



PAULO EDUARDO MALAQUIAS

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE  
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA POR MEIO DE  
TESTES FÍSICO-QUÍMICOS NO ÓLEO ISOLANTE E  
ENSAIOS ELÉTRICOS**

**CAMPINAS  
2013**





**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

**PAULO EDUARDO MALAQUIAS**

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA POR  
MEIO DE TESTES FÍSICO-QUÍMICOS NO ÓLEO ISOLANTE E ENSAIOS  
ELÉTRICOS**

**Orientador: Prof. Dr. José Pissolato Filho**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO  
DEFENDIDA PELO ALUNO PAULO EDUARDO MALAQUIAS E ORIENTADA  
PELO PROF. DR. JOSÉ PISSOLATO FILHO

---

**CAMPINAS  
2013**

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

M291a Malaquias, Paulo Eduardo, 1969-  
Avaliação da confiabilidade de transformadores de potência por meio de testes físico-químicos no óleo isolante e ensaios elétricos / Paulo Eduardo Malaquias. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: José Pissolato Filho.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Transformadores elétricos. I. Pissolato Filho, José, 1951-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Reability evaluation of power transformers using physical-chemical tests in insulating oil and electrical tests

**Palavras-chave em inglês:**

Electrical transformers

**Área de concentração:** Energia Elétrica

**Titulação:** Mestre em Engenharia Elétrica

**Banca examinadora:**

José Pissolato Filho [Orientador]

Armando Bassetto Filho

Geraldo Peres Caixeta

**Data de defesa:** 22-11-2013

**Programa de Pós-Graduação:** Engenharia Elétrica

**COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO**

**Candidato:** Paulo Eduardo Malaquias

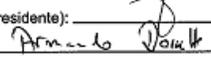
**Data da Defesa:** 22 de novembro de 2013

**Título da Tese:** "Avaliação da Confiabilidade de Transformadores de Potência por Meio de Testes Físico-Químicos no Óleo Isolante e Ensaio Elétricos"

Prof. Dr. José Pissolato Filho (Presidente):



Dr. Armando Basseto Filho:



Prof. Dr. Geraldo Peres Caixeta:





## **DEDICATÓRIA**

A minha esposa Simone pela sua presença e fé.

Aos meus filhos Felipe, Gabriela e Tiago, razão da minha existência.



## RESUMO

Neste trabalho são descritos os mecanismos de envelhecimento do sistema isolante de transformadores papel-óleo mineral, com foco na degradação causada pela presença de umidade no interior dos transformadores.

Com o propósito de verificar a degradação do sistema isolante foram executados ensaios em campo e em laboratório.

Nos ensaios em laboratório foram retiradas amostras de óleo de treze transformadores de potência em operação e realizados ensaios de envelhecimento acelerado, com separação dos ácidos de baixa e alta massa molar. O objetivo foi correlacionar os ácidos de baixa massa molar com o envelhecimento do isolamento sólido.

Os ensaios em campo foram feitos em dez transformadores e visaram verificar a relação da umidade no papel/ papelão isolante com a ocorrência de descargas parciais no interior desses transformadores.

Os ensaios de envelhecimento acelerado mostraram a existência de correlação entre o envelhecimento do papel isolante e o teor dos ácidos de baixa massa molar presentes no óleo isolante.

Já com os resultados dos ensaios em campo não foi possível comprovar a existência de relação entre umidade no isolamento sólido e descargas parciais no transformador.

Palavras chaves: isolamento de transformadores, degradação do isolamento de transformadores; envelhecimento óleo isolante; envelhecimento papel isolante



## **ABSTRACT**

This paper describes the aging mechanisms of the mineral oil-paper insulation system of transformers, focusing on the degradation caused by the presence of moisture inside the transformers.

To verify the degradation of the insulation, tests were carried out in the field and in the laboratory.

For the laboratory tests, oil samples were taken from thirteen power transformers in operation and accelerated aging tests were conducted. Low and high molecular weight acids were separated from these oil samples in order to correlate the low molecular weight acids with the solid insulation aging.

Field tests were conducted in ten transformers and aimed to investigate the relationship between moisture in paper insulation and the occurrence of partial discharges inside the transformer.

Accelerated aging tests have shown the correlation between the insulation paper's aging and the content of low molecular weight acids present in the oil.

One having the results of the field trials, it was not possible to prove the existence of a relationship between moisture in the solid insulation and partial discharges in transformer.

Keywords: transformer insulation, transformer insulation degradation, mineral oil aging, kraft paper aging



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Vista do Interior de um Transformador Avariado.....	2
Figura 2 – Detalhe Danos Internos no Transformador Após a Falha .....	3
Figura 3 – Transformador Produzido por William Stanley .....	9
Figura 4 – Representação da Ligação de Um Arranjo Parafínico de Átomos .....	11
Figura 5 – Representações de Átomos em Arranjo Naftênico .....	11
Figura 6 – Átomos de Óleo em Formação Aromática .....	12
Figura 7 – Típica Molécula de Óleo Mineral Isolante .....	13
Figura 8 – Influência dos Aromáticos na Velocidade de Oxidação.....	20
Figura 9 – Gases Combustíveis Gerados na Decomposição do Óleo em Relação à Temperatura.....	21
Figura 10 – Estrutura Química da Celulose.....	22
Figura 11 – Simulação das ligações Moleculares de um Papel Kraft Não Envelhecido .....	24
Figura 12 – Ligações Químicas Celulose Envelhecida .....	24
Figura 13 – Resistência a Tração do Papel Isolante Kraft em Relação ao GP .....	25
Figura 14 – Resistência a Tração do Papel Termoestabilizado Insuldur em Relação ao GP .....	26
Figura 15 – Enrolamento de Transformador com Papel Isolante de GP < 200 .....	28
Figura 16 – Isolamento Entre Espiras de um Transformador Novo.....	28
Figura 17 – Influência da Temperatura na Resistência à Tração do Papel.....	32
Figura 18 – Hidrólise e Oxidação do Papel Isolante.....	34
Figura 19 – Efeitos da Água e Oxigênio no GP - Temperatura 140 °C .....	35
Figura 20 – Redução da Resistência Mecânica do Papel em Função da Umidade..	37
Figura 21 – Divisão da Água entre o óleo Mineral Isolante e a Celulose no Interior do Transformador.....	38
Figura 22 – Formato Propagação Descargas Parciais no Óleo .....	41
Figura 23 – Estruturas Químicas dos Compostos Furânicos mais Importantes na Análise das Condições do Transformador .....	42
Figura 24 – Relação GP x 2FAL.....	47
Figura 25 – Sensor de Descargas Parciais Instalado na Bucha de Alta Tensão.....	50

Figura 26 – Separação e Identificação dos Sinais Adquiridos – Software PDProcessingII* .....	52
Figura 27 – Coleta de dados “on line” de temperatura do óleo e saturação relativa da água no óleo MO.....	56
Figura 28 – Tela do programa digital de cálculo do teor de água do isolamento celulósico, utilizando a metodologia da SD Myers .....	57
Figura 29 – IN Antes da Extração e da Água e do Óleo Após a Extração dos Ácidos de Baixa Massa Molar Sem Papel .....	73
Figura 30 – IN Antes da Extração e da Água e do Óleo Após a Extração dos Ácidos de Baixa Massa Molar Com Papel .....	74
Figura 31 – Relação entre o Índice de Neutralização da Água Após Extração e o Teor de 2FAL Após o Envelhecimento .....	75
Figura 32 – Relação entre o Teor de 2FAL e o IN do Óleo Após a Oxidação e Antes da Extração .....	75
Figura 33 – Correlação entre o Grau de Polimerização e o IN do Óleo Após a Oxidação e Antes da Extração .....	76
Figura 34 - Correlação entre o Grau de Polimerização e o IN do Óleo Após a Oxidação e Extração .....	77
Figura 35 – Correlação entre o GP do Papel e o 2FAL Encontrado no Óleo .....	78
Figura 36 – Correlação entre o Índice de Neutralização da Água e o Grau de Polimerização do Papel.....	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Estimativa de Preço e Tamanho de Transformadores de Potência.....	2
Tabela 2 - Desligamentos de Unidades Geradoras entre o ano de 2000 e 2010.....	4
Tabela 3 – Análise Estatística de Desligamentos Forçados - Universo Estatístico de Transformadores por Nível de Tensão – Ano 2.011.....	4
Tabela 4 – Desligamentos por Origem da Causa – Ano de 2011 .....	6
Tabela 5 – Quantidade de Transformadores com Borra com Relação ao IN.....	14
Tabela 6 - Efeito do Cobre, Ferro e Umidade.....	19
Tabela 7 – Relação entre GP e Vida Útil do Transformador .....	27
Tabela 8 - Valores Típicos do Fator Multiplicador (A) .....	30
Tabela 9 – Energia de Ativação de Arrhenius .....	31
Tabela 10 – Limite de Cada Grupo em %M/DW .....	39
Tabela 11 – Estabilidade Relativa de Furanos sob Oxidação e Temperaturas.....	43
Tabela 12 – Relação entre Furanos, GP e Vida Útil do Transformador .....	45
Tabela 13 – Quantidade de Furanos Diluído no Óleo em Relação aos Presentes no Papel Isolante.....	46
Tabela 14 - Transformadores Escolhidos para Análise.....	49
Tabela 15 – Código Utilizado para Diagnóstico dos Transformadores Referente ao Nível de Descargas Parciais Encontrado .....	52
Tabela 16 – Resultados dos Ensaios de Descargas Parciais .....	53
Tabela 17 – Umidade no Transformador Nº de Série 46501.....	58
Tabela 18 - Umidade no Transformador Nº de Série 21161 .....	59
Tabela 19 - Umidade no Transformador Nº de Série 8687-2 .....	60
Tabela 20 - Umidade no Transformador Nº de Série 8687-1 .....	61
Tabela 21 - Umidade no Transformador Nº de Série 3790 .....	62
Tabela 22 - Umidade no Transformador Nº de Série 3788 .....	63
Tabela 23 - Umidade no Transformador Nº de Série 32278 .....	64
Tabela 24 - Umidade no Transformador Nº de Série 4600325 .....	65
Tabela 25 - Umidade no Transformador Nº de Série 2214 .....	66
Tabela 26 - Umidade no Transformador Nº de Série 5100396 .....	67

