios de grandes flutuações.

Além disso, necessitam continuar operando em transformadores com óleo quente a temperaturas acima de 110°C. Naturalmente, muitos destes sensores disponíveis não podem sobreviver neste ambiente hostil e as experiências atuais mostram uma baixa taxa de sobrevivência além de um curto período de vida. [45]

Existe um grande número de diagnósticos que podem ser feitos no transformador em serviço, utilizando sensores específicos, além do acompanhamento do carregamento/temperatura. Vários equipamentos/sensores têm sido desenvolvidos ao longo do tempo, porém todos convergem para o desenvolvimento e aprimoramento da análise on-line dos gases dissolvidos no óleo do transformador, por possibilitar a melhor análise preditiva de faltas incipientes.

Atualmente, os monitoramentos disponíveis no mercado para análise on-line do óleo isolante podem ser agrupados em três categorias [79]:

- a) Monitores de gás combustível;
- b) Monitores multi-gás completos; e
- c) Monitores da qualidade do óleo.

### 7.1.1 Monitores de gás combustível

Este tipo de monitoramento possui uma longa história de serviços e uma grande base de usuários. Exemplos deste tipo de monitoramento é o GE Hydran [26] e o Morgan Schaffer Calisto [20]:

O **GE Hydran** utiliza um processo de monitoramento de gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante, que consiste em fazer com que o óleo do transformador passe sobre uma membrana especial para separar o hidrogênio e outros gases combustíveis. Estes gases são introduzidos em uma célula onde são quimicamente "queimados", essencialmente gerando o combustível para uma pilha que gera uma corrente elétrica. Esta corrente é então

medida e é proporcional ao conteúdo do gás no óleo. Este processo simplesmente identifica e dispara alarme caso exista gás combustível dissolvido no óleo, não identificando se existe uma grande quantidade de gás hidrogênio misturado com uma pequena concentração de gás acetileno ou vice versa. Este equipamento é bastante aceito no mercado devido ao seu custo razoável. Na Figura 7.2 pode ser visto o equipamento de monitoração HYDRAN, fabricado pela GE Power Systems. [26]



Figura 7.2: Equipamento HYDRAN para monitoração de transformadores. [26]

O **Morgan Schaffer Calisto** é um equipamento de monitoração que utiliza uma barreira de polímeros para extrair o hidrogênio do óleo isolante. A diferença com o Hydran é que o Calisto consegue identificar somente o hidrogênio e é insensível aos outros gases combustíveis. A concentração de hidrogênio extraída é medida em um detector de condutividade térmica, que se aproveita da excepcional condutividade térmica do hidrogênio.

O Calisto também possui identificação de umidade no óleo, pois a medição da condutividade térmica para se identificar o hidrogênio mantém a temperatura sempre constante da amostra, logo o percentual de saturação da umidade pode ser facilmente calculada. Na Figura 7.3 pode ser visto o equipamento de monitoração CALISTO, fabricado pela MS Morgan Schaffer Systems. [20]



Figura 7.3: Equipamento Calisto para monitoração de transformadores. [20]

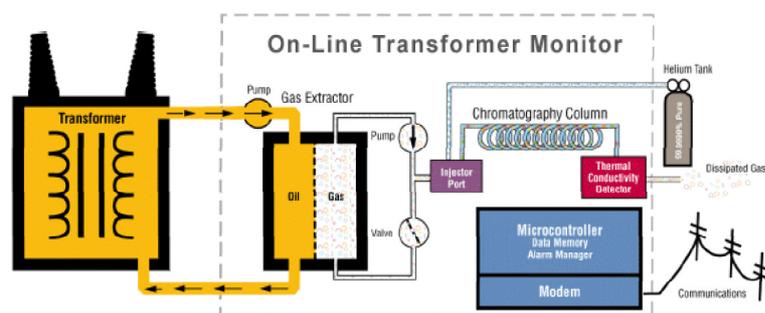
### 7.1.2 Monitores multi-gás

O **Serveron** é um equipamento de monitoração on-line de transformadores que já possui vários anos acumulados de experiência no campo e é um sofisticado equipamento de medição. Essencialmente é um laboratório de cromatografia gasosa capaz de identificar oito tipos de gases (hidrogênio, oxigênio, metano, monóxido de carbono, dióxido de carbono, etileno, etano e acetileno) e opcionalmente também medir a umidade no óleo.

O monitor Serveron é um equipamento que substitui a coleta manual de amostras do óleo para serem enviadas aos laboratórios especializados para análise cromatográfica dos gases dissolvido no óleo. É obvio que um equipamento tão sofisticado como este torna-se impossível sua aplicação em todos os transformadores de uma concessionária, desta forma é utilizado somente em transformadores mais críticos. Sua principal importância está em sua habilidade em anunciar e detalhar mudanças bruscas no óleo. Na Figura 7.4(a) pode ser visto este equipamento, fabricado pela Serveron Corporation, e na Figura 7.4(b) seu esquema básico de funcionamento. [27]



(a) Equipamento SERVERON.



(b) Esquema de funcionamento

Figura 7.4: Equipamento SERVERON para monitoração de transformadores. [27]

O **Kelman Transfix** é um equipamento multi-gás de monitoramento on-line que pode identificar oito tipos de gases (hidrogênio, oxigênio, metano, monóxido de carbono, dióxido de carbono, etileno, etano e acetileno) e umidade no óleo do transformador. O princípio básico de funcionamento do analisador Kelman é através da espectroscopia foto acústica.

Quando um gás absorve radiação eletromagnética, como uma luz infravermelha, ele aquece e se expande. Quando um gás se aquece subitamente ele também se expande subitamente e emite uma onda de som (como um trovão). Gases diferentes absorvem dife-

rentes "cores" da radiação eletromagnética, como os sólidos e líquidos absorvem diferentes radiações que vemos como cores.

No equipamento de espectroscopia foto acústica, cores específicas ou espectro de luz infravermelha são observadas na amostra de um gás que quando aquecido produz um som. A intensidade deste som é proporcional a concentração do gás. Portanto a física que existe por trás desta tecnologia é a análise dos sons.

Esta técnica tem a vantagem de não necessitar de calibração ou gás de arrasto como na cromatografia gasosa, porém seu custo ainda é elevado, devendo a médio prazo se tornar atrativa como uma alternativa sobre os testes manuais de coleta e análise das amostras em laboratórios. Na Figura 7.5 pode ser visto o equipamento fabricado pela EATON Electric. [28]



Figura 7.5: Equipamento Kelman Transfix para monitoração de transformadores. [28]

### 7.1.3 Monitores da qualidade do óleo

O **Weidmann Centurion** é um equipamento de monitoramento on-line da qualidade do óleo isolante. Este projeto foi desenvolvido com o objetivo de monitorar a qualidade do óleo a um custo inexpressivo a ponto de poder colocá-lo em todos os equipamentos que utilizam óleo isolante e não aplicá-lo somente em transformadores críticos. Diferente dos já mencionados monitores, o Centurion não extrai gás do óleo ele somente examina a qualidade ou pureza do óleo através de medições de rigidez dielétrica.

O Centurion utiliza um método especial com tecnologia de micro descargas de alta velocidade, um milionésimo de intensidade em relação aos tradicionais testes, que fazem com que a energia de "breakdown" não danifique o óleo. Além desta nova tecnologia não destrutiva de "breakdown", este equipamento de monitoração é sensível a umidade, carbono, partículas metálicas, fibras, outras impurezas, e qualquer queima ou degradação do óleo. O Centurion serve como um anunciador que alerta anormalidades em

equipamentos que utilizam óleo mineral, a um custo inexpressivo. Na Figura 7.6 pode ser visto o equipamento fabricado pela Weidmann Electrical Technology. [29]



Figura 7.6: Equipamento Weidmann Centurion para monitoração de transformadores. [29]

## 7.2 Escolha do equipamento de monitoração

Monitores de óleo podem ser adquiridos por diversas razões: para manutenção e gerenciamento da vida do ativo, para detecção de faltas incipientes ou por qualquer combinação dos motivos anteriores, porém uma vez justificadas as razões econômicas e do negócio, a seleção de um equipamento pode então ser iniciada.

Diferentes transformadores podem justificar diferentes níveis de monitoramento e uma combinação de monitores mais baratos podem ser mais apropriados do que um único monitor mais caro. Transformadores mais críticos/sofisticados devem ser necessariamente monitorados por equipamentos mais sofisticados. [79]

Transformadores se deterioram com os efeitos cumulativos de carregamentos ao longo do tempo e, portanto, transformadores mais velhos necessitam ser bem mais monitorados do que os novos, para estender ao máximo sua vida útil. Pesados investimentos com a aquisição de um novo transformador podem ser postergados se bem monitorados os parâmetros vitais dos transformadores mais velhos, simplesmente identificando através das filosofias de manutenções preditivas suas reais necessidades de manutenção, evitando que falhem. [25]

## Capítulo 8

# Nova metodologia de monitoramento on-line através dos gases livres

Na última década, inúmeros esforços foram direcionados ao desenvolvimento de métodos e equipamentos que propiciassem a indicação segura sobre o estado e a confiabilidade dos equipamentos de subestação.

Após várias tentativas realizadas, através de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, entre Universidades e grandes Distribuidoras de energia elétrica do estado de São Paulo, constatou-se que a aplicação de sensores e toda a infra-estrutura necessária à aquisição e ao tratamento dos dados, tornavam-se inviáveis para instalações de médio e pequeno porte devido ao elevado custo de equipamentos importados para diagnóstico on-line de falhas incipientes, através da detecção de gases dissolvidos em óleo isolante.

Custos elevados em monitoramentos somente se justificam para instalações de grande porte ou em transformadores mais críticos/sofisticados, os quais devem ser necessariamente monitorados por equipamentos mais sofisticados. Transformadores mais velhos também necessitam ser bem mais monitorados do que os novos, para estender ao máximo sua vida útil.

Para reverter esta premissa de que somente equipamentos de monitoramento importados e de alto custo estão disponíveis no mercado e que somente se viabilizam em instalações de grande porte, teve início este trabalho com uma proposta de desenvolvimento de um novo equipamento que apresente custos acessíveis, tanto de desenvolvimento

quanto de implementação, e que permita sua instalação em todas as unidades transformadoras independente do seu porte.

A proposta deste trabalho é provar que é possível desenvolver no Brasil soluções seguras, confiáveis e economicamente viáveis e ocupar uma lacuna existente na Operação do Sistema Elétrico quanto a incerteza da reenergização imediata de transformadores de potência logo após terem provocado interrupção do fornecimento de energia através de suas proteções inerentes.

A nova metodologia desenvolvida neste trabalho se propõe a monitorar os gases livres dentro dos transformadores de potência através de sensor adaptado ao relé detector de Gás - relé Buchholz. Estando presente gases combustíveis/inflamáveis, existe grande probabilidade do gás acetileno estar presente, o que indica que uma falha interna crítica ocorreu naquele transformador, vide Capítulos 5.1.3 e 6.4.

O principal diferencial desta proposta é o desenvolvimento de um protótipo que tem seu ineditismo exatamente por ser de baixo custo, possibilitar implantação imediata, não necessitar grandes adaptações nos atuais transformadores de potência e que disponibilize informações imediatas ao Centro de Operação do Sistema Elétrico - COS da concessionária, logo após ter ocorrido uma falha nestes transformadores.

Com esta premissa, estabelece-se um novo conceito de manutenção em transformadores de potência, definida como "Manutenção pré-corretiva", que será descrita a seguir.

## **8.1 Manutenção pré-corretiva - um novo conceito de manutenção**

Atualmente, pode-se afirmar que não existe nenhum transformador de potência que não esteja sendo monitorado por algum programa de manutenção preditiva, tendo em vista o alto custo que este ativo representa e também pela responsabilidade das cargas que alimenta.

Os programas de manutenção preditiva implementados pelas Distribuidoras de energia elétrica são irreversíveis, principalmente pelo alto valor agregado que representam para as concessionárias, pois são extremamente eficientes, muito bem estruturados, aumentam a vida útil dos transformadores e possibilitam visibilidade do estado destes ativos, podendo planejar e postergar investimentos em função da real necessidade de substituição

destes equipamentos e não mais pela idade que possuem.

As manutenções preditivas identificam as necessidades para que manutenções preventivas sejam programadas e realizadas em determinados equipamentos que apresentaram irregularidades, antecipando-se às falhas indesejáveis, evitando grandes interrupções, reduzindo custos sociais e minimizando as manutenções corretivas. As manutenções preditivas, por mais eficientes que sejam, nunca substituirão completamente as manutenções preventivas.

Da mesma forma, as manutenções corretivas, por mais rígidas e criteriosas que sejam os programas preditivos/preventivos, não serão totalmente eliminadas, causando desgastes para a concessionária, em função da inevitável interrupção de energia que as falhas provocam, são extremamente caras, proporcionam elevados custos diretos, indiretos e sociais (vide Capítulo 3.2.1), além de serem totalmente imprevisíveis.

Para minimizar os impactos das interrupções da energia elétrica aos consumidores, causados por falhas internas nos transformadores de potência e proporcionar maior assertividade nas decisões do Centro de Operação do Sistema Elétrico - COS, imediatamente após a falha ter ocorrido, surge o conceito de Manutenção pré-corretiva, que se caracteriza por uma etapa intermediária entre a falha e a decisão de fazer tentativas remotas de religamento sem ter informação sobre a criticidade da falha que acabou de ocorrer, vide Figura 8.1.

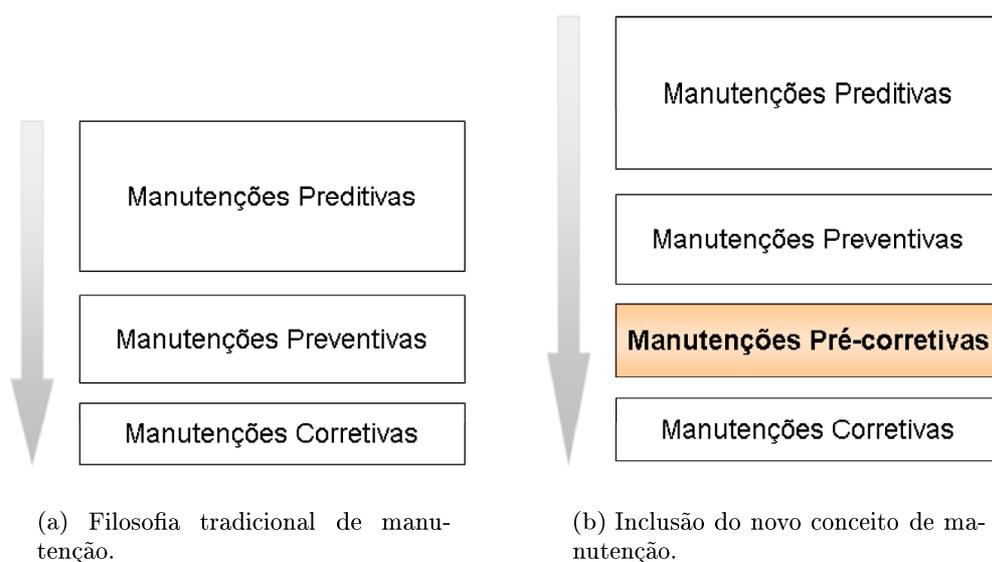


Figura 8.1: Sequência lógica para manutenção em transformadores de potência.