Tabela 27 – Resultados de neutralização do óleo (IN) e acidez de baixa massa molar (ABM) .....	68
Tabela 28 - - Resultados de ensaio após oxidação (envelhecimento acelerado) de amostras de óleo colhidas de transformadores em operação e envelhecidas a 150 °C por 72 horas .....	70

## ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

a.a.	ao ano
ABM	Acidez de Baixa Massa Molar
ABRAGE	Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ASTM	American Society for Testing Materials
AT	Alta Tensão
DBP	Ditert-Butil-Fenol
DBPC	Ditert-Butil-P-Cresol
DP	Descargas Parciais
GP	Grau de polimerização
IN	Índice de Neutralização
LT	Linha de Transmissão
M/DW	Porcentual de Umidade por Peso em Papel Seco
n.d	Não detectado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PPM	Parte por milhão (mg/kg)
SIN	Sistema Interligado Nacional
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina Hidrelétrica



# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	CONFIABILIDADE E VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES.....	3
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	6
<b>2</b>	<b>SISTEMA DE ISOLAMENTO DE TRANSFORMADORES.....</b>	<b>9</b>
2.1	ÓLEO MINERAL ISOLANTE .....	10
2.1.1	<i>Deterioração do óleo mineral isolante .....</i>	<i>13</i>
2.1.1.1	Função prover rigidez dielétrica.....	14
2.1.1.2	Função transferir calor.....	14
2.1.1.3	Função proteger o isolamento sólido.....	15
2.1.1.4	Função elemento de teste .....	15
2.1.1.5	Mecanismos de degradação do óleo mineral isolante.....	16
2.1.1.5.1	Degradação por oxidação .....	16
2.1.1.5.1.1.	Agentes que influenciam a oxidação do óleo mineral isolante.....	17
2.1.1.5.1.1.1.	Influência do oxigênio .....	17
2.1.1.5.1.1.2.	Influência da temperatura .....	18
2.1.1.5.1.1.3.	Influência dos outros agentes .....	18
2.1.1.5.2	Degradação por pirólise .....	20
2.2	PAPEL E PAPELÃO ISOLANTE.....	21
2.2.1	<i>Deterioração do papel isolante .....</i>	<i>24</i>
2.2.1.1	Agentes de degradação do papel isolante.....	29
2.2.1.1.1	Influência da temperatura .....	29
2.2.1.1.2	Influência do oxigênio .....	33
2.2.1.1.3	Influência da água e ácidos .....	35
2.2.1.1.3.1.	Água no Interior do Transformador .....	37
2.3	DESCARGAS PARCIAIS.....	39
2.4	FURANOS .....	41
2.4.1	<i>Estabilidade dos furanos .....</i>	<i>43</i>

2.4.2	<i>Uso de furanos para detecção de problemas internos</i>	44
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DO TRANSFORMADOR</b>	<b>49</b>
3.1	ENSAIOS EM CAMPO	49
3.1.1	<i>Ensaio de descargas parciais</i>	50
3.1.2	<i>Ensaio para Determinação de Umidade do Isolamento</i>	55
3.2	ENSAIOS EM LABORATÓRIO	67
3.2.1	<i>Análises do óleo isolante de transformadores em operação</i>	68
3.2.2	<i>Ensaio de Envelhecimento Acelerado de Óleo Isolante</i>	69
3.3	DISCUSSÃO SOBRE OS ENSAIOS REALIZADOS	72
3.3.1	<i>Ensaio em campo</i>	72
3.3.2	<i>Ensaio em laboratório</i>	73
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>81</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>83</b>

# 1 INTRODUÇÃO

O transformador de potência utilizado no sistema de geração e transmissão de energia elétrica possui uma grande vida útil e é confiável, mas sua falha é tratada de maneira especial, pois os custos das multas, indenizações e danos a imagem da empresa, devido a possíveis efeitos da falha como o não fornecimento de energia a um número elevado de consumidores, incêndio e explosão com conseqüente danos a integridade dos equipamentos, estruturas e pessoas que estejam próximas, bem como vazamento de óleo mineral causando a contaminação do trecho do solo ou do rio atingido, tem potencial para superar, em muito, os milhões de reais que boa parte destes equipamentos custam.

Como uma falha na parte ativa de um transformador pode causar a perda total do equipamento, para garantir a continuidade do serviço deve-se adquirir um transformador reserva completo, não bastando a aquisição de um conjunto de componentes reservas, como em outras máquinas. Adicionalmente, os grandes transformadores são equipamentos customizados e com longo prazo de entrega, que muitas vezes são maiores que um ano. São também volumosos e pesados, impedindo assim um rápido deslocamento devido aos atrasos provocados pela necessidade na obtenção de licenças especiais de transporte, restrições nas rodovias devido a largura da pista, capacidade das pontes e altura dos viadutos, bem como limitações nos horários de transporte impostas pelo tráfego. Com isto, a obrigação de rápida normalização do sistema elétrico, na falha de um transformador de potência importante, leva a necessidade de se contar com reserva próximo ao equipamento em operação, reduzindo a possibilidade de compartilhamento de reservas.

A Tabela 1 mostra a estimativa de custo, peso e dimensão de novos transformadores de transmissão e geração nos Estados Unidos da América (referência ano de 2.012).

Tabela 1 – Estimativa de Preço e Tamanho de Transformadores de Potência<sup>1</sup>

	Tensão Nominal Primário-Secundário	Capacidade (MVA)	Preço Aproximado x 1000 (US\$)	Peso Aproximado (ton)	Dimensões Aproximadas (m)		
					Largura	Comprimento	Altura
Transformador de Transmissão	230-115 kV	300	2.000,00	170	6,5	8,2	7,6
	345-138 kV	500	4.000,00	335	13,7	7,6	9
	765-138 kV	750	7.500,00	410	17	12	13,7
Transformador de Geração	115-13,8	75	1.000,00	110	5	7,6	6
	345-13,8	300	2.500,00	185	6,5	12	8,2

A Figura 1 e a Figura 2 mostram o interior de um transformador avariado por um curto-circuito interno. Pode-se perceber o grande estrago provocado nas bobinas e a impossibilidade de retornar com o equipamento à operação com um reparo rápido..



Figura 1 – Vista do Interior de um Transformador Avariado



Figura 2 – Detalhe Danos Internos no Transformador Após a Falha

## 1.1 Confiabilidade e Vida Útil de Transformadores

A vida útil de cada equipamento componente do sistema elétrico depende de vários fatores como: características do projeto, cuidados na fabricação, qualidade da manutenção, carregamento a qual é submetido, etc. Com isso, na prática, aparelhos similares podem ter uma vida útil muito diferente.

Um bom indicativo da vida útil média de cada um destes equipamentos é a taxa de depreciação definida pela ANEEL no Manual de Controle Patrimonial<sup>2</sup>. Nesse manual, é estipulada uma taxa de depreciação anual de 2,5% para os transformadores de potência, ou seja, uma vida útil esperada de 40 anos (a maior entre os grandes equipamentos).

Com relação a quantidade de falhas dos transformadores, tanto a ABRAGE quanto o ONS realizam levantamentos com amostras significativas de transformadores operando no SIN. A Tabela 2 sumariza levantamento da ABRAGE das falhas\* ocorridas entre os anos 2.000 e 2.010 em Unidades Geradoras Hidráulicas Brasileiras e

---

\* A ABRAGE define falha como o término da condição (habilidade) ou a impossibilidade de uma unidade desempenhar sua função requerida. O aparecimento de uma falha leva a unidade, invariavelmente, ao estado indisponível, por atuação automática da proteção, ou por retirada forçada da unidade, acertada com o órgão regulador do Sistema (ONS)

Paraguaias (essas últimas pertencentes à UHE Itaipu). No ano de 2.010, o levantamento da ABRAGE compreendeu 466 hidrogeradores, todos com potência maior ou igual a 10 MW, totalizando 78.416,19 MW instalado. Na Tabela 2, pode-se observar que no período pesquisado os transformadores elevadores de UG nunca foram responsáveis por mais de 7% do total dos desligamentos não programados das Unidades Geradoras.

Como comparação o mesmo levantamento ABRAGE aponta no ano de 2.010 um total de 119 falhas causadas pelo gerador e 108 pela turbina hidráulica, ou seja, cada um destes equipamentos foi responsável por pouco mais que o dobro das falhas causadas pelo transformador.

Tabela 2 - Desligamentos de Unidades Geradoras entre o ano de 2000 e 2010<sup>3</sup>

<b>Ano</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>	<b>2000</b>
Total desligamento UG	1043	975	1219	1174	885	620	763	738	728	486	430
Desligamentos provocados pelos transformadores	51	31	52	47	34	43	30	42	25	15	18
% Total	4,89	3,18	4,27	4,00	3,84	6,94	3,93	5,69	3,43	3,09	4,19

A Tabela 3 mostra a quantidade de transformadores participantes do levantamento realizado feito pela Diretoria de Planejamento e Programação da Operação do ONS no ano 2.011 segregados por classe de tensão. Todos os participantes da amostra são transformadores que estavam em operação no SIN em 2.011.

Tabela 3 – Análise Estatística de Desligamentos Forçados - Universo Estatístico de Transformadores por Nível de Tensão – Ano 2.011<sup>4</sup>

<b>Tensão (kV)</b>	<b>Quantidade de Transformadores</b>
750	14
500	202
440	64
345	166
230	676
138	1.259
Total	2.381

Já a Tabela 4 apresenta os desligamentos forçados\* ocorridos nos transformadores da amostra no ano de 2.011, segregados por causa do desligamento e tensão nominal AT, onde:

a) Origem Interna: relacionam-se com as partes ativas dos transformadores ou de seus equipamentos de conexão como disjuntores, seccionadoras, transformadores de corrente e potencial, pararraios entre outros;

b) Origem Secundária: São provocadas pelos equipamentos ou sistemas complementares ou auxiliares dos transformadores, tais como painéis, fiações, relés, serviços auxiliares, etc. Incluem-se neste caso as causas acidentais (falha humana) e as atuações incorretas de relés de proteção;

c) Origem Externa: Quando o desligamento é provocado por falha em outro componente, por exemplo curto-circuito na linha de transmissão, com atuação correta do sistema de proteção do transformador;

d) Origem Operacional: Relacionam-se com problemas operacionais do SIN (oscilações, sobretensões, rejeições de carga, etc.).