Desta forma o tempo de interrupção será significativamente reduzido, eliminando

a necessidade de verificação in-loco, pois com o Monitoramento Remoto proposto neste trabalho, será possível obter informações sobre a presença de gases combustíveis/inflamáveis no relé Buchholz, possibilitando uma rápida tomada de decisão, imediatamente após a ocorrência, disparando rapidamente ações antes de iniciar a manutenção corretiva, minimizando o impacto da falha aos consumidores, pois:

**Se não houver gases combustíveis/inflamáveis no relé Buchholz**, as próprias equipes técnicas locais poderão agilizar o restabelecimento da subestação, rearmando mecanicamente o relé auxiliar de bloqueio do transformador - relé 86T, Figura 8.2, e realizando uma tentativa de energização, não havendo a necessidade de aguardar as equipes técnicas especializadas chegarem ao local.

**Se houver gases combustíveis/inflamáveis no relé Buchholz**, o próprio Centro de Operação do Sistema Elétrico - COS já poderá tomar a decisão de acionar o transporte da subestação móvel, pois comprovadamente existe falha interna no transformador, com grande probabilidade de haver gás acetileno na composição destes gases, devido arco elétrico, não podendo ser energizado sem que haja uma minuciosa inspeção e possível manutenção em oficinas especializadas.



Figura 8.2: Relé auxiliar de bloqueio do transformador - relé 86T.

O consumidor passa a ser diretamente beneficiado com um tempo menor de interrupção do fornecimento de energia elétrica, os custos diretos, indiretos e sociais são significativamente minimizados e os indicadores de continuidade do serviço de energia elétrica não sofrem violentas degradações, expondo a concessionária a pesadas penalidades junto ao poder concedente.

## 8.2 Desenvolvimento experimental da proposta de monitoramento

O protótipo de monitoramento basicamente tem a função de identificar se existe gases combustíveis/inflamáveis dentro da câmara de alojamento dos gases do relé Buchholz, logo após ter ocorrido uma falha interna no transformador, digitalizar a informação, processar o sinal através de um microcontrolador e enviar informação ao Centro de Operação do Sistema - COS, através de sistema de telecomunicações exclusivo. Na Figura 8.3 pode ser visto o esquema básico de funcionamento deste protótipo de monitoramento.

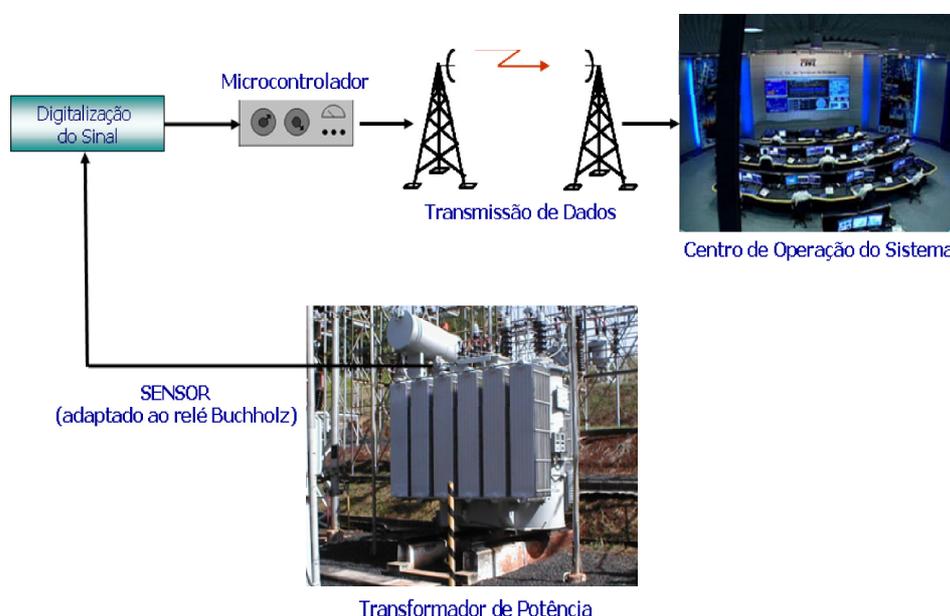


Figura 8.3: Esquema básico do monitoramento proposto.

Todas as simulações e testes práticos para comprovar a performance do novo sensor na detecção de gases combustíveis/inflamáveis foram inicialmente realizados no laboratório de alta tensão da EESC-USP e validados por cromatógrafo gasoso de alta precisão, adquirido especificamente para esta pesquisa.

Enquanto em laboratório, foram simulados curto-circuitos de alta tensão dentro de tanques de óleo mineral isolante (vide Figura 8.4), em condições semelhantes a de um transformador, para que os gases combustíveis/inflamáveis fossem gerados de forma controlada e o protótipo pesquisado pudesse ser colocado à prova, validado pelos resultados do cromatógrafo gasoso.

O protótipo experimental foi desenvolvido baseado na lógica de funcionamento



Figura 8.4: Simulações de curto-circuito de alta tensão - USP.

mostrada na Figura 8.5, onde:

**Fonte DC** - Fonte de alimentação dos circuitos eletrônicos.

**Referência** - Valor da tensão para a detecção do nível de gás (ppm).

**Comparador** - Compara o valor da tensão proveniente da saída do sensor de gás com a tensão de referência.

**Alarme** - Caso ocorra a detecção de gás, este contato mudará para o estado fechado. Este contato está ligado a uma das entradas digitais do CLP.

**Sensor de gás** - O sensor de gás possui saída de sinal elétrico e também duas entradas e uma saída de ar ou gás.

**Solenóide** - Este dispositivo recebe a saída de ar ou gás do relé Buchholz e permite sua passagem para o sensor de gás, quando solicitado.

**Entrada bomba de purga e saída de purga** - Pequeno compressor para purgar a câmara de gás do sensor.

O sensor de gases combustíveis/inflamáveis escolhido no mercado internacional para ser utilizado neste protótipo é um componente de estado sólido [80], vide Figura 8.6(a), facilmente encontrado, além de apresentar custo extremamente acessível, por volta de R\$432 (U\$186), logo não se faz necessário o desenvolvimento de tecnologia específica para fabricação deste componente no Brasil. A polarização deste componente, vide Figura 8.7, também é de extrema simplicidade, com componentes discretos facilmente encontrados no mercado nacional.

O circuito eletrônico do sensor deverá ser montado, vide Figura 8.6(b), e insta-

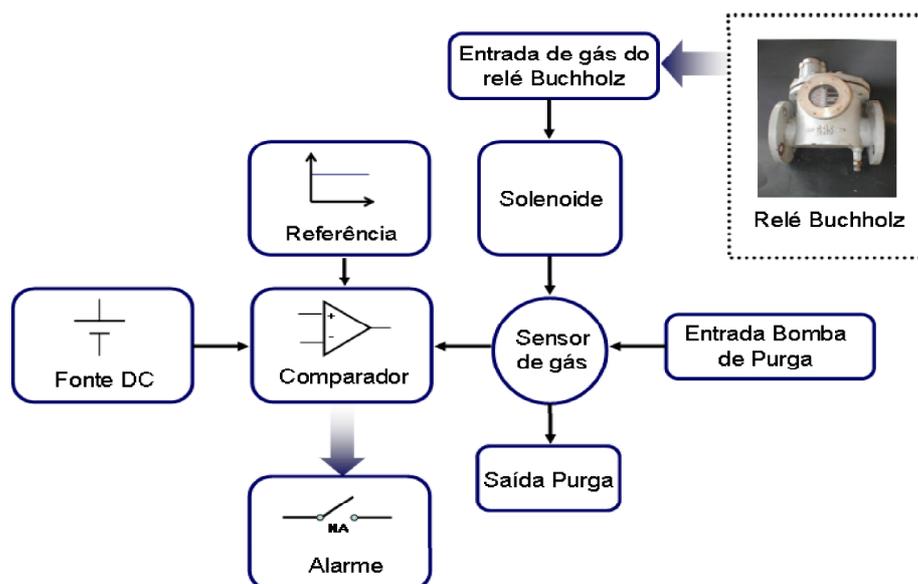


Figura 8.5: Lógica de funcionamento do protótipo experimental.

lado dentro da câmara de gases, vide Figura 8.8, a qual foi projetada e usinada exclusivamente para este projeto.

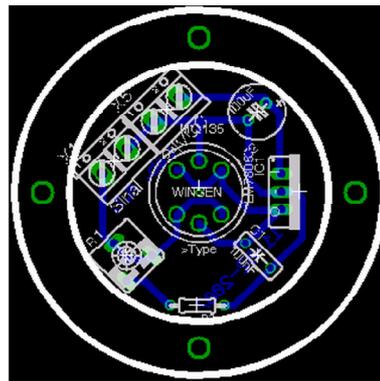
Uma pequena adaptação no registro de saída de gases do relé Buchholz, vide Figura 8.9(a), possibilita o acoplamento da câmara de gás do sensor através do solenóide (válvula pneumática), vide Figura 8.9(b). A válvula pneumática [30], vide Figura 8.10, abrirá a passagem do gás armazenado no relé para ser identificado na câmara do sensor, quando solicitado.

O módulo de conversão Analógico/Digital foi projetado, vide Figura 8.11, e montado, vide Figura 8.12, baseado no circuito integrado ADC0801, que é compatível com microprocessadores 8-Bits [81]. Este circuito tem a finalidade de converter o sinal analógico (Volts), proporcional a concentração de gases combustíveis/inflamáveis existente dentro da câmara de gás, interpretado pelo circuito sensor, Figura 8.7, para informação digital a ser processada e enviada ao microcontrolador para tomada de decisão.

O módulo de controle foi projetado, vide Figura 8.13, e montado, vide Figura 8.14, baseado no circuito integrado AT89C52P, que é um microcontrolador 8-Bits de baixo consumo, alta performance e com 8 Kbytes de memória programável PEROM [82]. Este circuito tem a finalidade de comparar a informação recebida do conversor A/D com valores de referências previamente programados, tomar decisões e enviar sinais de comando através da placa de relés, vide Figuras 8.15 e 8.16, para que o equipamento sensor opere com a lógica de funcionamento projetada.



(a) Sensor de gases combustíveis/inflamáveis - estado sólido.



(b) Placa do circuito eletrônico do sensor de gás.

Figura 8.6: Montagem do circuito sensor de gases combustíveis/inflamáveis.

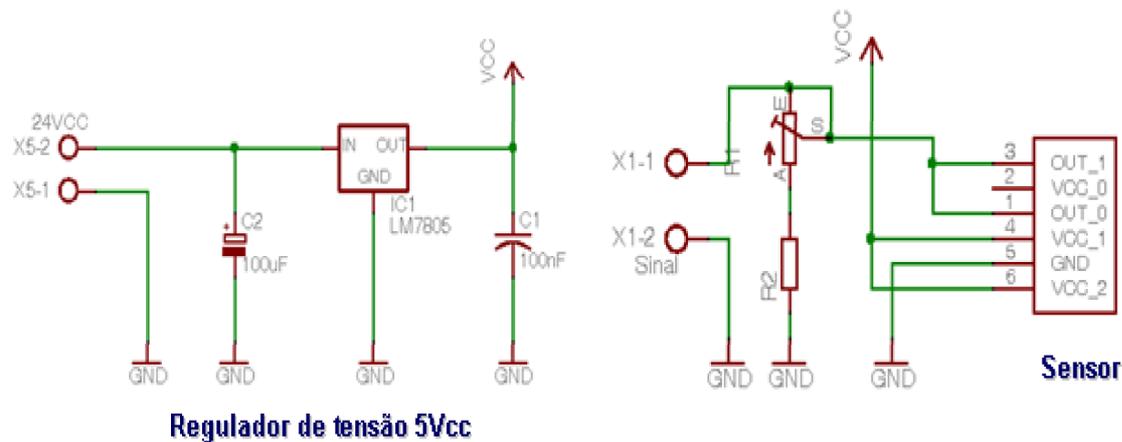


Figura 8.7: Circuito eletrônico do sensor de gases combustíveis/inflamáveis.

O painel de controle, que integra todos os módulos anteriores, foi montado e submetido a testes operativos de detecção de gases combustíveis/inflamáveis realizados no laboratório da EESC-USP, onde foi possível simular todo ciclo de funcionamento do relé Buchholz, com injeção de gás acetileno comercial e também de outros tipos de gases combustíveis, diretamente em sua câmara de gás, onde comprovou-se o comportamento esperado do sensor, vide Figura 8.17.

Na Figura 8.18 pode ser vista a montagem do protótipo experimental sobre a bancada de testes do laboratório da EESC-USP.

A filosofia de monitoramento proposta e a lógica de funcionamento puderam ser comprovadas através deste protótipo experimental, montado totalmente com componentes discretos, o que levou a pesquisa deste trabalho para uma fase de avaliação e prospecção



Figura 8.8: Câmara para análise dos gases livres.

no mercado nacional de módulos já industrializados que associados e programados corretamente pudessem substituir adequadamente a montagem inicial.

Um novo protótipo foi montado utilizando este conceito modular, vide Figura 8.19, que após ter sido testado e validado em laboratório, serviu de base para o desenvolvimento da concepção final do protótipo levado a campo para testes reais.

### 8.3 Concepção final e montagem do equipamento de monitoramento

Toda a experiência adquirida, através das simulações em laboratório, pôde definir algumas premissas básicas para o desenvolvimento do protótipo final, como a concepção de montagem modular, o circuito eletrônico do sensor de gases combustíveis/inflamáveis, Figura 8.7, a câmara de gás, Figura 8.8 e as adaptações inicialmente feitas no relé Buchholz, Figura 8.9, as quais foram preservadas e consideradas no desenvolvimento da lógica de funcionamento do equipamento de monitoramento levado a campo para ser submetido a condições reais de operação:

#### 8.3.1 Lógica de funcionamento

A Figura 8.20 apresenta o diagrama funcional do protótipo, que tem como premissa a lógica básica de funcionamento das duas bóias internas (flutuadores) do relé Buchholz, Figura 4.7, quando de falhas internas do transformador. Quando a bóia(1)



(a) Adaptação ao registro de saída de gases.



(b) Montagem da válvula pneumática e câmara de gás.

Figura 8.9: Detalhes do acoplamento do sensor de gases combustíveis/inflamáveis ao relé Buchholz.

estiver no nível baixo, o contato do alarme será acionado para informar que a câmara de gás do relé está se enchendo de gás, podendo progredir para o acionamento do contato da bóia(2), que enviará trip ao disjuntor geral da subestação através do acionamento do relé auxiliar de bloqueio do transformador - relé 86T, Figura 8.2.

### 8.3.2 Circuitos de controle

O circuito de controle, responsável pelas decisões e acionamentos, tem a responsabilidade de avaliar todas as variáveis que compõem o monitoramento remoto, através de programação utilizando um Controlador Lógico Programável - PLC, Figura 8.21, com a filosofia de funcionamento mostrada no diagrama de blocos da Figura 8.22, onde redundâncias foram previstas na lógica de funcionamento, para aumentar a confiabilidade operativa, evitando falhas de interpretação e considerando as possíveis condições adversas encontradas no transformador logo após ter ocorrido uma falha interna de grandes proporções.

O PLC escolhido no mercado nacional para ser utilizado neste projeto, caracteriza-se pelo seu tamanho compacto e excelente relação custo-benefício. Também pode ser utilizado em tarefas de intertravamento, temporização, contagem e operações matemáticas básicas, substitue com vantagens contadores auxiliares, temporizadores e contadores eletro-



Figura 8.10: Válvula pneumática - Belton VP148242. [30]

mecânicos, reduzindo significativamente o espaço final do projeto. Além da programação direta no display, também pode ser utilizado microcomputador com software específico em português, podendo ser programado em Ladder (diagrama de contatos) ou em Blocos Lógicos (FBD). [83]

Todos os módulos, relés e circuitos eletrônicos, deste protótipo de monitoramento, são alimentados através de duas fontes de tensão adquiridas no mercado nacional, que estabilizam 12 VDC e 24 VDC [84, 85], vide Figura 8.23. Por serem fontes chaveadas, quando em laboratório puderam ser alimentadas através de energia comercial 127VCA, porém quando o protótipo estiver em campo, estas mesmas fontes deverão ser alimentadas pelo banco de baterias de 138VDC, existente nas subestações de energia, dando maior confiabilidade e garantindo o funcionamento do protótipo logo após o desligamento total da subestação provocado pelo defeito interno do transformador, situação em que o transformador piloto (13,8kV/220-127V) que alimenta todos os equipamentos dentro da subestação, perde sua função.

### 8.3.3 Montagem final do protótipo

A Figura 8.24 mostra o painel de controle final, o qual foi montado e programado com a lógica de funcionamento da Figura 8.22. As informações vindas do circuito sensor de gás serão processadas e enviadas ao Gerenciador de Alarmes, Figura 8.25, que registrará as informações e as encaminhará ao Centro de Operação do Sistema Elétrico - COS, através do sistema de transmissão de dados, apresentados a seguir:





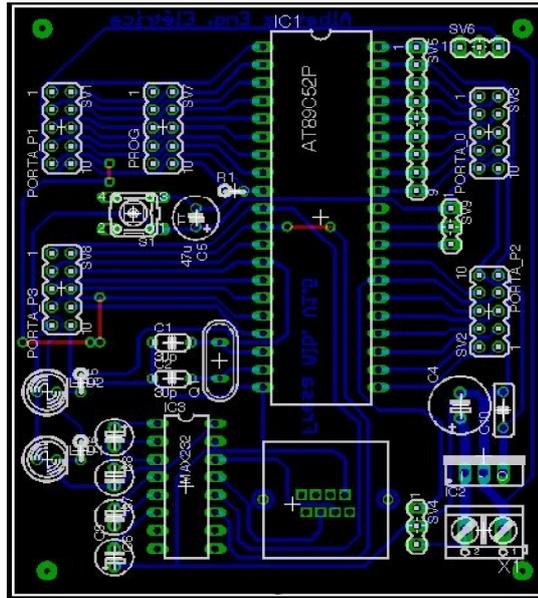


Figura 8.14: Placa do circuito eletrônico do microcontrolador.

ações corretivas sejam tomadas. Para esta comunicação foi escolhido o sistema de transmissão via telefonia celular comercial, pois utiliza-se de uma estrutura já existente para fluir os dados, além de ser operada por empresas cuja atividade fim é a telecomunicação.

O equipamento utilizado é C18 da Motorola, que é um modem sem fio de alta velocidade de comunicação, vide Figura 8.26(a), podendo transmitir dados e voz em CDMA (Code Division Multiple Access), na faixa de 1X 800/1900 MHz. Este módulo é encontrado no mercado nacional e dispõe de várias opções para conexão de interfaces e principalmente compatibilidade com o M2M (machine to machine), que é um sistema onde múltiplas máquinas e equipamentos, sejam fixos ou móveis, podem ser monitorados remotamente, controlados ou administrados através de uma rede de comunicação sem fio (wireless) ou com fio. Soluções M2M permitem coletar e agregar dados operacionais adquiridos em tempo real e de forma remota, consolidados-os e convertendo em informações úteis para a tomada de algum tipo de decisão, de forma rápida e ágil. [87, 88]

Este sistema de comunicação via celular utiliza uma rede de pacote (tarifada por megabyte trafegado), o que demanda menor custo e permite um gerenciamento mais efetivo.

Para controlar todo o sistema de transmissão de dados, foi utilizado o MCC da empresa ADTS, vide Figura 8.26(b), que faz o controle da comunicação via modem, estabelecendo conexão com o software servidor SCC (gateway de comunicação) e gerencia as desconexões de forma a manter o canal de comunicação celular sempre disponível. Para

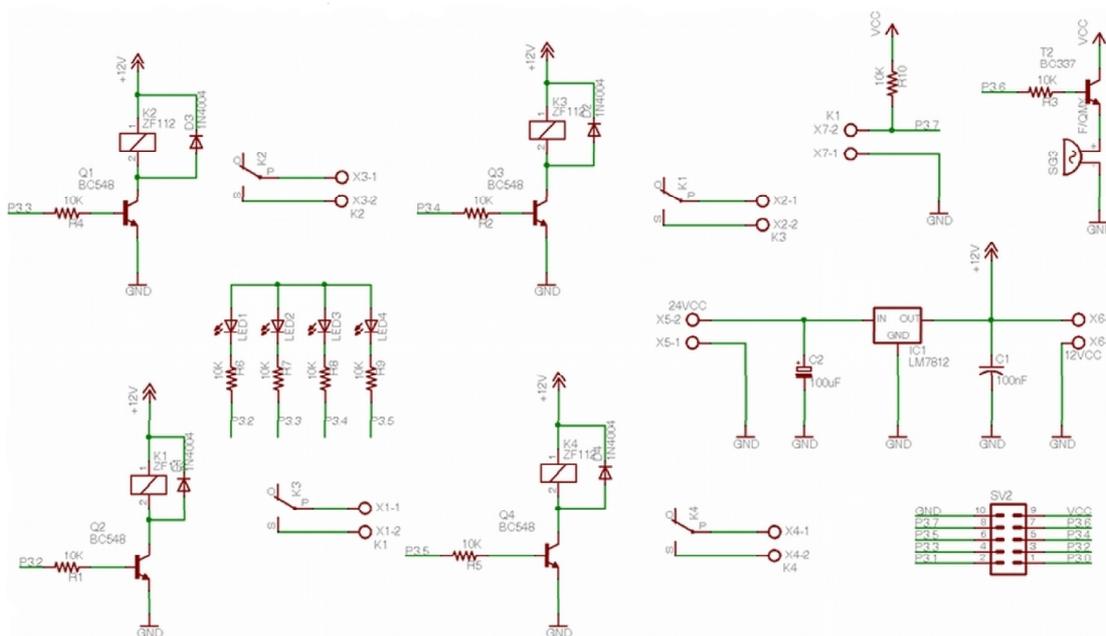


Figura 8.15: Circuito eletrônico dos relés de comando.

isso, apresenta duas portas seriais padrão RS232, uma para ser interligada ao modem celular, no caso o C18-CDMA da Motorola, e outra para ser interligada a um equipamento serial. [88]

Após vários testes e simulações realizadas com o painel de controle no laboratório da EESC-USP, testes de transmissão de dados e adequações visuais no próprio Centro de Operação do Sistema Elétrico para receber as informações do monitoramento remoto, o protótipo pôde ser instalado no campo para ser submetido a condições reais de funcionamento.

## 8.4 Testes de campo da nova metodologia de monitoramento

Para testar o protótipo em campo foi escolhido um transformador ligado no sistema elétrico da CPFL Energia, que vem apresentando níveis crescentes de gás acetileno dissolvido no óleo isolante. Este transformador está sendo monitorado pelas equipes de manutenção, através de análises cromatográficas periódicas para acompanhar a evolução da falha.

A Instalação do protótipo neste transformador é uma excelente oportunidade para colocar este projeto de monitoramento a prova, pois inesperadamente esta falha

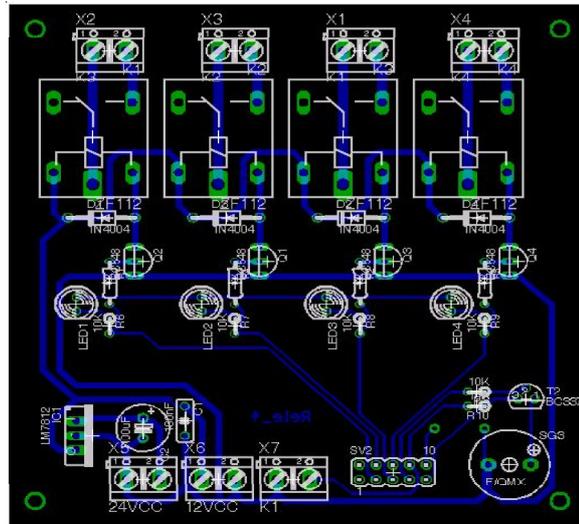


Figura 8.16: Placa do circuito eletrônico dos relés de comando.

incipiente poderá evoluir para uma de grandes proporções e estando ativo o protótipo de monitoramento ele poderá ser submetido a uma avaliação real de desempenho.

O transformador é de 25MVA/138kV e alimenta a cidade de Itápolis - SP. Na Figura 8.27 pode ser vista a subestação Itápolis, onde será testado o protótipo de monitoramento.

O módulo Gerenciador de Alarmes e o Sistema de Transmissão de Dados foram abrigados em painel próximo ao transformador, instalado exclusivamente para viabilizar o monitoramento remoto deste transformador. Nas Figuras 8.28 e 8.29(a), podem ser vistos detalhes desta instalação, inclusive da antena do sistema irradiante colocada sob o mesmo painel, vide Figura 8.29(b).

O painel de controle do protótipo foi instalado junto ao painel do transformador, facilitando a cablagem das conexões elétricas e da alimentação de 138VDC do banco de baterias da subestação. Na Figura 8.30 podem ser vistos os aspectos finais da instalação.

O posicionamento físico do sensor de gases combustíveis/inflamáveis, câmara de gás e válvula pneumática, inicialmente projetado para ficar sobre o relé Buchholz, vide Figura 8.9(b), foi reprojeto para que a solução possa ser utilizada por outros transformadores, independente dos aspectos construtivos e particularidades de cada fabricante. Na Figura 8.31 podem ser vistas as distâncias livres existentes entre o tanque de compensação e o relé Buchholz do transformador da subestação Itápolis.

O sensor de gases combustíveis/inflamáveis, câmara de gás e válvula pneumática

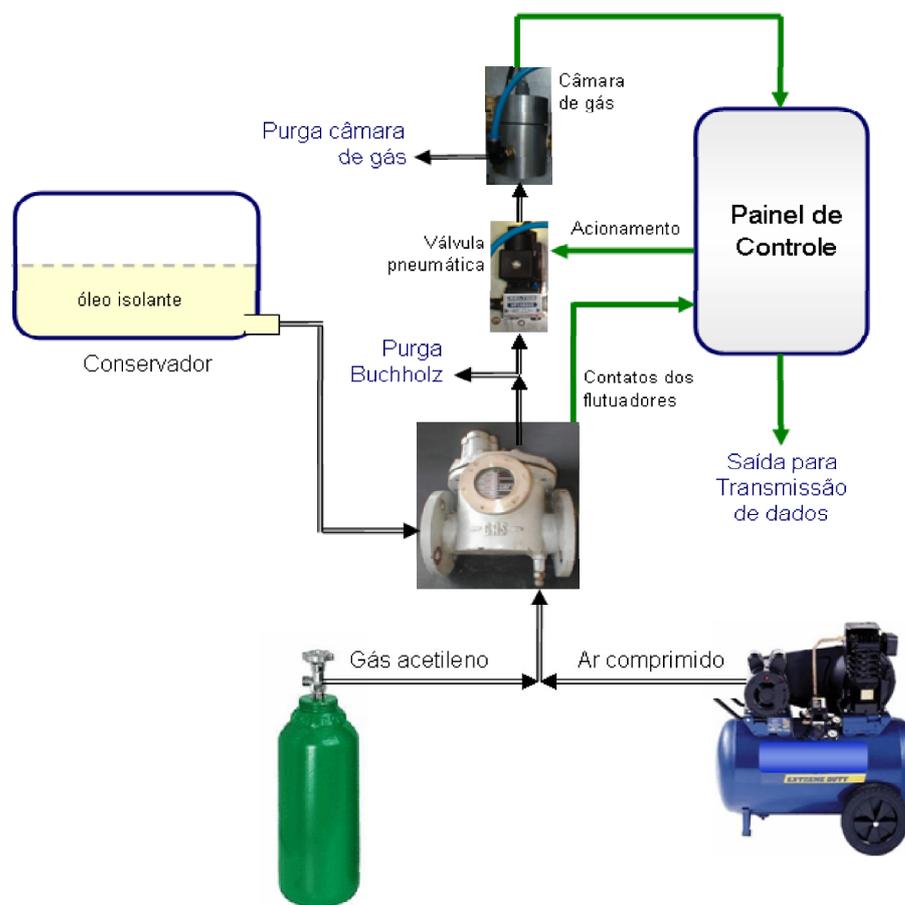


Figura 8.17: Arranjo para simulações de funcionamento - laboratório EESC-USP.

foram abrigados em uma caixa metálica, que deverá ser instalada na estrutura de sustentação do tanque de compensação do transformador, próxima do relé Buchholz, vide Figura 8.32. Para viabilizar esta nova configuração uma nova válvula pneumática deverá ficar instalada sobre o relé Buchholz, que quando solicitada, abrirá simultaneamente com a válvula abrigada na caixa metálica, para que o óleo isolante, em condições normais, não ocupe a via de passagem dos gases do relé Buchholz até a câmara de gás, impossibilitando que o sensor identifique a presença do gás acetileno.

A instalação do sensor e as adaptações no próprio relé Buchholz deverão ser feitas com o transformador desenergizado, devido ao risco existente pela proximidade com a alta tensão. Uma manutenção preventiva neste transformador já está programada pela CPFL Energia e em breve estas adaptações serão realizadas e concluída definitivamente a instalação final do protótipo de monitoramento.