Pode-se observar na Tabela 4 que no ano de 2.011 ocorreram no total 1.194 desligamentos forçados (praticamente um desligamento para cada dois transformadores). Considerando-se apenas os desligamentos de origem interna o número de desligamentos cai para 269 (aproximadamente um desligamento para cada grupo de 9 transformadores - ano). Para comparação, o levantamento do ONS referente ao desligamento por proteção elétrica de hidrogeradores no ano de 2.011 informa que em 2.011 houveram 493 atuações corretas de proteção, em um universo de 363 geradores hidráulicos<sup>5</sup> (1,2 desligamentos por hidrogerador). Assim, tanto o levantamento Abrage, quanto o realizado pelo ONS, mostram a boa confiabilidade do transformador, quando comparada com a confiabilidade do gerador, que é o equipamento participante do SIN mais “próximo” ao transformador em porte e complexidade.

---

\* Conforme definição do ONS, o desligamento forçado é o ato de retirar de serviço um equipamento ou LT, em condições não programadas resultante da falha ou de desligamento de emergência. O desligamento forçado impõe que o equipamento ou a LT seja desligado automática ou manualmente para evitar riscos à integridade física de pessoas ou do meio ambiente, danos ao equipamento, à LT e/ou outras consequências ao sistema elétrico

Tabela 4 – Desligamentos por Origem da Causa – Ano de 2011<sup>6</sup>

Tensão (kV)	Desligamentos								
	Interna		Secundária		Externa		Operacional		Total
	Freq	(%)	Freq	(%)	Freq	(%)	Freq	(%)	Freq
750	1	25	0	0	2	50	1	25	4
500	24	23,8	32	31,7	43	42,6	2	2	101
440	2	4,8	33	78,6	7	16,7	0	0	42
345	16	17	34	36,2	43	45,7	1	1,1	94
230	54	13,3	130	31,9	208	51,1	15	3,7	407
138	172	31,5	105	19,2	260	47,6	9	1,6	546
Total	269	22,5	334	28	563	47,2	28	2,3	1194

Mesmo os transformadores sendo confiáveis, a obrigação de garantir o fornecimento de energia elétrica e o potencial custo de uma falha, aliadas à falta de informações precisas sobre a confiabilidade\* do transformador levam as empresas do setor de energia a adquirirem reservas (que muitas vezes permanecem anos inoperantes), bem como a investirem na substituição ou recapitação do transformador em operação antes do término de sua vida útil, onerando os custos da energia elétrica.

Assim, o conhecimento das condições do transformador de potência em operação é muito importante, tanto para minimizar os riscos da falha e suas consequências diretas e indiretas, quanto para subsidiar os estudos para aquisição de reservas e/ou reforma ou substituição dos equipamentos em operação.

## 1.2 Estrutura do Trabalho

O capítulo 2 versa sobre o sistema de isolamento de transformadores e os mecanismos de sua degradação.

\* Confiabilidade é definida pelo ONS como a probabilidade de um sistema ou componente realizar suas funções previstas de forma contínua, adequada e segura, por um período de tempo preestabelecido, sob condições operativas predefinidas. Operador Nacional do Sistema Elétrico; Submódulo 20.1 Glossário de Termos Técnicos; Ver. 1.0; pág. 14; agosto/2009.

No capítulo 3 são descritos os ensaios realizados neste trabalho e apresentados os resultados obtidos.

As conclusões deste estudo e recomendações para futuros trabalhos são apresentados no capítulo 4.



## 2 SISTEMA DE ISOLAMENTO DE TRANSFORMADORES

No final do século XIX, quando cada central elétrica era construída para alimentar uma indústria, ou um pequeno conjunto de casas, a utilização da corrente contínua era “mais popular” e aparentemente iria se tornar a forma de energia elétrica padrão no nascente sistema elétrico.

Esta tendência de uso da corrente contínua foi revertida com as melhorias no projeto dos transformadores da época, realizadas primeiramente pelos Húngaros Karoly Zipernowsky, Otto Blathy e Miksa Deri da empresa Hungarian Ganz Factory, que em 1885 desenvolveram o primeiro transformador utilizado em um sistema de iluminação<sup>7</sup>, seguidos pelo americano William Stanley Jr., que a soldo do industrial George Westinghouse, no ano de 1886 aperfeiçoou o transformador, tornando-o comercialmente viável<sup>8</sup>. A Figura 3 mostra o transformador desenvolvido por Stanley.

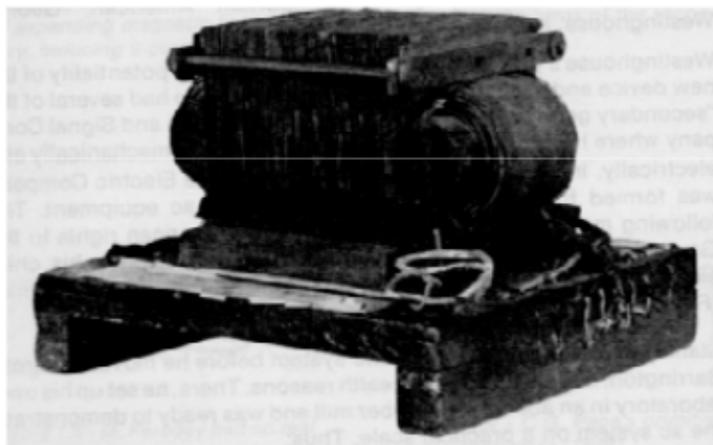


Figura 3 – Transformador Produzido por William Stanley<sup>9</sup>

O transformador viabilizou assim o sistema de corrente alternada e moldou o sistema elétrico na forma como o mesmo opera ainda hoje, com as usinas de geração instaladas longe das cargas, um sistema de transmissão em alta tensão, um sistema de distribuição em média/ alta tensão e a conversão do módulo da tensão a um valor baixo, e portanto, “utilizável” com segurança realizada próximo a carga.

Os primeiros transformadores tinham isolamento a seco, formado por materiais facilmente obtidos na época como algodão, papel e asbestos, geralmente

impregnados por verniz. Um grande problema (agravado pelas altas perdas destes equipamentos) era retirar o calor do interior do transformador. A solução teve início já em 1887, quando Elihu Thomson patenteou o uso do óleo mineral em transformadores<sup>10</sup>.

A celulose (que na época era um papelão grosseiro utilizado na fabricação de calçados) foi utilizada como isolante em alguns dos primeiros transformadores a seco. Na década de 1910 apareceram transformadores com o sistema isolante composto por papel, resina e óleo mineral isolante. Já o desenvolvimento de uma celulose (papel e papelão) com características próprias para uso em transformadores de potência teve início no final da década de 1920<sup>11</sup>.

Hoje existem comercialmente vários sistemas de isolamento para uso em transformadores de potência (epóxi, papel-óleo vegetal, papel-silicone, etc.). Todos apresentam vantagens e desvantagens quando comparados entre si, mas o sistema de isolamento papel-óleo mineral isolante é, de longe, o mais utilizado. A principal razão é o menor preço por potência dos transformadores com este sistema de isolamento.

Este trabalho limita-se aos transformadores com sistemas de isolamento papel-óleo isolante.

## **2.1 Óleo Mineral Isolante**

Conforme Bassetto<sup>12</sup> a denominação mineral é utilizada para distinguir este tipo de óleo dos óleos vegetais e animais, sendo produzidos através do refino do petróleo bruto, que é classificado geologicamente como rocha. O petróleo bruto consiste em uma mistura de várias classes de hidrocarbonetos com água, areia e na maioria das vezes enxofre.

O petróleo bruto extraído de diferentes áreas terá diferentes estruturas químicas (estruturas das moléculas de carbono), podendo conter assim em sua composição quantidades diferentes de componentes parafínicos, naftênicos, aromáticos e poliaromáticos, entre outros. Estas diferenças influenciam na metodologia utilizada para o refino e nos tipos de aditivos a serem usados após a obtenção do óleo mineral isolante.

Ainda de acordo com Bassetto<sup>13</sup>.

O refino do petróleo bruto visa remover constituintes indesejáveis que afetam sua estabilidade à oxidação, suas propriedades dielétricas e sua fluidez a baixa temperatura. Tais constituintes incluem hidrocarbonetos insaturados, compostos nitrogenados, alguns sulfurados, alcatrões, hidrocarbonetos aromáticos policíclicos com cadeias laterais curtas e ceras.

Existem vários sistemas de classificação para o petróleo cru, porém a mais largamente utilizada é a do US Bureau of Mines. Este sistema divide os crus em três grandes categorias: parafínicos, intermediários e naftênicos<sup>14</sup>.

Todos os óleos minerais são formados basicamente por hidrocarbonetos (átomos de carbono unidos a átomos de hidrogênio). Compostos contendo enxofre, nitrogênio e oxigênio, em pequena quantidade, também podem ser encontrados.

Os termos parafínicos e naftênicos referem-se aos diferentes arranjos dos hidrocarbonetos nas moléculas de óleo. No arranjo parafínico os átomos são unidos formando linhas retas ou ramificadas. A Figura 4 mostra o esquema de ligação química de um típico arranjo parafínico.



Figura 4 – Representação da Ligação de Um Arranjo Parafínico de Átomos<sup>15</sup>

Já na disposição naftênica os átomos são unidos em forma de anéis, com cada anel geralmente formado por cinco, seis ou sete grupos de átomos. A Figura 5 mostra representações deste arranjo.