Testes finais no painel de controle do protótipo foram realizados na subestação Itápolis simulando a sequência de fechamento dos contatos das bóias do relé Buchholz e



Figura 8.18: Bancada para testes do protótipo experimental - laboratório EESC-USP.

também o fechamento do contato do PLC que indica a presença de gases combustíveis/inflamáveis. O Centro de Operação do Sistema Elétrico de Ribeirão Preto - COS, Figura 8.33, recebeu corretamente a informação alarmando a condição crítica do transformador da SE Itápolis devido a falha interna simulada. Na Figura 8.34 pode ser vista a tela dos microcomputadores da sala de controle do COS com todos os pontos de monitoramento da SE Itápolis, incluindo o relé de gás e alarme de condição crítica do transformador.



Figura 8.19: Painel de controle do protótipo modular.

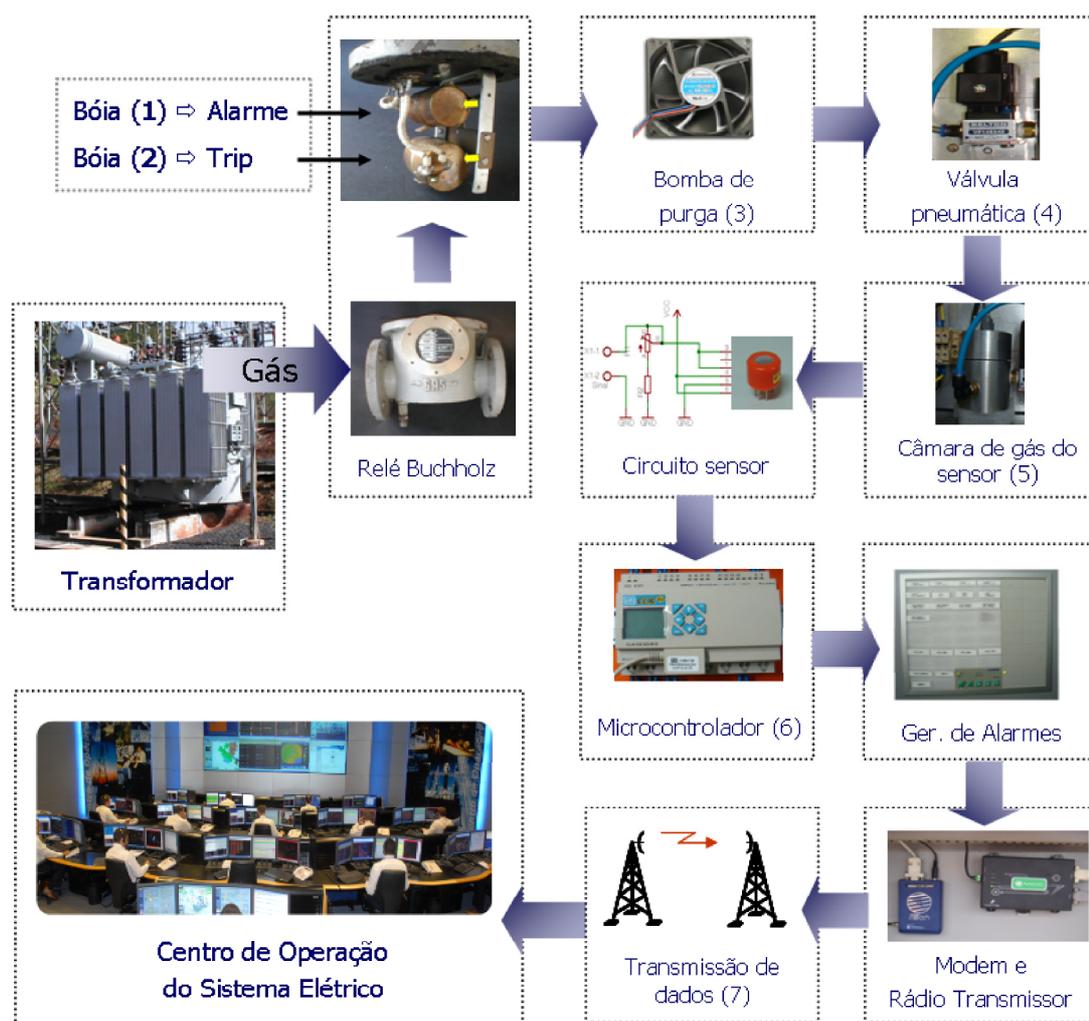


Figura 8.20: Diagrama funcional do protótipo de monitoramento remoto do transformador.



Figura 8.21: Microcontrolador CLW-02/20VR-D - WEG.

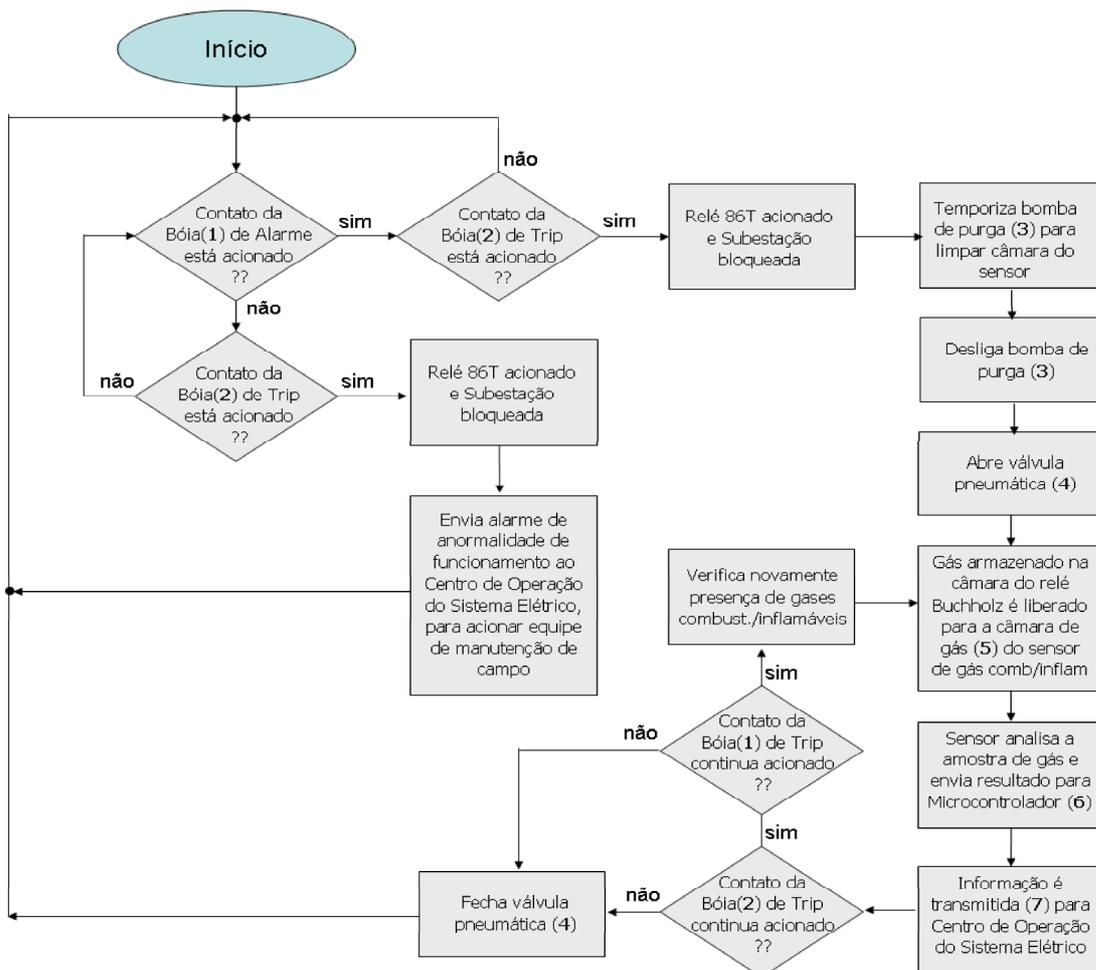
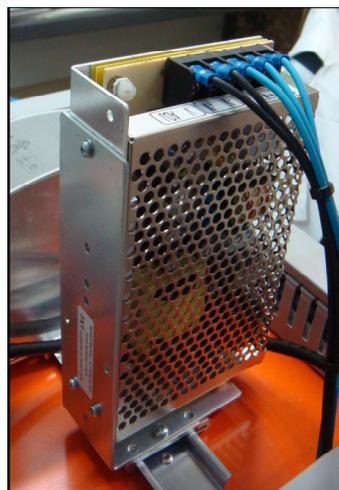


Figura 8.22: Diagrama lógico de funcionamento.



(a) Fonte chaveada 24V - Mean Well DR-75-24.



(b) Fonte chaveada 12V - Mean Well FX1.

Figura 8.23: Fontes de alimentação DC.

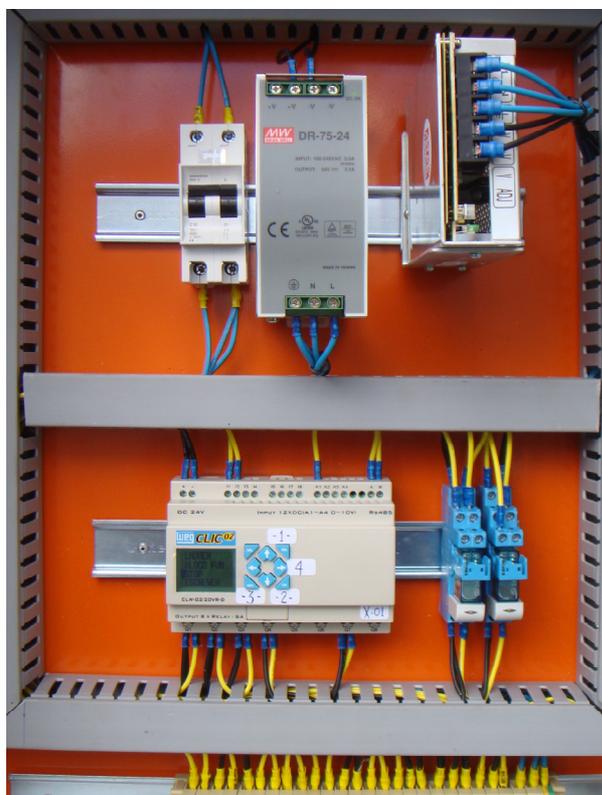


Figura 8.24: Montagem final do painel de controle do protótipo de monitoramento.



(a) Anunciador e pontos de alarme do protótipo de monitoramento.



(b) Fiação e pontos de conexão de interfaces.

Figura 8.25: Gerenciador de alarmes - Mauell ME3011net.



(a) Modem Motorola C18 - CDMA.



(b) MCC - Módulo de Comunicação Celular.

Figura 8.26: Sistema de transmissão de dados via telefonia celular.



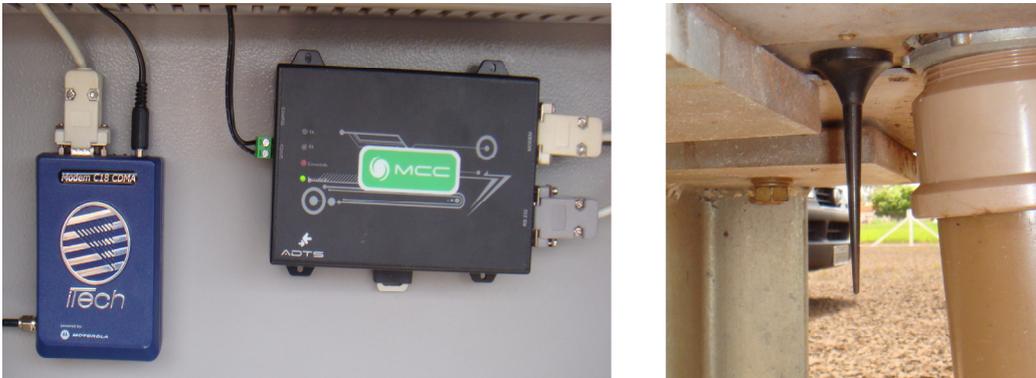
Figura 8.27: Subestação Itápolis 25MVA/138kV.



(a) Vista frontal.

(b) Vista interior.

Figura 8.28: Painel para abrigar o gerenciador de alarmes, modem e rádio transmissor.



(a) Modem e transmissor (celular CDMA).

(b) Antena instalada sob o painel.

Figura 8.29: Sistema de transmissão de dados.



Figura 8.30: Painel de controle instalado no transformador 25MVA/138kV da SE Itápolis.

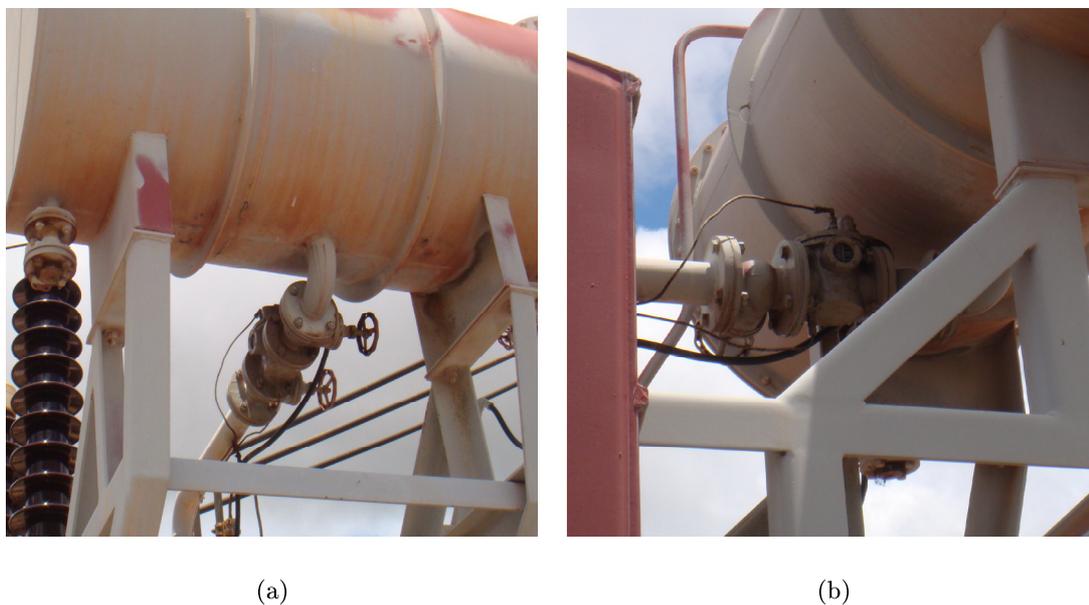


Figura 8.31: Posicionamento do relé Buchholz do transformador da SE Itápolis.