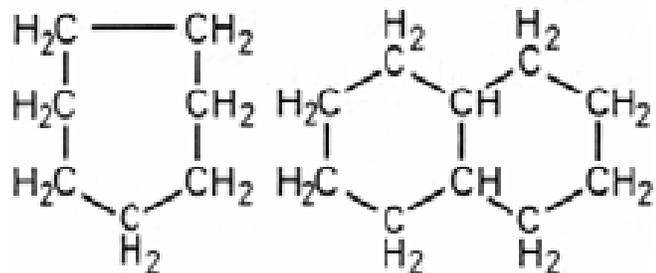


Figura 5 – Representações de Átomos em Arranjo Naftênico<sup>16</sup>

Um outro grande grupo de hidrocarbonetos são os aromáticos, estes são formados por cadeias fechadas com átomos unidos como anéis de benzeno e ligados a anéis alifáticos. Cadeias aromáticas podem ser adicionadas ao óleo mineral isolante para melhorar sua resistência a oxidação, conforme será apresentado no item 2.1.1.5.1.1.3. A Figura 6 apresenta uma cadeia de átomos de óleo em formação aromática.

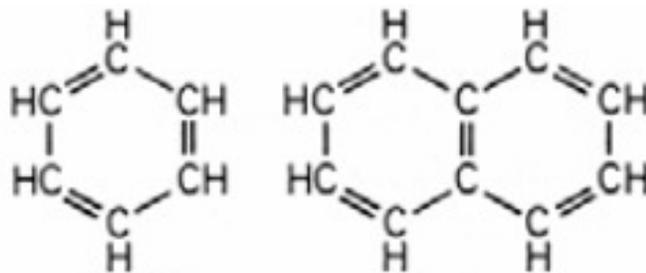


Figura 6 – Átomos de Óleo em Formação Aromática<sup>17</sup>

A classificação do óleo mineral isolante é baseada no petróleo bruto do qual o óleo é destilado<sup>18</sup>: Os dois tipos comerciais de óleo mineral isolante são os parafínicos e os naftênicos.

Cada óleo mineral isolante contém uma mistura de diferentes tipos de moléculas com diferentes combinações de arranjos de átomos parafínicos, naftênicos, aromáticos e demais átomos (oxigênio, enxofre, etc.). A classificação do tipo de óleo é relação do percentual de cada arranjo de hidrocarbonetos no total. Conforme Stocco<sup>19</sup> óleos com conteúdo parafínico inferiores à 50% são considerados naftênicos. Já óleos com conteúdo parafínico entre 50 e 56% são classificados como intermediários e acima deste valor parafínicos.

A Figura 7 mostra uma molécula típica de óleo mineral isolante, formada por uma combinação de hidrocarbonetos em formatos parafínicos, naftênicos e uma cadeia em formato aromático.

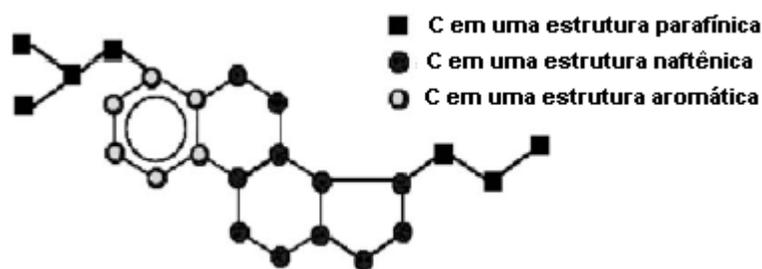


Figura 7 – Típica Molécula de Óleo Mineral Isolante<sup>20</sup>

O óleo mineral pode possuir também parcelas de enxofre termicamente estáveis, que são inibidores naturais do processo de oxidação<sup>21</sup>.

As diferenças na composição química de cada óleo causarão diferenças em suas propriedades físicas e químicas e portanto podem influenciar no desempenho do óleo em serviço.

De maneira geral:

a) Óleos parafínicos tendem a formar componentes sólidos (ceras) a baixa temperatura. Possuem maior viscosidade a baixa temperatura e uma menor estabilidade térmica que os óleos naftênicos;

b) Óleos naftênicos possuem maior tendência a formação de borras que os óleos parafínicos.

### 2.1.1 Deterioração do óleo mineral isolante

O óleo mineral isolante quando deteriorado, ao contrário do isolamento sólido, pode ser substituído ou regenerado com certa facilidade, assim considera-se que a vida útil do transformador é função apenas do estado do isolamento sólido. No entanto, é um erro negligenciar a manutenção no óleo isolante, pois um óleo em más condições terá seu desempenho comprometido em três das quatro funções que este realiza em um transformador<sup>22</sup>. Estas funções estão apresentadas nos itens 2.1.1.1 a 2.1.1.4, a seguir.

### 2.1.1.1 *Função prover rigidez dielétrica*

O óleo mineral isolante “divide” com o isolamento sólido (papel/ papelão) a responsabilidade em prover a adequada rigidez dielétrica do sistema de isolamento do transformador. Deve-se frisar que neste caso o elemento isolante mais importante é o papel/ papelão embebido em óleo, ou seja, a combinação entre o isolamento líquido e sólido, pois esta combinação possui uma rigidez dielétrica entre 20 e 25% superior à soma da rigidez dielétrica de ambos isolantes separados<sup>23</sup>.

A deterioração do óleo causa gradualmente a diminuição da rigidez dielétrica do sistema isolante, com esta diminuição ocorrendo mais lentamente que a alteração das demais propriedades físico-químicas desse isolante<sup>24</sup>. Uma repentina diminuição da rigidez dielétrica do sistema normalmente ocorrerá quando a deterioração do óleo levar à constituição de borra, pois esta borra pode servir de “caminho condutor” transportando cargas elétricas no interior do equipamento.

A Tabela 5 mostra resultado de estudo realizado pela ASTM envolvendo 500 transformadores. Nesta, pode-se observar que a probabilidade de formação de borra em um transformador aumenta com o aumento do IN do óleo, ou em outras palavras com a quantidade de ácidos diluídos no óleo mineral isolante.

Tabela 5 – Quantidade de Transformadores com Borra com Relação ao IN<sup>25</sup>

Número de Neutralização (mg KOH/g)	Unidades encontradas com borra (%)
De 0 a 0,1	0
De 0,11 a 0,2	38
De 0,21 a 0,6	72
Acima de 0,6	100

### 2.1.1.2 *Função transferir calor*

O óleo mineral isolante absorve o excesso de calor gerado no núcleo e enrolamentos transportando este calor para longe destes elementos geradores e possibilitando a dissipação dessa energia na atmosfera.

As propriedades físicas do óleo, importantes para a realização desta função, como calor específico, coeficiente de expansão, viscosidade e densidade são pouco afetadas pela degradação do óleo. A diminuição significativa da capacidade de retirar o calor do interior do transformador ocorre de maneira indireta, quando a borra (formada pelos ácidos presentes no óleo) se deposita nos componentes internos do transformador, prejudicando a passagem do óleo e dificultando a transferência de calor entre o óleo e os elementos metálicos.

#### *2.1.1.3 Função proteger o isolamento sólido*

O isolamento sólido sofre danos devido à ação do calor, oxigênio e água/ácidos. O principal efeito desses elementos é diminuir a resistência mecânica do papel. A baixa resistência mecânica do papel é a causa de 85% das falhas em transformadores<sup>26</sup>, pois o papel não resiste aos esforços eletromecânicos (principalmente na presença de um curto-circuito externo) rompendo-se e expondo o cobre do enrolamento.

O óleo mineral isolante propicia a retirada do calor do interior do transformador e forma uma “barreira” onde o oxigênio e a umidade proveniente da atmosfera se diluem e com isto atingem o papel em uma proporção muito menor que atingiriam caso o papel estivesse diretamente exposto.

No óleo isolante degradado há a formação de diversos elementos (principalmente ácidos) que reagem com o papel acelerando seu envelhecimento e diminuindo, portanto, a vida útil do transformador.

#### *2.1.1.4 Função elemento de teste*

A análise de gases e outros componentes diluídos no óleo podem indicar uma ampla gama de defeitos internos, contaminantes e também o grau de degradação do papel. Por serem de fácil execução, baratos e não necessitarem do desligamento do equipamento, estes ensaios tornaram-se de extrema importância na avaliação da

confiabilidade do transformador. Mesmo com o óleo degradado, e portanto repleto de componentes químicos diferentes, pode-se separar e reconhecer os produtos gerados por um defeito interno dos resultantes da degradação. Assim considera-se que o envelhecimento do óleo não influencia na interpretação dos testes realizados no transformador.

#### 2.1.1.5 *Mecanismos de degradação do óleo mineral isolante*

Os principais agentes da degradação do óleo mineral isolante são:

- a) Oxigênio (degradação por oxidação);
- b) Temperatura (degradação por pirólise).

##### 2.1.1.5.1 Degradação por oxidação

A oxidação é a reação química dos hidrocarbonetos com o oxigênio, modificando assim as propriedades físicas e químicas do óleo.

De acordo com Bassetto, a oxidação tem início quando uma molécula de hidrocarboneto perde um átomo de hidrogênio formando um radical de hidrocarboneto ( $R\bullet$ ). O radical reage com o oxigênio formando um radical de peróxido ( $ROO\bullet$ ). A reação química seguinte é o aparecimento do hidroperóxido ( $ROOH$ ) e outro radical de hidrocarboneto ( $R'\bullet$ ), com a retirada de um átomo de hidrogênio de uma molécula de hidrocarboneto pelo radical peróxido. O final da reação de oxidação ocorre com a degradação dos peróxidos e hidroperóxidos, que levam à formação de produtos de oxidação como: alcoóis ( $ROH$ ), aldeídos ( $RCHO$ ), cetonas ( $RCOR$ ), ácidos carboxílicos ( $RCOOH$ ), ésteres ( $RCOOR$ ) e água.

Ainda no final do processo de oxidação são formados compostos com alta massa molar<sup>27</sup>, que mais densos que o óleo tendem a decantar formando uma borra. Esta borra é um mau isolante elétrico e tem má condutibilidade térmica.