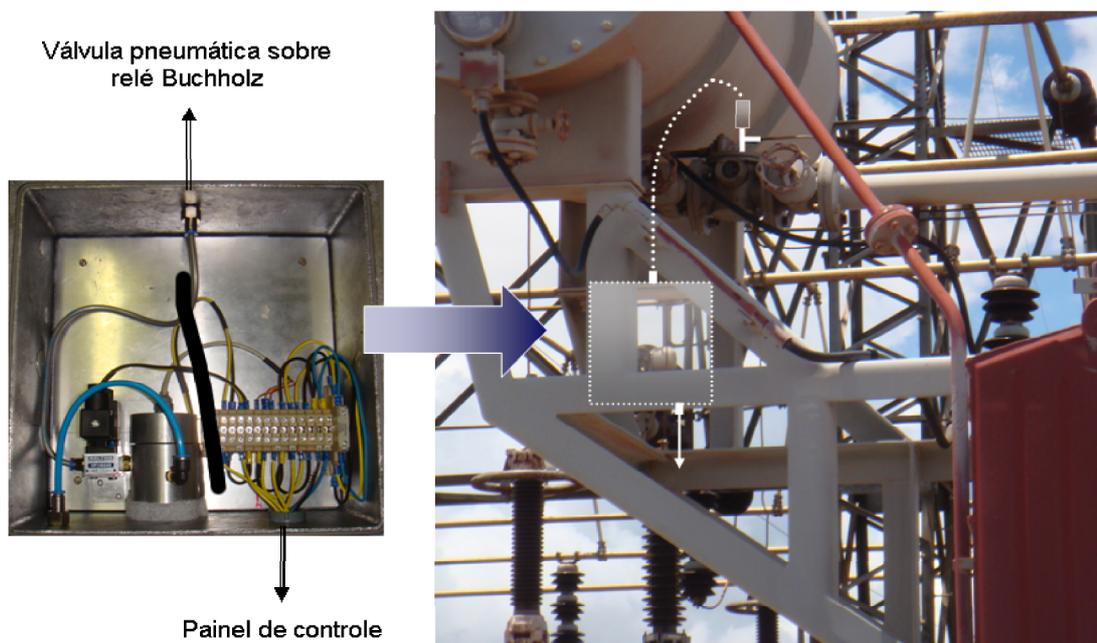
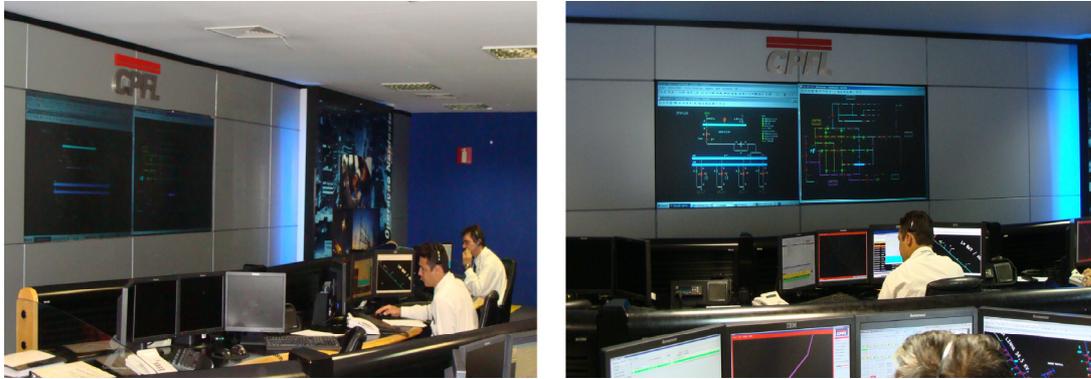


Figura 8.32: Instalação futura a ser realizada no transformador da SE Itápolis.



(a)

(b)

Figura 8.33: Centro de Operação do Sistema Elétrico em Ribeirão Preto - SP.

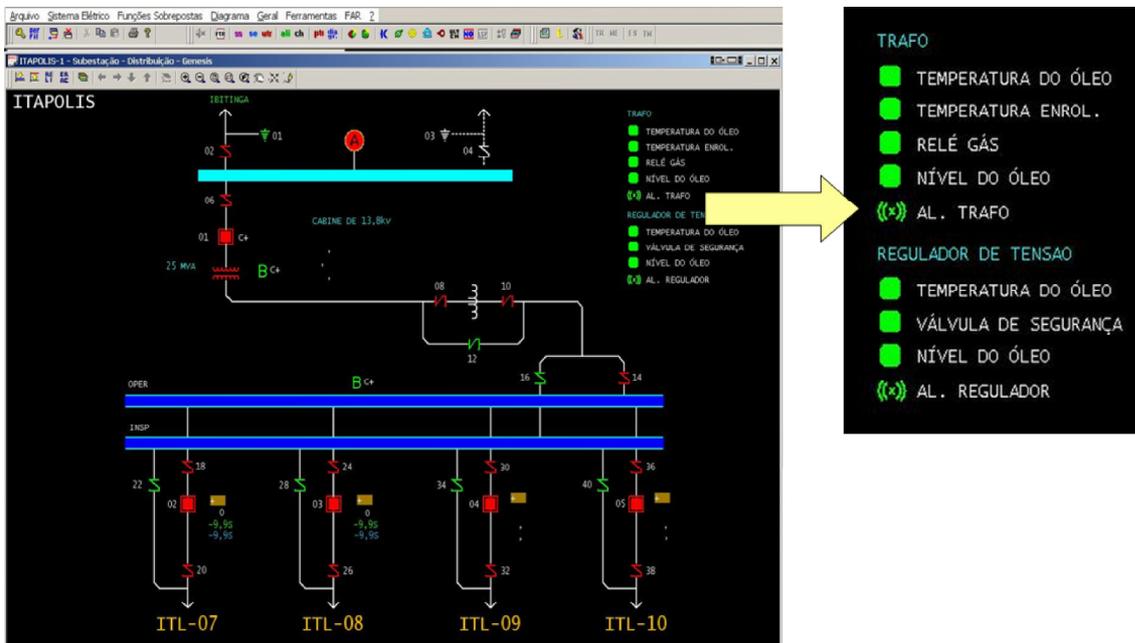


Figura 8.34: Tela do microcomputador com o monitoramento on-line da SE Itápolis.

## Capítulo 9

# Conclusões

Os resultados obtidos demonstram que a proposta do monitoramento remoto atingiu o objetivo esperado quanto a implementação do novo conceito de “**Manutenção pré-corretiva**”, pois conseguiu disponibilizar ao Centro de Operação do Sistema Elétrico informações on-line sobre a criticidade da falha do transformador.

Este novo conceito de Manutenção pré-corretiva contribui significativamente como ferramenta de diagnóstico, avaliando on-line a criticidade das falhas internas dos transformadores de potência. Assim como as manutenções preditivas se antecipam às manutenções preventivas, diagnosticando as falhas incipientes e direcionando para a solução mais assertiva de manutenção preventiva, de forma análoga, a manutenção pré-corretiva também se antecipa às manutenções corretivas disponibilizando um diagnóstico on-line da criticidade da falha que acabou de ocorrer.

Estas informações, até então não disponíveis on-line, passam a ser fundamentais para minimizar os impactos da interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores quando de bloqueios em subestação, pois possibilitam agilizar o restabelecimento de forma assertiva, disparando imediatamente ações de manutenção corretiva, além de não danificar ainda mais o transformador com testes de energização, provocando outras falhas internas de proporções bem maiores.

Imediatamente após ter ocorrido a atuação do relé auxiliar de bloqueio - relé 86T, se não houver a presença de gases combustíveis/inflamáveis, a reenergização da subestação poderá ser feita de forma imediata. Caso seja identificada a presença destes gases, será acionada imediatamente a logística de transporte para que uma subestação móvel seja levada até o local.

Nas duas situações o consumidor passa a ser diretamente beneficiado com redução significativa do tempo de interrupção, podendo chegar a horas de redução se o acionamento do transporte da subestação móvel for feito de forma imediata, logo após a falha do transformador ter sido constatada.

Os custos diretos, indiretos e sociais da interrupção serão significativamente minimizados e os indicadores de continuidade do serviço de energia elétrica não sofrerão violentas degradações, além de não expor a concessionária a pesadas penalidades junto ao poder concedente.

Derruba-se também a premissa de que equipamentos de monitoração on-line conseguem se justificar apenas para transformadores críticos de grandes capacidades, devido aos altos custos dos equipamentos importados de monitoração, pois este trabalho demonstrou ser possível desenvolver no Brasil soluções seguras, confiáveis e economicamente viáveis para todas as subestações, principalmente com transformadores de pequeno e médio porte.

Para subestações assistidas pelo Centro de Operação do Sistema Elétrico - COS, através de remotas que possibilitam operação e controle de todos os equipamentos da subestação, o equipamento de monitoramento remoto dos gases livres, proposto neste trabalho, apresenta um custo de implementação, sem mão-de-obra, de aproximadamente R\$ 3.800 (U\$ 1.638), pois pode enviar a informação sobre a criticidade da falha do transformador ao COS através de um dos canais disponíveis na própria remota da subestação, não necessitando do módulo Gerenciador de Alarmes e também do sistema de Transmissão de dados, via telefonia celular.

Para subestações não assistidas, o custo total da implementação passa a ser de R\$ 24.300 (U\$ 10.474), considerando a necessidade do módulo Gerenciador de Alarmes e do sistema de Transmissão de dados, via telefonia celular, conforme planilha de custos detalhada na Figura 9.1.

Este equipamento de Monitoramento Remoto foi desenvolvido com uma concepção relativamente simples, não necessitando manutenções ao longo dos anos. Se falhar, não interferirá em nenhuma filosofia de proteção já existente na subestação, portanto não introduz nenhum risco operativo ao sistema elétrico.

Por outro lado, para que este equipamento de Monitoramento Remoto seja industrializado e disponibilizado para uso em todos os transformadores de potência, independente do porte, há necessidade de acompanhamento de seu desempenho no campo, para

Subestação assistida		
Módulo/equipamento	Qtde	R\$
Sensor de gás - estado sólido	01	432
Contr. Lógico Progr - PLC	01	743
Válvula pneumática	02	450
Fontes chaveadas	02	864
Painéis/armários	02	296
Montagem/infraestrutura		1015
		<b>R\$ 3.800</b>

Subestação não assistida, acrescentar		
Módulo/equipamento	Qtde	R\$
Gerenciador de Alarmes	01	12000
Modem + MCC	01	1400
Painel/armário	01	4600
Montagem/infraestrutura		2500
		<b>R\$ 20.500</b>

Figura 9.1: Custos da implementação do equipamento de monitoramento remoto de gases livres.

que ao longo do tempo trabalhando na subestação Itápolis sob condições reais de variações bruscas de temperatura, umidade, vibração e poeira, possam ser identificadas adequações necessárias em sua montagem original, para que apresente a maior confiabilidade possível.

Para que periodicamente o equipamento de monitoramento remoto também seja testado, testes operativos podem ser conciliados com testes periódicos feitos no relé Buchholz, como sugerido no Capítulo 4.2.3, porém com injeção de gás combustível na câmara coletora de gases através de seu registro inferior, até que o segundo flutuador feche o contato da ampola de mercúrio, simulando o desligamento do disjuntor de proteção do transformador e iniciando automaticamente a análise do gás existente na câmara de gás, seguindo toda sequência lógica programada no PLC.

Como trabalho futuro, visando aumentar a confiabilidade do equipamento, redundâncias paralelas devem ser implementadas com o aumento do número de sensores de gás combustível/inflamável, dentro da mesma câmara de análise de gases, para confirmar o resultado da análise do gás, garantindo que a correta informação seja enviada ao PLC.

O ineditismo deste trabalho está relacionado principalmente com o baixo custo do desenvolvimento e da construção deste novo equipamento de monitoração, possibilita implantação imediata, não necessita grandes adaptações nos atuais transformadores de potência e além disso disponibiliza informações imediatas ao Centro de Operação do

Sistema Elétrico - COS da concessionária sobre a criticidade da falha do transformador.

Com todas estas características, o novo equipamento/sensor torna-se extremamente funcional e voltado para as reais necessidades do setor elétrico. A lacuna existente hoje na operação do sistema elétrico, quanto a incerteza da imediata reenergização de transformadores após a ocorrência de bloqueio nas subestações, pode ser totalmente ocupada com o equipamento de monitoramento remoto desenvolvido neste trabalho.

Novos trabalhos devem continuar a ser pesquisados e implementados com a mesma concepção de eficiência e baixo custo, principalmente a identificação de gases dissolvidos no óleo isolante gerados por falhas incipientes, que também poderá ser agregado ao equipamento desenvolvido neste trabalho. Submetendo pequenas amostras de óleo isolante a temperaturas determinadas, consegue-se o desprendimento dos gases dissolvidos, que poderão também ser identificados, medidos com sensores iguais ao desenvolvido neste trabalho e transmitidos para que um acompanhamento a distância possa ser feito pelas equipes de manutenção. [89]

## Referências Bibliográficas

1. Progress Energy. Transformer maintenance & testing. In *Electrical Maintenance Workshop*, November 6 2003.
2. F. M. Clark. *Insulating Materials for Design and Engineering Practice*. John Wiley and Sons, 1962.
3. OT4096. Ot-4096, sistema de análise diagnóstico e gerenciamento de manutenção preditiva de transformadores e reguladores de tensão de subestações. Orientação Técnica 4096, CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, junho 2003.
4. M. Milasch. *Manutenção de transformadores em líquido isolante*. Escola Federal de Engenharia, Itajubá, MG - Edgard Blucher - São Paulo, 1984.
5. M. F. Beavers. Distributing transformers surpass asa guide and lockie. Technical report, IEEE Tutorial Course, 1976.
6. RECORD. Record s.a., setembro 2007. Disponível em: <http://www.recordsa.com.br> acesso em: set/2007.
7. C. M. Rodrigues and A. F. Brandão Jr. Análise do gerenciamento da potência transformadora em subestações de 88 kv. *Eletricidade Moderna*, pages pp. 40–53, junho 2005.
8. OT4148. Ot-4148, diretrizes para carregamento de unidades transformadoras. Orientação Técnica 4148, CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, junho 2003.
9. V. I. Kogan. Failure analysis of ehv transformers. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 3(no.2):pp. 672–683, 1988.
10. C. H. N. Magalhães, M. R. Gouvêa, F. A. T. Silva, C. M. V. Tahan, and L. G. C. Araújo Filho. Avaliação do custo social de interrupção do fornecimento de energia

elétrica do lado da demanda no estado de são paulo. *XVI SNPTEE - Seminário Nacional de produção e Transmissão de Energia Elétrica - Campinas SP*, 2001.

11. L. Biondi Neto, L; Chiganer. Sistema especialista fuzzy no diagnÓstico de falhas em transformadores. *XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, outubro 1999.
12. SEL. Sel - schweitzer engineering laboratories, setembro 2007. Disponível em: <http://www.selinc.com.br> acesso em: set/2007.
13. INDUBRAS. Indubras - componentes e acessórios para transformadores de força e distribuição, agosto 2007. Disponível em: <http://www.indubras.com.br> acesso em: ago/2007.
14. FLIR. Equipamento de termovisão, fevereiro 2007. Disponível em: <http://www.flir.com> acesso em: fev/2007.
15. R. A. Roncolato. Análise de Óleo isolante e papel isolante de equipamentos de subestação, versão 1.2. Especificação Técnica 3945, CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, dezembro 2003.
16. CPFL. Cpf1 energia, janeiro 2007. Disponível em: <http://www.cpf1.com.br> acesso em: jan/2007.
17. D. Allan, C. Jones, and B. Sharp. Studies of the condition of insulation in aged power transformers. In *Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Tokyo, Japan, July 8-12 1991*.
18. B. Pahlavanpour and A. Wilson. Analysis of transformer oil for transformer condition monitoring. In *An Engineering Review of Liquid Insulation (Digest No. 1997/003), IEE Colloquium on*, number 1/1-1/5, 1997.
19. NBR7274. Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. Norma Técnica NBR 7274/82, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, abril 1982.
20. Morgan. Morgan schaffer calisto, setembro 2007. Disponível em: <http://www.morganschaffer.com> acesso em: set/2007.
21. DAR. Deutschen akkreditierungs rat - "solid insulation decomposition in power transformers - assessment by furfural determination". *Published in Elektrizitätswirtschaft*, 102:pp. 44-45, 2003.

- 
22. A. De Pablo. Furfural and ageing: how are they related insulating liquids. In *IEE Colloquium on*, pages 5/1–5/4, 27 May 1999.
  23. J. O. Church, T. J. Hauptert, and F. Jakob. Analyse incipient faults with dissolved gas nomograph. *Electrical World*, pages pp. 40–44, 1987.
  24. IEEE. Ieee guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers. *Transformers Committee of the IEEE Power Engineering Society*, IEEE Std C57.104-1991, 1991.
  25. M. F. Bames. Qualitrol sentry transformer monitoring system. *IEE Diagnostics Colloquium*, december 1996.
  26. GE. Ge power systems, setembro 2007. Disponível em: <http://www.gepower.com> acesso em: set/2007.
  27. SERVERON. Serveron, setembro 2007. Disponível em: <http://www.serveron.com> acesso em: set/2007.
  28. Electric EATON. Kelman transfix, setembro 2007. Disponível em: <http://www.eatonelectric.com> acesso em: set/2007.
  29. Eletrical Technology Weidmann. Weidmann centurion, setembro 2007. Disponível em: <http://www.weidmann-acti.com> acesso em: set/2007.
  30. BELTON. Catálogo válvulas diversas, janeiro 2009. Disponível em: <http://www.belton.com.br/downloads/CATVALVULADIVERSA0808.pdf> acesso em: jan/2009.
  31. NBR5416. Aplicação de cargas em transformadores de potência. Norma Técnica NBR 5416/97, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, julho 1997.
  32. M. Wang, A. J. Vandermaar, and K. D. Srivastava. Review of condition assessment of power transformers in service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18(no. 6):pp. 12–25, Nov.-Dec 2002.
  33. B. Pahlavanpour. Characterization of insulating oils. *National Grid Company plc, Technology and Science Laboratories*, março 2004.
  34. B. Pahlavanpour and I. A. Roberts. Transformer oil condition monitoring. In *Transformer Life Management (Ref. No. 1998/510)*, *IEE Colloquium on*, number 6/1-6/6, 1998.
  35. L. Pettersson. Estimation of the remaining service life of power transformers and their insulation. *Electra*, no. 133:pp. 65–71, 1990.

36. P. S. D. Kayano, M. S. Silva, L. C. Magrini, Y. P. Calderbn, J. A. Jardini, and F. E. C. Veiga. Distribution substation transformers and circuit breaker diagnoses with the assistance of real-time monitoring. In *Transmission & Distribution Conference El Exposition: Latin America 1*, 2004.
37. B. D. Sparling. Transformer monitoring moving forward from monitoring to diagnostics. *Transmission and distribution Conference and Exposition, IEEE PES*, Vol. 2:pp. 960–963, 2001.
38. B. Pahlavanpour. Characterisation of insulating oils. In *Characterisation of Dielectric Materials: a Review, IEE Colloquium on*, pages pp. 8/1–8/5, April 1994.
39. GCOI. Influência dos sistemas de preservação na vida Útil dos Óleos isolantes e equipamentos elétricos. Orientação técnica, GCOI-SCM-GTMS, setembro 1991.
40. D. Chu and A. Lux. On-line monitoring of power transformers and components, a review of key parameters. *IEEE Transformer On-Line Monitoring Task Force*, 2000.
41. GCOI. Scel-gtee - critérios e procedimentos para a determinação de limites de carregamento em unidades transformadoras. Relatório SCEL-GTEE-02/86, Eletrobrás, 1986.
42. V. I. Kogan, C. J. Roeger, and D. E. Tipton. Substation distribution transformers failures and spares. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11(No.4), November 1996.
43. Working Group 05 CIGRÉ. An international survey on failures in large power transformers in service. *Electra*, no. 88, May 1983.
44. O. N. Grechko and I. Kalacheva. Current trends in the development of in-service monitoring and diagnostic systems for 110-750 kv power transformers. *Applied Energy: Russian Journal of Fuel, Power, and Heat Systems*, vol. 34(no.5):pp. 84–97, 1996.
45. D. J. Allan and A. White. A manufacturers contribution to life management of transformers. In IEE, editor, *GEC ALSTHOM T&D Transformers Limited, UK, Life management of power plants*, number No 401, 12-14 December 1994.
46. D. M. Allan. Insulation ageing - a users perspective. In *Proceedings of the 4th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Brisbane Australia*, July 3-8 1994.

- 
47. ANEEL. Anexo v - qualidade no fornecimento de energia elétrica - contrato de concessão no 014/97 - cpfl - distribuição. Technical report, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 1997.
  48. ANEEL. R-024 - procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - prodist. Resolução R-024, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Seção 8.3 - Qualidade do Serviço Prestado, agosto 2005.
  49. ANEEL. R-063 - procedimentos para regular a imposição de penalidades. Resolução R-063, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, maio 2004.
  50. G; Wojczynski E. Billinton, R; Wacker. Comprehensive bibliography on electrical service interruption cost. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102(No.6), June 1983.
  51. A. P. Sanghvi. Measurement and application of customer interruption cost/value of service for cost-benefit reliability evaluation: some commonly raised issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5(No.4), November 1990.
  52. P. Gomes, C. R. Zani, M. Th. Schilling, G. P. Caldas, and F. F. Café. Determinação dos custos de interrupção do fornecimento de energia elétrica. *Eletricidade Moderna*, No.268(28):p. 146–152, julho 1996.
  53. S. R.; Kuliasha M. A. Poore, W. P.; Greene. Consumer interruption costing for reliability cost/benefit evaluation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102(No.5), May 1983.
  54. IEEE. Ieee guide for protective relay applications to power transformers. *Power Systems Relay Committee of the IEEE Power Engineering Society*, IEEE Std C37.91-2000, 2000.
  55. AREVA. *Network Protection and Automation Guide*. AREVA T&D Automation, 1st edition edition, July 2002.
  56. C. C. Caminha. *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*. Escola Federal de Engenharia de Itajubá - MG - Edgard Blucher Ltda, 1991.
  57. NBR7070. Amostragem de gases e óleo mineral isolante de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos. Norma Técnica NBR 7070/06, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, junho 2006.

58. J. C. Carneiro. Conceitos de inspeção termográfica. Relatório Técnico RT 001-03-JCC, CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, Abril 2003.
59. OT4037. Ot-4037, critérios de inspeção termográfica de subestações e linhas, versão 1.1. Orientação Técnica 4037, CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, julho 2005.
60. NBR10576. Guia para acompanhamento de óleo mineral isolante de equipamentos elétricos. Norma Técnica NBR 10576/88, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, dezembro 1988.
61. IEEE. Ieee guide for acceptance and maintenance of insulating oil equipment. *Transformers Committee of the IEEE Power Engineering Society*, IEEE Std C57.106-2002:pp. 01– 27, October 10-30 2002.
62. IEC-567. Iec 567-1992 - guide for the sampling of gases and oil from oil-filled electrical equipment and for the analysis of free and dissolved gases. Norma Técnica IEC567-1992, 1992.
63. T. Sakoda, T. Arita, H. Nieda, and K. Ando. Analysis of acoustic emissions caused by the partial discharge in the insulation oil. *IEEE - Proceedings of 13th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), Nara (Japan)*, July 20-25 1999.
64. M. Duval. Dissolved gas analysis: It can save your transformer. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 5(No.6):pp. 22–27, Nov-Dec 1989.
65. T. K. Saha. Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 10:no. 5, 2003.
66. A. M. Emsley and G. C. Stevens. Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulator in oil-filled transformers. *IEEE Proc. Sci. Measur. Techn*, Vol. 141:pp. 324–334, 1994.
67. OT3733. Ot-3733, procedimentos para coleta de amostras de Óleo para cromatografia e ensaios físico químicos, versão 1.2. Orientação Técnica 3733, CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, maio 2005.
68. P. J. Griffin, L. R. Lewand, and B. Pahlavanpour. The analysis of paper degradation by-products as a tool for monitoring fault conditions in oil-filled electric apparatus. In *Second International Conference on the Reliability of Transmission and Distribution Equipment*, pages 79–84, 29-31 Mar 1995.

- 
69. B. Pahlavanpour and G. Duffy. Development of a rapid spectrophotometry method for analysis of furfuraldehyde in transformer oil as an indication of paper ageing. In *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Annual Report*, pages pp. 493–498, 1993.
70. J. Unsworth and F. Mitchell. Degradation of electrical insulating paper monitored with high performance liquid chromatography. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Vol. 25(No.4), august 1990.
71. B. Pahlavanpour, M. A. Martins, and A. De Pablo. Experimental investigation into the thermal-ageing of kraft paper and mineral insulating oil. In *Electrical Insulation, Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on*, pages pp. 341–345, 7-10 April 2002.
72. M. K. Gradnk. Physical chemical oil tests, monitoring and diagnostics of oil-filled transformers. In *Proceedings of 14th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL 2002) 2003, Graz (Austria)*, July 7-12 2002.
73. D. Allan. Recent advances in the analysis and interpretation of aged insulation from operating power transformers. In *Proceedings of the 5th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Seoul, Korea*, May 25-30 1997.
74. QualiTROL. Qualitrol company llc, setembro 2007. Disponível em: <http://www.qualitrolcorp.com> acesso em: set/2007.
75. A. Scardazzi. Ferramentas para monitoramento da vida útil de transformadores. In *Power Transmission and Distribution - /TLM. FIEE Elétrica 2007, SIEMENS*, Abril 2007.
76. IEC-599. Iec 599 - interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment. Norma Técnica IEC 599, 1978.
77. E. Doernenburg and O. E. Gerber. Analysis of dissolved and free gases for monitoring performance of oil-filled transformers. *Brown Boveri Review*, vol. 54(no.213):pp. 104, 1967.
78. R. R. Rogers. U.k. experience in the interpretation of incipient faults in power transformers by dissolved gas-in-oil chromatographic analysis. In *Doble Conference Index of Minutes - Sec. 10-201*, 1975.
79. T. Cargol. An overview of online oil monitoring technologies. *Fourth Annual Weidmann-ACTI Technical Conference, San Antonio*, 2005.

80. T. L. White. *Hazardous Gas Monitoring*. William Andrew, 1991.
81. National. Adc0801 - 8-bit microprocessor compatible a/d converters - national semiconductor, dezembro 1994. Disponível em: [http://www.datasheetcatalog.com/datasheets\\_pdf/A/D/C/0/ADC0801.shtml](http://www.datasheetcatalog.com/datasheets_pdf/A/D/C/0/ADC0801.shtml) acesso em: fev/2009.
82. ATMEL. At89c52 - 8-bit microcontroller with 8k bytes flash - atmel corporation, 1999. Disponível em: [http://www.alldatasheet.com/datasheet-pdf/pdf/240684/ATMEL/AT89C52\\_00.html](http://www.alldatasheet.com/datasheet-pdf/pdf/240684/ATMEL/AT89C52_00.html) acesso em: fev/2009.
83. WEG. Microcontrolador clw-02/20vr-d - weg clic 02, janeiro 2009. Disponível em: [http://www.kalatec.com.br/newsite/catalogos/CLP/Click\\_02/Catalogo%20CLIC%2002.pdf](http://www.kalatec.com.br/newsite/catalogos/CLP/Click_02/Catalogo%20CLIC%2002.pdf) acesso em: jan/2009.
84. Hartronic. Fontes de alimentação chaveadas - hartronic automação, janeiro 2009. Disponível em: <http://www.hartronic.com.br/src/meanwell/Meanwell1-eco.html> acesso em: jan/2009.
85. MeanWell. 75w single output industrial din rail power supply - mean well, janeiro 2009. Disponível em: <http://www.meanwell.com/search/dr-75/default.htm> acesso em: jan/2009.
86. Mauell. Anunciadores de alarmes me3011 - helmut mauell, janeiro 2009. Disponível em: <http://www.mauell.com.br/site2008/hotsite.html> acesso em: jan/2009.
87. Motorola. C18 - embedded cmda 1x800/1900mhz & amps 800mhz solutin, 2001. Disponível em: <http://harvestelectronics.com/harvest/pdf/c18%20brochure.pdf> acesso em: fev/2009.
88. ADTS. Mcc - modulo de comunicação celular, 2009. Disponível em: [http://www.adts.com.br/produtos/prod\\_detalhes.php?id=16](http://www.adts.com.br/produtos/prod_detalhes.php?id=16) acesso em: fev/2009.
89. D. A. G. Gouveia. Determinação de gases combustíveis em óleo isolante para transformadores, por meio de aquecimento prévio. Master's thesis, Universidade de São Paulo - USP, 2008.

## Apêndice A

# Metodologia para diagnóstico de defeitos em transformadores

Método utilizado para a identificação do tipo do possível defeito existente em transformadores e reguladores de tensão, baseia-se nas relações entre as concentrações dos gases dissolvidos. Este método calcula a proporção entre as concentrações dos gases, sendo o resultado comparado com níveis previamente estabelecidos, e conhecidos internacionalmente, que indicam a severidade do defeito. [19, 76]

A teoria do diagnóstico das falhas está baseada nos princípios da degradação térmica que utiliza certas relações de gases chaves combustíveis como indicador do tipo de falha. As três relações de gases chaves (R1, R2 e R5) utilizadas neste método são:

$$\text{Relação 1: } R1 = \frac{CH_4}{H_2} \quad (\text{A.1})$$

$$\text{Relação 2: } R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad (\text{A.2})$$

$$\text{Relação 5: } R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} \quad (\text{A.3})$$

Este método é empírico, tendo sido baseado em experiências individuais de cada pesquisador, o qual correlaciona as análises de gases de muitas unidades transformadoras com os correspondentes tipos de falhas encontradas após terem sido examinados. [24]

O fluxograma da Figura 6.5, mostra o passo-a-passo para utilização deste método, assim como foi utilizado por Rogers [24], também foi adotada pela IEC - International Electrotechnical Commission e pela ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, que implementaram limites de referências para estas relações de gases, desde o envelhecimento normal até os diferentes tipos possíveis de defeitos em transformadores.