Após iniciado o processo de oxidação este se auto-alimenta com velocidade crescente ao longo do tempo, assim é interessante a retirada/ inibição dos produtos da

oxidação no início do processo. Um método muito usado para retardar a ação dos compostos de oxidação é a colocação de aditivos como o DBPC ou o DBP. Outra prática de manutenção muito utilizada é a circulação do óleo por um filtro químico, por exemplo, filtro formado por terra de fuller, pois estes filtros adsorvem os componentes resultantes da oxidação do óleo e com isto consegue-se a retirada destes produtos indesejados do óleo mineral isolante.

Com relação à colocação de aditivos no óleo, para melhorar a resistência a oxidação ou outra propriedade do óleo mineral isolante, a resolução ANP N<sup>o</sup> 36, de 5/12/2008 - DOU 8.12.2008 estabelece que somente é permitida a adição do DBPC. Qualquer outra substância química deliberadamente adicionada ao óleo mineral isolante deverá ser previamente acordada com o comprador e deverá constar do respectivo Certificado da Qualidade<sup>28</sup>.

#### 2.1.1.5.1.1. Agentes que influenciam a oxidação do óleo mineral isolante

O processo de oxidação do óleo mineral isolante é complexo e sua dinâmica é de difícil simulação em laboratório, pois muitos agentes presentes em um transformador em operação influenciam na velocidade da oxidação, como: temperatura, quantidade de oxigênio, campos eletromagnéticos, umidade, composição do óleo (principalmente quantidade de componentes aromáticos), composição das tintas e vernizes dos suportes e carcaça, ácidos (provenientes da degradação do óleo ou do papel), papel isolante e metais como ferro e cobre. A luz também influencia a oxidação, mas essa não está presente no interior do transformador.

##### 2.1.1.5.1.1.1. Influência do oxigênio

A quantidade de oxigênio em contato com o óleo é determinante na velocidade da degradação do óleo mineral isolante.

Em temperaturas inferiores a 70 °C e abaixo de certo limite de oxigênio dissolvido no óleo (entre 1000 e 2000 ppm) o montante de oxigênio é insuficiente para

sustentar uma reação de oxidação considerável e portanto a taxa de degradação do óleo é muito lenta<sup>29</sup>. Acima desta faixa a velocidade de reação entre o óleo e o oxigênio é aproximadamente uma relação direta com a quantidade de oxigênio presente<sup>30</sup>.

Nos transformadores cujo óleo tem contato direto com a atmosfera (respiração livre) o montante de oxigênio presente no óleo é de cerca de 30.000 ppm. Em transformadores selados (que utilizam colchão de nitrogênio ou bolsa separadora ar-óleo), é possível diminuir essa quantidade de oxigênio diluído no óleo, através de um processo de vácuo, para menos de 1.000 ppm, evitando-se assim a oxidação no óleo.

#### 2.1.1.5.1.1.2. Influência da temperatura

A temperatura também exerce muita influência no processo de oxidação, pois o calor ativa a reação do oxigênio com os hidrocarbonetos do óleo. Conforme Bassetto<sup>31</sup>:

Embora quimicamente estáveis, os compostos saturados (parafínicos ou naftênicos) são atacados pelo oxigênio assim que a temperatura atinge 50-60 °C. A velocidade de reação dobra para elevações de temperatura de 8 a 10 °C, quando a temperatura do óleo está na faixa normal de trabalho (cerca de 80 °C). Em temperaturas mais baixas, formam-se peróxidos e hidroperóxidos (produtos primários de oxidação). A temperaturas mais elevadas, são formados álcoois, compostos carbonílicos e ácidos, juntamente com produtos leves como H<sub>2</sub>O, CO e CO<sub>2</sub>.

#### 2.1.1.5.1.1.3. Influência dos outros agentes

O ferro e o cobre são importantes catalisadores das reações de oxidação, com o efeito do cobre superior ao do ferro. A umidade também colabora com o envelhecimento do óleo mineral isolante, em uma proporção praticamente direta, ou seja, dobrando-se a umidade no óleo, dobra-se a velocidade da oxidação. Já a sinergia entre metais e umidade tem efeito muito superior à soma de suas contribuições individuais. Como exemplo do efeito desses agentes, e da grande sinergia entre eles,

experimentos realizados por Myers<sup>32</sup> medindo a acidez de amostra de óleo sob envelhecimento acelerado em diversas condições chegaram aos seguintes resultados:

Experimento 1: Amostra de óleo com 10 ppm de umidade mantida a 95 °C, recebendo continuamente oxigênio, apresentou um índice de neutralização de 0,17 mg KOH/g após 3.500 h de ensaio.

Experimento 2: Repetição do experimento 1, mas com umidade no óleo de 50 ppm, o índice de neutralização encontrado foi de 0,9 mgKOH/g após 3.500 h, ou seja, 5,3 vezes superior ao experimento 1.

Experimento 3: Ensaio nas mesmas condições do experimento 1, mas com uma lâmina de ferro imersa na amostra de óleo. Após 3.500 h mostrava um índice de neutralização de 0,65 mgKOH/g ou 3,8 vezes superior ao experimento 1.

Experimento 4: Repetição do experimento 3, mas com a amostra de óleo contendo 50 ppm de umidade. O índice de neutralização foi de 8,1 mgKOH/g após 400 h de ensaio, o que é cerca de 262 vezes maior que o encontrado no experimento 1.

Experimento 5: Foi repetido o experimento 3, mas utilizou-se uma lâmina de cobre ao invés da lâmina de ferro. O índice de neutralização encontrado foi de 0,89 mgKOH/g após 3.000 h de ensaio, ou seja, 6,1 vezes superior ao experimento 1.

Experimento 6: Repetição do experimento 5, com a umidade da amostra de óleo em 50 ppm. O índice de neutralização encontrado foi de 11,2 mgKOH/g após 100 h de ensaio, o que representa um valor 2306 vezes maior que o experimento 1 (na mesma base de tempo).

A Tabela 6 resume esses experimentos.

Tabela 6 - Efeito do Cobre, Ferro e Umidade

<b>Ensaio</b>	<b>Metal Presente</b>	<b>Umidade (PPM)</b>	<b>Horas de teste</b>	<b>Índice de neutralização</b>
1	Nenhum	10	3500	0,17
2	Nenhum	50	3500	0,9
3	Ferro	10	3500	0,65
4	Ferro	50	400	8,1
5	Cobre	10	3000	0,89
6	Cobre	50	100	11,2

A quantidade de cadeias aromáticas no óleo também influi na velocidade de degradação, conforme pode ser observado na Figura 8. Nota-se nessa figura que uma certa quantidade de moléculas aromáticas no óleo pode diminuir a velocidade de oxidação, com o “ótimo” ficando entre 5 e 10% na faixa de temperatura apresentada na Figura 8.

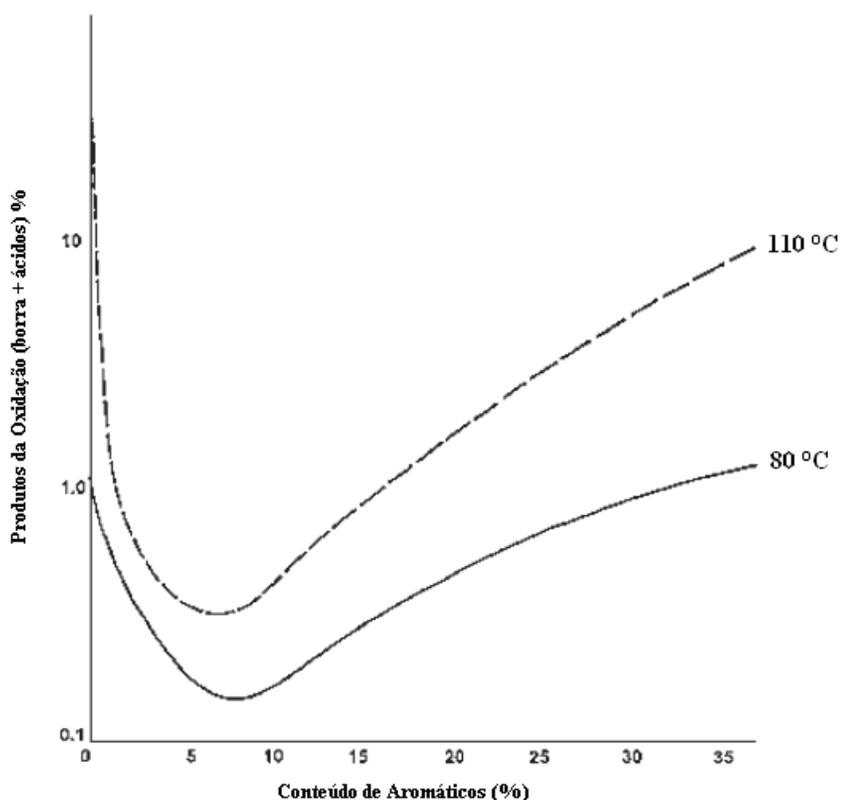


Figura 8 – Influência dos Aromáticos na Velocidade de Oxidação<sup>33</sup>

#### 2.1.1.5.2 Degradação por pirólise

Sob a ação do calor as moléculas do óleo mineral isolante se “quebram” em pedaços menores, formando outros hidrocarbonetos de menor massa molar. A quantidade e tipo dos elementos químicos gerados pela pirólise têm relação com a temperatura a que o óleo está submetido. Os produtos mais importantes resultantes dessa degradação térmica são os gases hidrogênio, metano, etano, etileno e acetileno, pois a identificação e quantificação desses elementos é a base para a análise de gases

dissolvidos no óleo por cromatografia, que é a ferramenta de detecção de defeitos internos em transformadores mais utilizada e importante.

A Figura 9 mostra a temperatura do óleo em que a formação desses gases inicia-se, bem como sua quantidade relativa em relação à temperatura.