Na tabela da Figura A.1 foram codificados todos os tipos de defeitos em função das relações das concentrações dos gases característicos, onde foram atribuídos números de forma que o código 000 corresponde às condições de envelhecimento normal e os demais códigos relacionados a um tipo de falha no transformador. [19, 76]

Caso	Falha característica	Relação (ver Nota a)			Exemplos típicos
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
A	Sem Falha	0	0	0	Envelhecimento normal
B	Descargas parciais de pequena densidade de energia	0 mas não significativo	1	0	Descargas nas bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, de supersaturação ou de alta umidade.
C	Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como acima, porém provocando arvorejamento ou perfuração da isolamento sólida.
D	Descargas de energia reduzida (ver nota c)	1 - 2	0	1 - 2	Centelhamento contínuo no óleo entre maus contatos de diferentes potenciais ou potenciais flutuantes. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos.
E	Descargas de alta energia	1	0	2	Descargas de potência. Arco, Ruptura dielétrica do óleo entre enrolamentos, entre espiras ou entre espiras e massa, corrente de interrupção no seletor.
F	Falha térmica de baixa temperatura <150°C (ver nota d)	0	0	1	Aquecimento generalizado de condutor isolado.
G	Falha térmica de baixa temperatura 150°C - 300°C (ver nota e)	0	2	0	Sobreaquecimento local do núcleo devido a concentrações de fluxo. Pontos quentes de temperatura crescente, desde pequenos pontos no núcleo, sobreaquecimento no cobre devido a correntes de Foucault, maus contatos (formação de carbono por pirólise) até pontos quentes devido a correntes de circulação entre núcleo e carcaça.
H	Falha térmica de temperatura média 300°C - 700°C	0	2	1	
I	Falha térmica de alta temperatura > 700°C (ver Nota f)	0	2	2	

### Notas:

- a) O código utilizado para as relações é dado abaixo, sendo que, para efeito de codificação, as relações com denominador igual a zero são consideradas iguais a zero

Relação entre os gases característicos ( R )	Código		
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 < R < 1$	1	0	0
$1 < R < 3$	1	2	1
$3 < R$	2	2	2

- b) Os valores dados para as relações devem considerar apenas como típicos.
- c) Nesta tabela a relação  $C_2H_2/C_2H_4$  se eleva de um valor compreendido entre 0, 1 e 3 a um valor superior a 3 e a relação  $C_2H_4/C_2H_6$  de um valor compreendido entre 0, 1 e 3 a um valor superior a 3 quando a intensidade da descarga aumenta.
- d) Neste caso os gases provêm principalmente da degradação da isolamento sólida, o que explica o valor da relação  $C_2H_4/C_2H_6$ .
- e) Este tipo de falha é indicada normalmente por um aumento da concentração dos gases. A relação  $CH_4/H_2$  é normalmente da ordem de 1, o valor real superior ou inferior à unidade, depende de numerosos fatores tais como o tipo de sistema de preservação do óleo, a temperatura e a qualidade do óleo.
- f) Um aumento da concentração de  $C_2H_2$  pode indicar que a temperatura do ponto quente é superior a 1000°C
- g) Os transformadores equipados com comutador de tensões sob carga podem indicar falhas do tipo 202/102 se os produtos de decomposição formados pelos arcos no comutador puderem se difundir no óleo do tanque principal do transformador.
- h) Na prática podem ocorrer combinações de relações diferentes da Tabela. Para estes casos deve-se considerar a taxa de crescimento e/ou os perfis típicos de composição (por exemplo, os da Tabela que apresenta as Falhas Características, acima)

Figura A.1: Relações entre gases típicos e falhas correspondentes. [19]



## Apêndice B

# Resultados reais de análises físico-químicas e cromatográficas

O transformador, é um ativo da Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga, Distribuidora do Grupo CPFL Energia [16], com as seguintes características:

- Fabricante  $\Rightarrow$  UNIÃO;
- Tensão Primária  $\Rightarrow$  88kV;
- Tensão Secundária  $\Rightarrow$  23kV;
- Potência  $\Rightarrow$  15.000 kVA;
- Volume  $\Rightarrow$  18.370 litros;
- Número de série  $\Rightarrow$  501175;
- Ano de Fabricação  $\Rightarrow$  1985.

Análises físico-químicas realizadas com periodicidade anual e demonstraram características normais do óleo mineral isolante ao longo do tempo, vide Figura B.1.

Análises Cromatográficas no óleo mineral isolante realizadas com periodicidade semestral, porém quando identificados os níveis anormais de gases combustíveis dissolvidos no óleo (Hidrogênio ( $H_2$ ), Metano ( $CH_4$ ) e Etileno ( $C_2H_4$ ) e o aparecimento do Acetileno ( $C_2H_2$ )), foram realizadas mais duas amostragens sequenciais para confirmação dos resultados, vide Figura B.2, Figura B.3 e Figura B.4.

	<b>SISTEMA DA QUALIDADE</b>		Relatório : 93146			
	RELATÓRIO EM FLUIDO ISOLANTE		DATA: 8/1/2007			

<b>Cliente</b>	CPFL - CIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ				
<b>Equipamento</b>	TRANSFORMADOR	<b>Número de Série</b>	501175		
<b>Fabricante</b>	UNILÃO	<b>Identificação</b>	SE-IND/TR-2		
<b>Tensão Primária</b>	88 KV	<b>Ano de Fabricação</b>	1985		
<b>Tensão Secundária</b>	23 KV	<b>Local</b>			
<b>Potência</b>	15000 KVA	<b>Sistema de Preservação</b>	ABERTO - SÍLICA		
<b>Volume</b>	18370 litros	<b>CDC - Óleo</b>	C/CARGA S/COMUN		
		<b>Sistema de Refrigeração</b>	NÃO INFORMADO		

<b>Número da Coleta</b>			51311	36283	28293	
<b>Data da Coleta</b>			25/04/2006	20/01/2005	02/04/2004	
<b>Temperatura da Amostra (.C)</b>				38	38	
<b>Temp Termômetro do Óleo (.C)</b>			60	52	60	
<b>Temperatura do Enrolamento (.C)</b>			75		75	
<b>Umidade Relativa do Ar (%)</b>				40		
<b>Ponto de Amostragem</b>			REG. INFERIOR	REG. INFERIOR	REG. INFERIOR	

Ensaio	Unidade	Método	93146 PREVENTI	83250 PREVENTI	74470 PREVENTI	NBR 10576/2006
Aspecto Visual	-	Visual	C/PARTÍCULAS	C/PARTÍCULAS	LÍMPIDO	LÍMPIDO
Cor	-	NBR 14463	3.5	3.5	3.0	NÃO ESPECIFICADO
Densidade a 20/4°C	-	NBR 7148	0.885	0.884	0.884	NÃO ESPECIFICADO
Tensão Interfacial a 25°C	mN/m	NBR 6234	32.0	33.0	33.0	22 MÍNIMO
Teor de Água *	ppm	NBR 10710	13	4	6	15 MÁXIMO
Índice de Neutralização	mg KOH/g	NBR 14248	0.030	0.020	0.020	0.15 MÁXIMO
Rigidez Dielétrica (Calota)	KV/2.5mm	NBR 10859	77.0	78.0	74.0	50 MÍNIMO
Fator de Dissipação a 90°C	%	NBR 12133	0.94	1.01	1.30	15 MÁXIMO
Teor de PCB e Clorados	ppm	NBR 13882			17.0	50 MÁXIMO (NBR 8371)

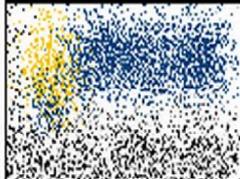
**INTERPRETAÇÃO**

ÓLEO MINERAL ISOLANTE NAFTÊNICO.  
 PROPRIEDADES DIELÉTRICAS DO ÓLEO ISOLANTE EM CONDIÇÕES NORMAIS.  
 CARACTERÍSTICAS DE ENVELHECIMENTO (OXIDAÇÃO) DO ÓLEO ISOLANTE EM CONDIÇÕES NORMAIS.  
 PRÓXIMA AMOSTRAGEM: 12 MESES.

**OBSERVAÇÕES**

\* Teor de água não corrigido para 20°C devido a falta de informação da temperatura da amostra.

Figura B.1: Análises físico-químicas - condições normais do óleo mineral isolante.

	<b>SISTEMA DA QUALIDADE</b>		Relatório : 76030	
	<b>RELATÓRIO EM FLUIDO ISOLANTE</b>		DATA: 8/1/2007	

<b>Cliente</b>	CPL - CIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ		
<b>Equipamento</b>	TRANSFORMADOR	<b>Número de Série</b>	501175
<b>Fabricante</b>	UNIÃO	<b>Identificação</b>	SE-IND/TR-2
<b>Tensão Primária</b>	88 KV	<b>Ano de Fabricação</b>	1985
<b>Tensão Secundária</b>	23 KV	<b>Local</b>	
<b>Potência</b>	15000 KVA	<b>Sistema de Preservação</b>	ABERTO - SÍLICA
<b>Volume</b>	18370 litros	<b>CDC - Óleo</b>	C/CARGA S/CDMUN
		<b>Sistema de Refrigeração</b>	NÃO INFORMADO

<b>Número da Coleta</b>	32499	28293		
<b>Data da Coleta</b>	30/09/2004	02/04/2004		
<b>Temperatura da Amostra (.C)</b>		38		
<b>Temp Termômetro do Óleo (.C)</b>		60		
<b>Temperatura do Enrolamento (.C)</b>		75		
<b>Ponto de Amostragem</b>	REG. INFERIOR	REG. INFERIOR		

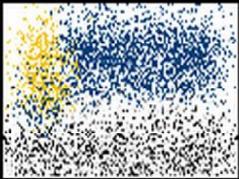
Gases (ppmv/v)	76030	72801	Taxa de Crescimento
	PREVENTI	PREVENTI	
H2 - Hidrogênio	30	26	0.02
O2 - Oxigênio	1400	1700	-1.66
N2 - Nitrogênio	85600	78500	39.23
CO - Monóxido de Carbono	288	276	0.07
CH4 - Metano	100	104	-0.02
CO2 - Dióxido de Carbono	2970	3110	-0.77
C2H4 - Etileno	12	12	0.00
C2H6 - Etano	150	150	0.00
C2H2 - Acetileno	0	0	0.00
<b>Total</b>	<b>90550</b>	<b>83878</b>	<b>36.86</b>
<b>Combustíveis</b>	<b>580</b>	<b>568</b>	<b>0.07</b>
<b>Saturação do Óleo com Gás (%)</b>			<b>0.00</b>

**INTERPRETAÇÃO**

MÉTODOS DE ENSAIOS E DIAGNÓSTICOS BASEADOS NAS NORMAS ABNT NBR 7070 E 7274.  
 RESULTADOS COMO SE APRESENTAM SUGEREM A OCORRÊNCIA DE:  
 OS RESULTADOS COMO SE APRESENTAM SUGEREM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.  
 PRÓXIMA AMOSTRAGEM: 6 MESES.

Figura B.2: Análises cromatográficas - evolução normal dos gases.

	<b>SISTEMA DA QUALIDADE</b>		Relatório : 91408	
	RELATÓRIO EM FLUIDO ISOLANTE		DATA: 8/1/2007	

<b>Cliente</b>	CPFL - CIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ		
<b>Equipamento</b>	TRANSFORMADOR	<b>Número de Série</b>	501175
<b>Fabricante</b>	UNIÃO	<b>Identificação</b>	SE-IND/TR-2
<b>Tensão Primária</b>	88 KV	<b>Ano de Fabricação</b>	1985
<b>Tensão Secundária</b>	23 KV	<b>Local</b>	
<b>Potência</b>	15000 KVA	<b>Sistema de Preservação</b>	ABERTO - SÍLICA
<b>Volume</b>	18370 litros	<b>CDC - Óleo</b>	C/CARGA S/COMUN
		<b>Sistema de Refrigeração</b>	NÃO INFORMADO

<b>Número da Coleta</b>	51311	44857	39283	
<b>Data da Coleta</b>	25/04/2006	18/10/2005	14/04/2005	
<b>Temperatura da Amostra (.C)</b>		38	46	
<b>Temp Termômetro do Óleo (.C)</b>	60	45	62	
<b>Temperatura do Enrolamento (.C)</b>	75	75	62	
<b>Ponto de Amostragem</b>	REG. INFERIOR	REG. INFERIOR	REG. INFERIOR	

Gases (ppmv/v)	91408 PREVENTI	86152 PREVENTI	81753 PREVENTI	Taxa de Crescimento
H2 - Hidrogênio	34	30	30	0.02
O2 - Oxigênio	3247	400	2500	15.06
N2 - Nitrogênio	77548	76900	86600	3.43
CO - Monóxido de Carbono	225	260	308	-0.19
CH4 - Metano	78	100	115	-0.12
CO2 - Dióxido de Carbono	3378	2810	3117	3.01
C2H4 - Etileno	20	10	10	0.05
C2H6 - Etano	162	136	185	0.14
C2H2 - Acetileno	0	0	0	0.00
<b>Total</b>	<b>84692</b>	<b>80646</b>	<b>92865</b>	<b>21.41</b>
<b>Combustíveis</b>	<b>519</b>	<b>536</b>	<b>648</b>	<b>-0.09</b>
<b>Saturação do Óleo com Gás (%)</b>				<b>0.00</b>

**INTERPRETAÇÃO**

MÉTODOS DE ENSAIOS E DIAGNÓSTICOS BASEADOS NAS NORMAS ABNT NBR 7070 E 7274.  
 RESULTADOS COMO SE APRESENTAM SUGEREM A OCORRÊNCIA DE:  
 OS RESULTADOS COMO SE APRESENTAM SUGEREM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO.  
 PRÓXIMA AMOSTRAGEM: 6 MESES.

Figura B.3: Análises cromatográficas - evolução normal dos gases.