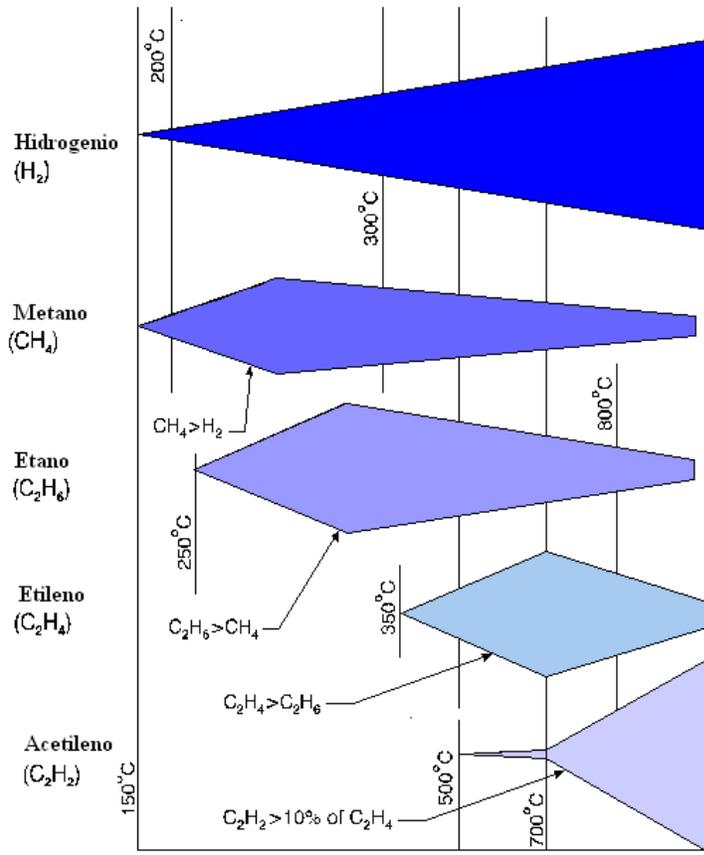


Figura 9 – Gases Combustíveis Gerados na Decomposição do Óleo em Relação à Temperatura<sup>34</sup>

## 2.2 Papel e Papelão Isolante

Em um grande transformador utiliza-se papel isolante para o isolamento entre espiras ou entre os condutores de interligação (ligação entre espiras e buchas ou entre espiras e o comutador de taps) e a carcaça do transformador. O papelão isolante é usado no isolamento entre bobinas de fases diferentes, bobinas de tensões diferentes, entre bobinas e núcleo ou entre bobinas e a carcaça.

O papelão isolante é constituído por várias camadas de papel aglutinadas, formando um isolante mais grosso e rígido. As camadas de papel podem ser unidas sem empregar um elemento adesivo durante o processo de fabricação, com a polpa ainda molhada e utilizando um cilindro modificado. Essas camadas também podem ser ligadas com o uso de um elemento adesivo no final do processo de fabricação. Por simplificação, este trabalho cita apenas as propriedades do papel isolante, que são, em sua grande maioria as mesmas do papelão isolante.

A principal matéria prima empregada na fabricação do papel utilizado no isolamento sólido de transformadores é a madeira. A madeira é um composto natural formado por fibras de celulose unidas por lignina. O processo de produção do papel visa eliminar a lignina e outros componentes menores presentes na madeira como carboidratos e graxas<sup>35</sup> restando basicamente a celulose\*.

A celulose é um polímero natural de longa cadeia cuja unidade molecular é composta por glicose, que é um açúcar produzido pelas plantas verdes no processo de fotossíntese. Sua fórmula simplificada (sem considerar as ligações nos finais das cadeias) pode ser escrita por  $[C_6H_{10}O_5]_n$ , onde n é o GP. A Figura 10 mostra a estrutura química de uma cadeia de celulose.

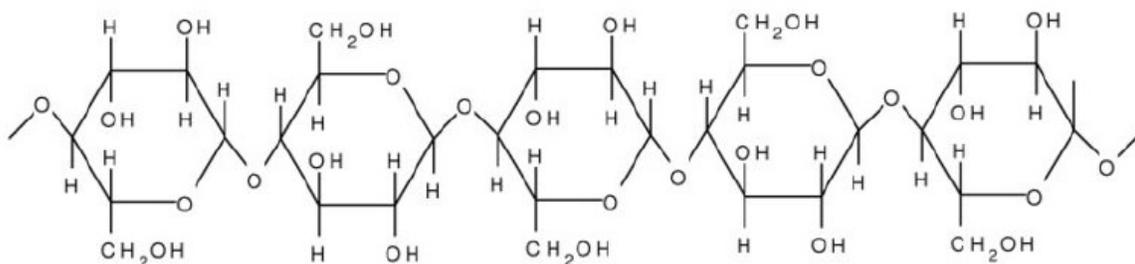


Figura 10 – Estrutura Química da Celulose<sup>36</sup>

A celulose que forma um papel kraft novo é constituída pela união de anéis de glicose formando uma cadeia com uma quantidade de anéis entre 1.000 (GP=1.000)

\* Conforme Bassetto o papel não é composto exclusivamente por celulose, também contém 5-6% de hemicelulose (misturas complexas de açúcares: manose, glicose, galactose, etc.), 1% de lignina, assim como componentes menores tais como a pectina, extensina e outros componentes não determinados

e 1.200 (GP=1.200). A degradação do papel isolante ocorre com as cisões das cadeias originais formando cadeias com GP cada vez menores.

Conforme Martins<sup>37</sup>:

As cadeias celulósicas associam-se em regiões amorfas (cerca de 30%) e cristalinas (cerca de 70%) para formar microfibrilhas, as quais se associam em fibrilhas e estas por sua vez em fibras. Pode dizer-se que a resistência mecânica do papel reside essencialmente nestas fibras. A hemicelulose e a lenhina residual são amorfas, funcionando como uma pasta que mantém as fibras juntas.

O papel isolante utilizado nos transformadores é obtido da polpa da madeira mole utilizando uma técnica de fabricação desenvolvida em 1.884 pelo químico alemão Carl F. Dahl<sup>38</sup>. Como o papel fabricado por esta técnica é mais resistente do que o produzido pelo processo mais utilizado na época (que usava soda cáustica), a nova técnica foi chamada “kraft”, palavra que em alemão e sueco significa forte. O processo de fabricação kraft é também conhecido como processo sulfato.

No processo kraft lascas de madeira (normalmente oriundas de madeira com polpas moles) são cozidas sob pressão em um preparo contendo hidróxido de sódio e sulfeto de sódio. Nesse cozimento a lignina é dissolvida e removida. A polpa resultante é então batida com água, escovada e cortada para melhorar sua capacidade de formar ligações de hidrogênio entre as fibras.

A folha de papel é constituída quando a polpa é misturada com água e as fibras orientadas na mesma direção (através de um movimento vibratório), limpas, pressionadas, alisadas e secas. A força da folha dependerá da força e do comprimento médio das fibras, bem como da capacidade de ligação entre as fibras<sup>39</sup>.

O papel termoestabilizado surgiu no final da década de 1950 e seu uso permitiu o aumento da temperatura média dos enrolamentos de 55 °C para 65°C. Na fabricação do papel termoestabilizado são adicionados estabilizantes à polpa de madeira, visando evitar a reação química do papel com os produtos de envelhecimento. Os estabilizantes utilizados são: dicianodiamida, uréia, melamina, poliacrilamida<sup>40</sup>.

O papel isolante kraft tem a “vantagem” de ser facilmente seco e impregnado com óleo isolante, formando um conjunto com alta rigidez dielétrica e custo relativamente baixo, se comparado a outros sistemas isolantes que podem ser

utilizados em grandes transformadores. As maiores “desvantagens” do papel kraft é sua deterioração com temperaturas que podem ocorrer durante o processo de fabricação e operação do transformador, sua hidrofília<sup>41</sup> e reação com o oxigênio o que leva a um esforço de manutenção para manter o interior do transformador com a umidade, temperatura e quantidade de oxigênio presentes o mais baixo possível.

### 2.2.1 Deterioração do papel isolante

O envelhecimento do papel ocorre com a quebra das ligações entre as moléculas que compõem suas fibras. Esta quebra leva a diminuição do GP e da resistência mecânica do papel. A Figura 11 apresenta a simulação em computador de uma cadeia de celulose não envelhecida. Já a Figura 12 mostra o resultado da simulação considerando uma celulose muito deteriorada.

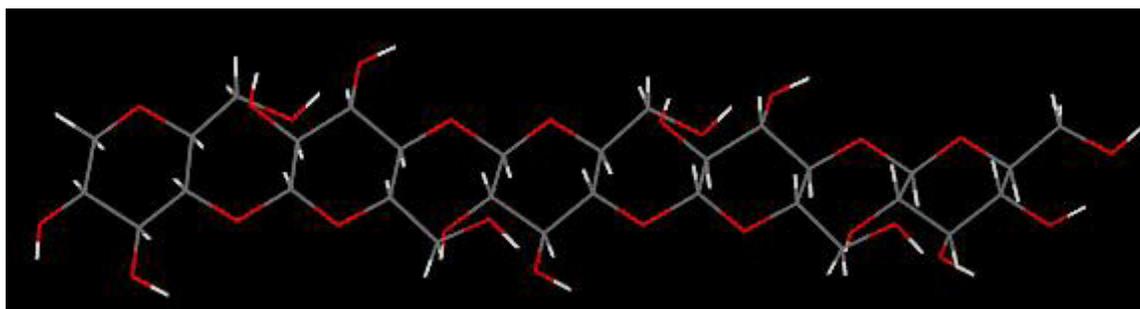


Figura 11 – Simulação das ligações Moleculares de um Papel Kraft Não Envelhecido<sup>42</sup>

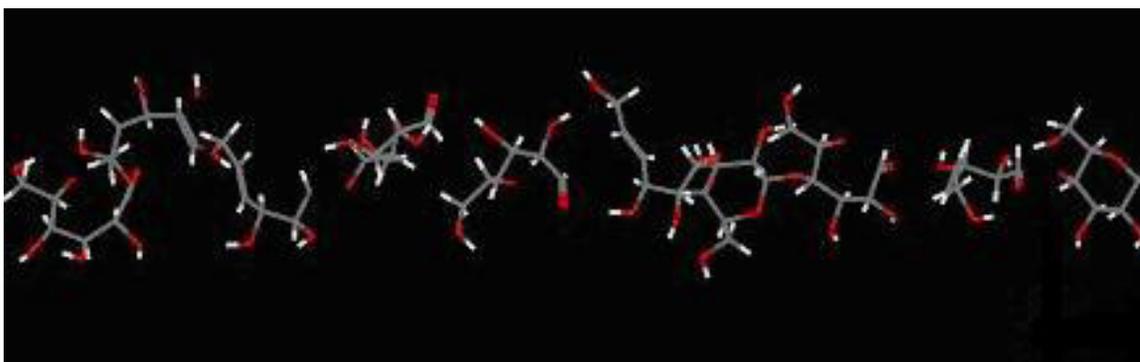


Figura 12 – Ligações Químicas Celulose Envelhecida<sup>43</sup>

Ressalta-se que, embora ocorra alguma variação da rigidez dielétrica do conjunto papel-óleo com a diminuição do GP do papel isolante, o declínio da resistência mecânica do papel é mais acentuada e, para a confiabilidade do transformador, mais

importante que a diminuição da rigidez dielétrica. Assim, em um transformador com isolamento envelhecido, a falha ocorre, na grande maioria das vezes, com o rompimento do papel isolante que não mais resiste às solicitações mecânicas a ele impostas (flexão dos condutores devido às forças eletromagnéticas, dilatação dos condutores com a variação da carga, etc). Com o rompimento do papel isolante, partes energizadas do transformador ficam expostas e o curto-circuito ocorre.

Há uma correlação não linear entre o GP e a resistência mecânica do papel isolante. A velocidade de degradação do papel é maior quanto menor for o valor do GP. Com um GP de 150 a resistência mecânica do papel isolante é cerca de 20% da máxima. Conforme a NBR 5416<sup>44</sup> com esse grau de polimerização o transformador está sujeito a falha, dependendo dos níveis dos esforços mecânicos resultantes de curto-circuitos externos.

A Figura 13 e a Figura 14, obtidas de um trabalho de Lundgaard, Hansen e Painter<sup>45</sup>, que submeteram várias amostras de papel isolante a degradação acelerada, mostram as relações entre resistência a tração e GP encontradas nessas amostras. Na Figura 13 são apresentados os resultados dos ensaios feitos no papel Kraft e na Figura 14 no papel termoestabilizado de nome comercial Insuldur. O papel termoestabilizado apresentou maior dispersão dos resultados, mas são claras, em ambas as figuras, a queda da resistência a tração com a diminuição do GP.

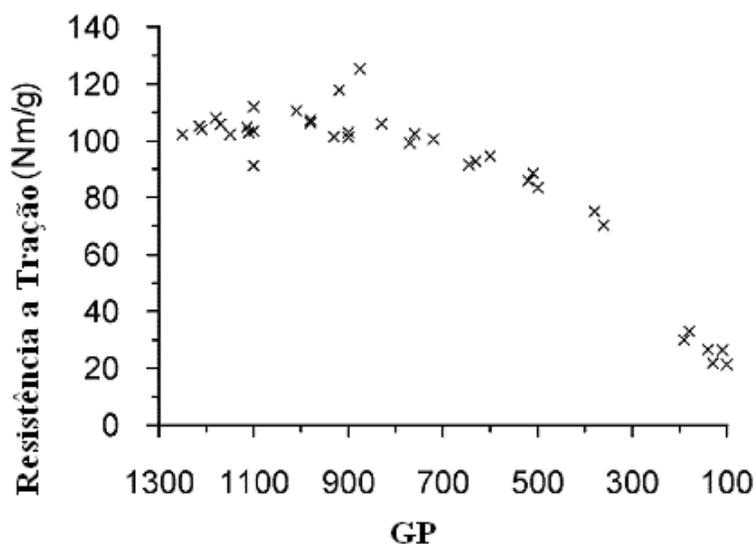


Figura 13 – Resistência a Tração do Papel Isolante Kraft em Relação ao GP

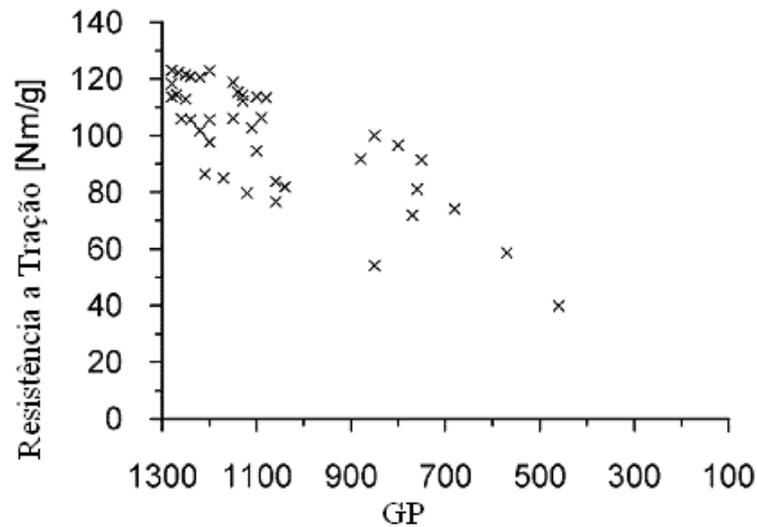


Figura 14 – Resistência a Tração do Papel Termoestabilizado Insuldur em Relação ao GP

O grau de aversão de risco do proprietário do equipamento define o valor do GP que corresponde ao final da vida útil do papel isolante.

A Tabela 7, retirada da instrução de manutenção 3-31 do Bureau of Reclamation americano, mostra a relação entre a vida remanescente do transformador e o valor do GP do papel isolante. Nota-se nessa tabela que a diminuição do GP do papel de 800 (considerada pelo Bureau o início da operação do transformador) para 600 representa uma perda de vida útil do transformador de 21%. Já na alteração do GP de 600 para 400 a vida útil do equipamento diminui 29% e, de 400 para 200 diminui 50%. Observa-se também na Tabela 7 que o Bureau of Reclamation considera o final da vida útil do transformador quando o GP atinge o valor de 200.

Tabela 7 – Relação entre GP e Vida Útil do Transformador<sup>46</sup>

Grau de Polimerização (GP)	Porcentagem de Vida Remanescente (%)
800	100
700	90
600	79
500	66
400	50
380	46
360	42
340	38
320	33
300	29
280	24
260	19
240	13
220	7
200	0

A Figura 15 apresenta condutores, que faziam parte de um enrolamento de baixa tensão de um transformador de 110 MVA, cujo papel isolante encontra-se com GP médio menor que 200. Pode-se perceber, nos condutores em primeiro plano, a cor diferente do papel (aspecto de queimado), presença de “fendas” no papel isolante e uma grande quantidade de regiões onde a primeira camada do papel se desprende. Já a Figura 16 mostra o isolamento entre espiras de um transformador em fabricação, com papel Kraft novo e de aspecto íntegro.



Figura 15 – Enrolamento de Transformador com Papel Isolante de GP < 200<sup>47</sup>



Figura 16 – Isolamento Entre Espiras de um Transformador Novo

### 2.2.1.1 Agentes de degradação do papel isolante

Os principais agentes da degradação do papel isolante são:

- a) Água/ ácidos (degradação por hidrólise);
- b) Temperatura (degradação por pirólise);
- c) Oxigênio (degradação por oxidação).

Em um transformador em operação todos esses agentes estão presentes no interior do equipamento e portanto atacam simultaneamente o papel isolante.

#### 2.2.1.1.1 Influência da temperatura

A temperatura tem influência na velocidade de degradação do papel isolante tanto agindo como catalisador dos outros fatores principais de degradação (hidrólise, oxidação e ataque químico) quanto provocando a pirólise.

A pirólise, ou degradação térmica, ocorre quando a vibração dos átomos do papel, decorrente da energia térmica recebida, desfaz as ligações químicas entre os átomos. Com a quebra das ligações, outros elementos químicos são formados como a água, monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrogênio, compostos furânicos (Hidroximetil-2-Furfural (5H2F), 2-Furfuril álcool (2FOL), 2-Furfural (2FAL), 5-Metil-2-Furfural (5MEF) e 2-Acetil Furano (2ACF)), bem como a glicose. Acima de 200 °C, nos extremos das moléculas de celulose uma reação química específica pode ocorrer levando à formação de outras substâncias, principalmente o levoglicosano<sup>48</sup>.

Conforme Lelekatis e outros<sup>49</sup> a pirólise “pura” acontece em temperaturas superiores a 140 °C, temperatura que não é esperada em um transformador em operação sem defeito interno. Assim, na prática, o isolamento sólido do transformador sofrerá pirólise apenas no caso de defeito interno do equipamento, defeito este que cause aquecimento anormal do papel.

Conforme Esse e outros<sup>50</sup>, os processos de degradação do papel são reações químicas e como tais podem ser descritas pela equação de reações cinéticas de Arrhenius, dada na Equação 1..

$$\frac{1}{GP} - \frac{1}{GP_0} = A * t * e^{\frac{-E_a}{RT}}$$

Equação 1

Onde:

GP = Grau de Polimerização final

GP<sub>0</sub> = Grau de Polimerização Inicial

E<sub>a</sub> = Energia de ativação de Arrhenius

A = Fator multiplicador

R = Constante do gás (8,314 JK<sup>-1</sup> mol<sup>-1</sup>)

T = Temperatura do papel em K

t = Período considerado

O valor do fator multiplicador A depende das características, estado do material e ambiente envolvido na reação química. A Tabela 8 mostra a faixa de valores do multiplicador A, com confiança de 95%, para algumas situações do papel isolante.

Tabela 8 - Valores Típicos do Fator Multiplicador (A)<sup>51</sup>

Material e Ambiente	Valor de A com limite de confiança de 95%	
	Mínimo	Máximo
Papel Termoestabilizado imerso no óleo	7,93E+06	1,68E+08
Papel kraft seco no óleo	2,41E+07	4,71E+08
Papel kraft com 1% de umidade colocado no vácuo	8,41E+07	1,46E+09
Papel kraft com 2% de umidade em contato com o ar	1,83E+08	3,30E+09
Papel kraft com 4% de umidade imerso no óleo	7,66E+08	1,57E+10

O valor da energia de ativação também varia com o material e condições do meio. A Tabela 9, apresenta alguns valores de Energia de Ativação.