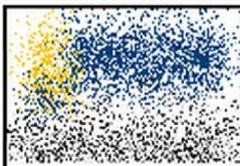
SISTEMA DA QUALIDADE		Relatório : 92946		
		DATA: 8/1/2007		
		RELATÓRIO EM FLUIDO ISOLANTE		
<b>Cliente</b>	CPFL - CIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ			
<b>Equipamento</b>	TRANSFORMADOR	<b>Número de Série</b>	501175	
<b>Fabricante</b>	UNIÃO	<b>Identificação</b>	SE-IND/TR-2	
<b>Tensão Primária</b>	88 KV	<b>Ano de Fabricação</b>	1985	
<b>Tensão Secundária</b>	23 KV	<b>Local</b>	ABERTO - SÍLICA	
<b>Potência</b>	15000 KVA	<b>Sistema de Preservação</b>	C/CARGA S/COMUN	
<b>Volume</b>	18370 litros	<b>CDC - Óleo</b>	NÃO INFORMADO	
		<b>Sistema de Refrigeração</b>	NÃO INFORMADO	
<b>Número da Coleta</b>	54003	53975	53950	
<b>Data da Coleta</b>	07/12/2006	05/12/2006	29/11/2006	
<b>Temp Termômetro do Óleo (.C)</b>	58	58	61	
<b>Temperatura do Enrolamento (.C)</b>	62	75	82	
<b>Ponto de Amostragem</b>	REG. INFERIOR	REG. INFERIOR	REG. INFERIOR	
<b>Gases (ppmv/v)</b>	92946 PREVENTI	92930 PREVENTI	92907 PREVENTI	Taxa de Crescimento
H2 - Hidrogênio	312	303	28	4.50
O2 - Oxigênio	6500	5200	290	650.00
N2 - Nitrogênio	59100	67300	12800	-4100.00
CO - Monóxido de Carbono	216	255	228	-19.50
CH4 - Metano	548	544	494	2.00
CO2 - Dióxido de Carbono	2603	3056	2919	-226.50
C2H4 - Etileno	748	753	599	-2.50
C2H6 - Etano	266	293	266	-13.50
C2H2 - Acetileno	35	37	25	-1.00
<b>Total</b>	<b>70328</b>	<b>77741</b>	<b>17649</b>	<b>-3706.50</b>
<b>Combustíveis</b>	<b>2125</b>	<b>2185</b>	<b>1640</b>	<b>-30.00</b>
<b>Saturação do Óleo com Gás (%)</b>				<b>0.00</b>
<b>INTERPRETAÇÃO</b>				
MÉTODOS DE ENSAIOS E DIAGNÓSTICOS BASEADOS NAS NORMAS ABNT NBR 7070 E 7274.				
DEFEITO TÉRMICO DE ALTA TEMPERATURA.				
RECOMENDAMOS INSPECIONAR A UNIDADE PARA AVERIGUAÇÃO DAS CAUSAS.				
<b>OBSERVAÇÕES</b>				
PONTO DE AMOSTRAGEM: REGISTRO SUPERIOR: H2 (hidrogênio): 98 / O2 (oxigênio): 18700 / N2 (nitrogênio): 56900 / CO (monóxido de carbono): 136 / CH4 (metano): 397 / CO2 (dióxido de carbono): 2421 / C2H4 (etileno): 686 / C2H6 (etano): 268 / C2H2 (acetileno): 29.				

Figura B.4: Análises cromatográficas - identificação de anormalidade.



## Apêndice C

# Expectativa de vida e ciclo de carga do transformador

O papel isolante é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. Mantendo-se sob controle a ação desses contaminantes, o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico e cumulativo.

A deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura é fundamentada na teoria de Arrhenius, que estabelece que o logaritmo da vida da isolação é uma função do inverso da temperatura absoluta, conforme Figura C.2 [31]:

$$\log vida(horas) = A + \frac{B}{T} \quad (C.1)$$

$$T = \theta_e + 273^{\circ}C \quad (C.2)$$

onde:

$T =$  °K (temperatura absoluta em graus Kelvin);

$\theta_e =$  °C (temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em graus Celsius);

A e B são as constantes da curva de expectativa de vida.

Não há um critério único para avaliação do fim da vida do transformador. Entretanto, é possível realizar uma avaliação da velocidade do envelhecimento adicional a que está submetido o equipamento, comparando a perda de vida com uma taxa de perda

de vida média de referência.

Calcula-se a perda de vida, ao longo de um período de tempo  $\Delta t(\text{horas})$ , em que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento ( $\theta_e$ ) permanece constante pela equação C.3:

$$PV = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta_e}\right)+A} \times 100\Delta t \quad (\text{C.3})$$

onde:

PV = Perda percentual de vida

A = - 14,133 (transformador de  $55^\circ\text{C}$ );

A = - 13,391 (transformador de  $65^\circ\text{C}$ );

B = 6972,15.

O valor obtido representa a taxa de envelhecimento global a que é submetida a isolamento sólida, no intervalo de tempo  $\Delta t$ .

### Ciclo de Carga

Os transformadores, usualmente, operam em um ciclo de carga que se repete a cada 24h. Este ciclo de carga pode ter um ou mais picos durante o período de 24h. O ciclo de carga real pode ser convertido para um ciclo de carga equivalente, de formato retangular.

Quando aplicado um ciclo de carga ao transformador, as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento crescem e decrescem exponencialmente, conforme mostrado na Figura C.3. [31]

Normalmente o ciclo de carga real diário é irregular, conforme mostrado pela linha contínua da Figura C.1, existindo, geralmente, um período em que a carga alcança um valor consideravelmente maior do que qualquer outro no resto do dia. Na maioria das vezes, a carga se aproxima e se afasta do valor máximo, ou ponta de carga, gradualmente e não bruscamente.

Para serem utilizadas as recomendações de carregamento contidas na NBR5416 [31], o ciclo de carga real precisa ser convertido para um ciclo de carga retangular simples,

termicamente equivalente, tal como representado pela linha pontilhada da Figura C.1.

Um transformador alimentando uma carga variável sofre uma perda variável, cujo efeito é aproximadamente o mesmo que o de uma carga intermediária mantida constante pelo mesmo período de tempo. Tal fato deve-se às características de armazenamento de calor dos materiais do transformador. Uma carga, que gera as mesmas perdas que as causadas pela carga variável, é equivalente do ponto de vista de temperatura.

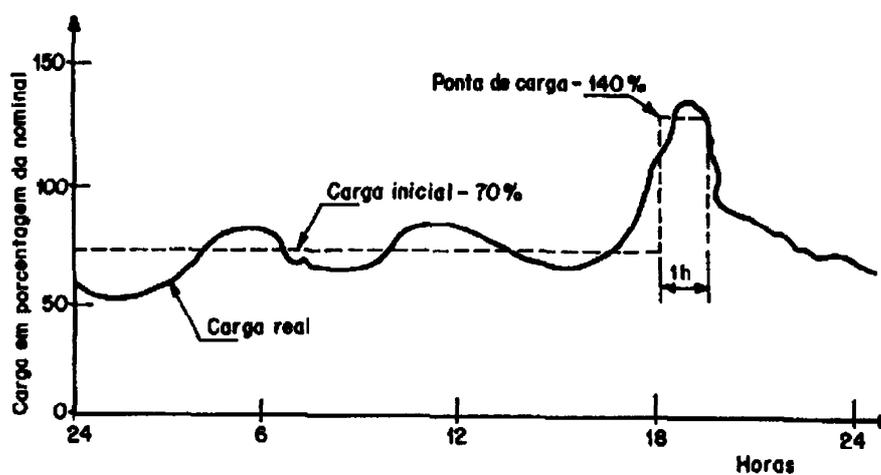
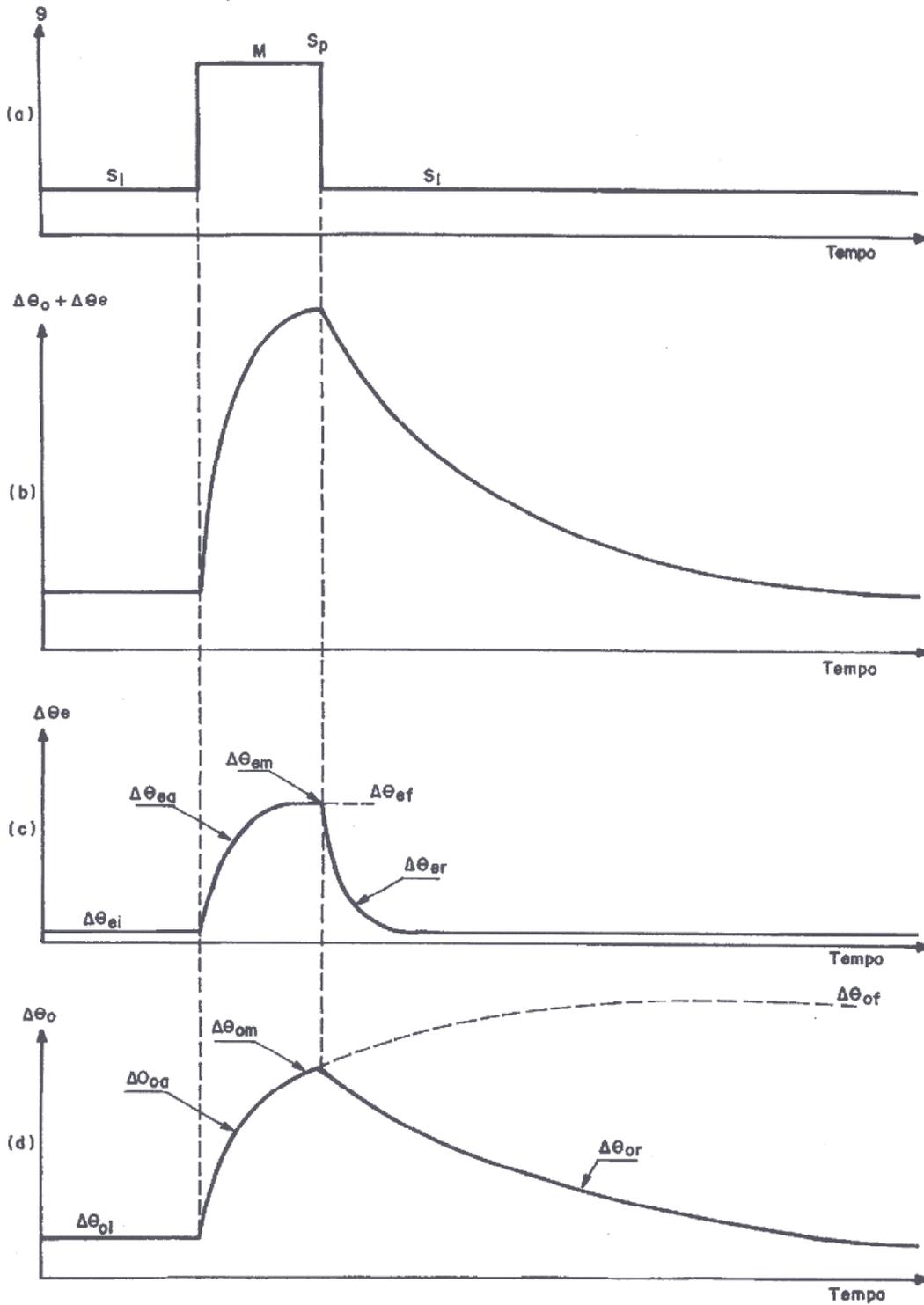


Figura C.1: Ciclo de carga real. [31]



- (a) ciclo genérico com dois níveis de carga;  
 (b) elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o ambiente;  
 (c) elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo;  
 (d) elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente.

Figura C.2: Curvas de expectativa de vida útil. [31]

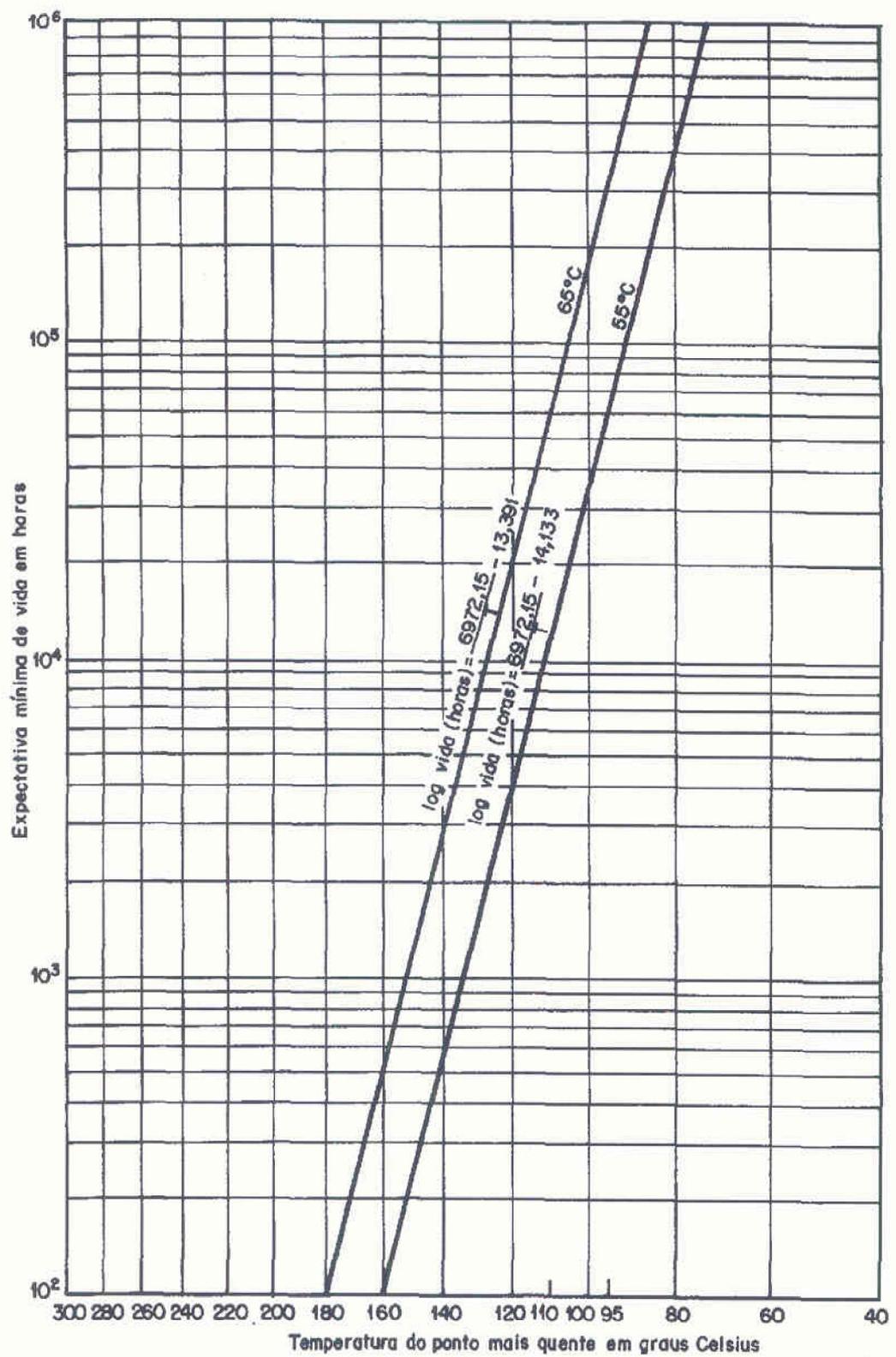


Figura C.3: Ciclo genérico com dois níveis de carga e temperaturas resultantes. [31]