Tabela 9 – Energia de Ativação de Arrhenius<sup>52</sup>

Ambiente e Material	Energia de Ativação de Arrhenius (kJ/mol)
Papel kraft em contato com ar	11,47
Papel kraft no óleo mineral	33,69
Papel kraft no óleo mineral com baixo nível de oxigênio e umidade	72,68
Papel termoestabilizado no óleo	120,38
Papel kraft em óleo seco e tratado	91,33

Na literatura podem ser encontradas outras fórmulas para cálculo da perda de vida útil do papel isolante, bem como diferentes valores de Energia de Ativação e multiplicador A. Além disso, estas fórmulas consideram sempre uma temperatura constante, o que não ocorre em um transformador operando no “campo”, cuja temperatura oscila com as variações da carga e da temperatura ambiente.

Clark, que estudou a degradação da celulose na primeira metade do século XX, afirma que a degradação do papel é lenta em temperaturas abaixo de 120 °C, aumentando significativamente quando a temperatura cresce acima deste valor<sup>53</sup>. A Figura 17 mostra o resultado de um experimento de Clark, onde amostras de papel seco foram imersas em óleo mineral seco e, sem contato com a atmosfera, submetidas a uma temperatura controlada. Percebe-se nessa figura a grande diferença na velocidade de degradação com a variação da temperatura.

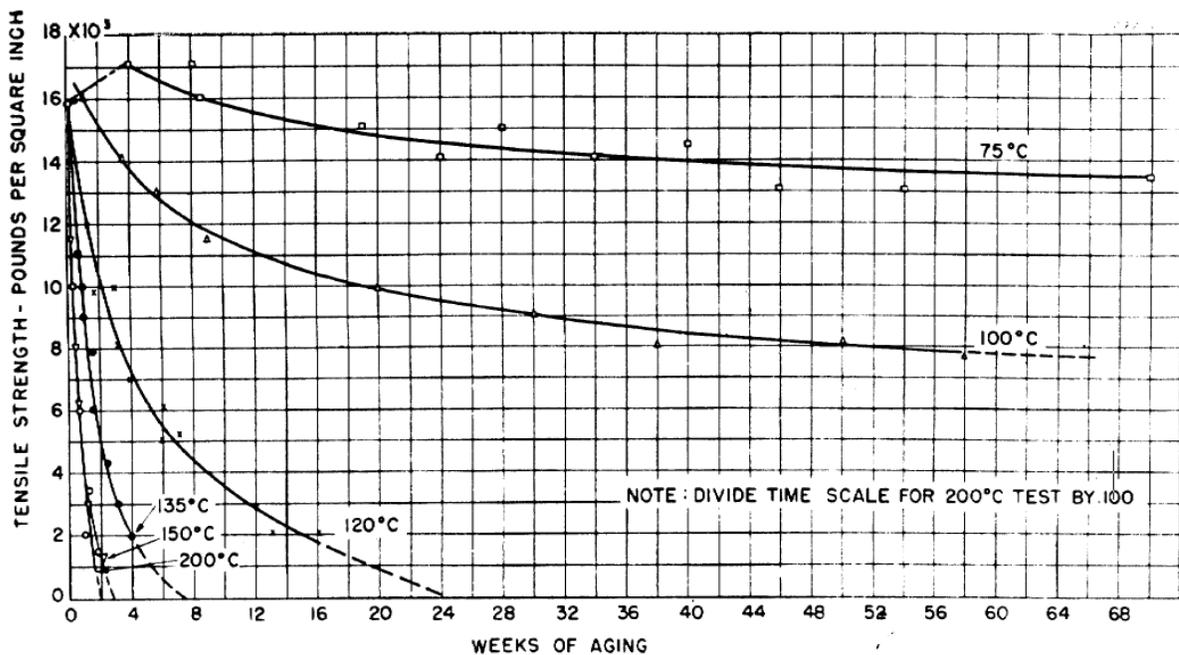


Figura 17 – Influência da Temperatura na Resistência à Tração do Papel<sup>54</sup>

Conforme a NBR 5416, pode-se calcular a perda de vida do transformador, ao longo de um período de tempo em que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento permanece constante pela Equação 2<sup>55</sup>,

$$PV\% = 10^{-\left(\frac{B}{273+\theta} + A\right)} \times 100\Delta t$$

Equação 2

Onde:

PV% = Taxa de envelhecimento global da isolação sólida

A= -14,133 para transformador com temperatura de operação máxima de 55°C

A=-13,391 para transformador com temperatura de operação máxima de 65°C

B = 6.972,15

Θ = Temperatura do ponto mais quente do enrolamento em °C

Δt= Intervalo de tempo em horas

A Equação 2 desconsidera a influência dos outros agentes de degradação, pois o objetivo da norma é estimar a perda de vida do transformador em função do seu carregamento (e portanto temperatura), subsidiando uma tomada de decisão com relação a operação do equipamento em sobrecarga.

### 2.2.1.1.2 Influência do oxigênio

O oxigênio ataca os átomos de carbono na molécula da celulose formando ácidos (os principais são o ácido fórmico, ácido acético, ácido levulínico), bem como aldeídos<sup>56</sup>. Se os átomos de carbono que participam da ligação entre os anéis são atacados ocorre a cisão da cadeia de celulose, com a consequente diminuição do GP. Nessa cisão são formados água, monóxido de carbono, dióxido de carbono e hidrogênio. A Figura 18 mostra esse processo.

O processo de oxidação apresenta baixa energia de ativação (ou seja, energia mínima na qual as colisões de moléculas resultarão em reação), com valores menores que os da energia de ativação da hidrólise. Por isso, a oxidação é o primeiro processo de envelhecimento no sistema de isolamento sólido de um transformador. Porém, com a produção de ácidos nessa etapa e com a presença de umidade no sistema, a reação de hidrólise ácida também começa a ocorrer, fazendo com que esses dois processos de envelhecimento coexistam<sup>57</sup>.

Conforme Bassetto, estudo realizado por Fabre e Pichon, concluiu que um transformador com pouco oxigênio interno (menos que 300 ppm) tem uma taxa de degradação cinco vezes menor que uma unidade selada (sem contato com a atmosfera) e de 40 a 50 vezes menor que um transformador aberto (onde o óleo está em contato com a atmosfera)<sup>58</sup>.

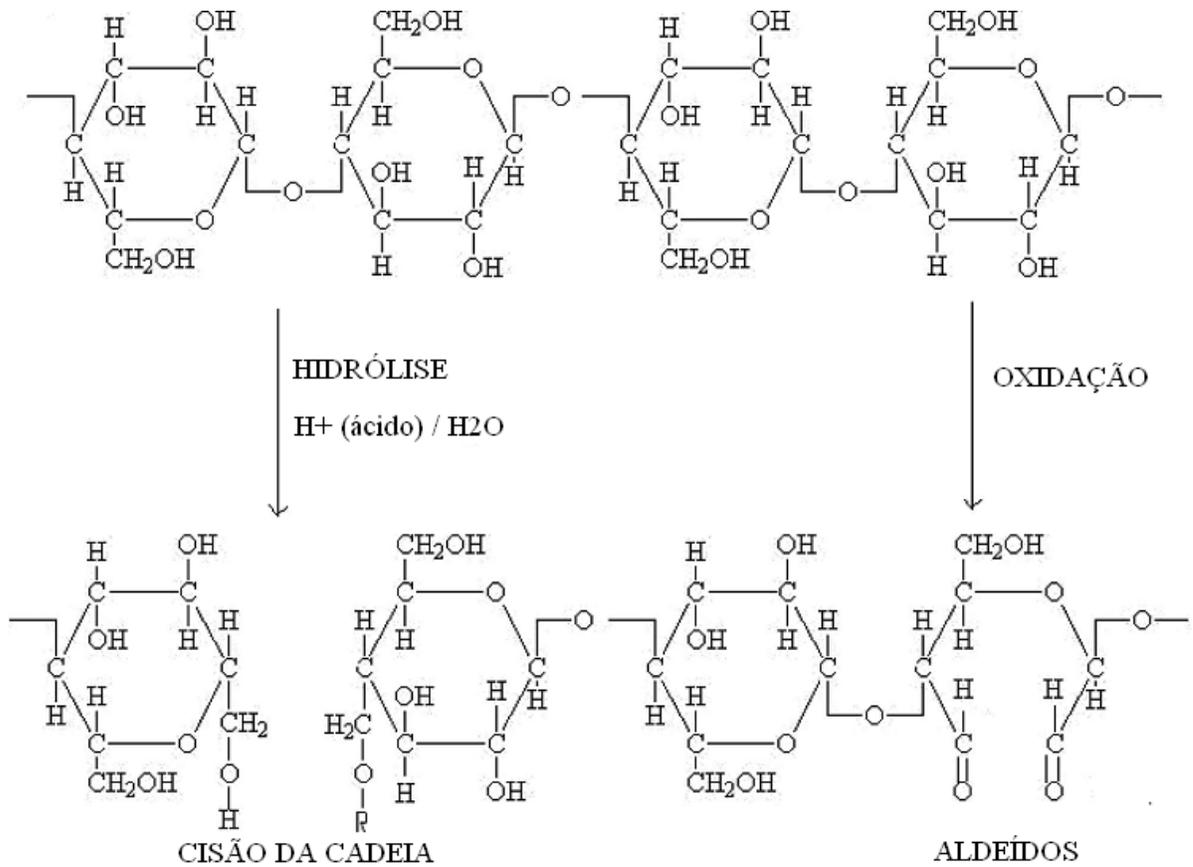


Figura 18 – Hidrólise e Oxidação do Papel Isolante<sup>59</sup>

Já a Figura 19 mostra o resultado de experimento conduzido por Emsley, e outros, que analisaram a diminuição do GP do papel isolante em várias condições de umidade e oxigênio a uma temperatura de 140 °C. Neste gráfico percebe-se uma maior influência da água que do oxigênio nesta temperatura, fato também apontado no trabalho de Lundgaard, Hansen e Linhjell<sup>60</sup>.

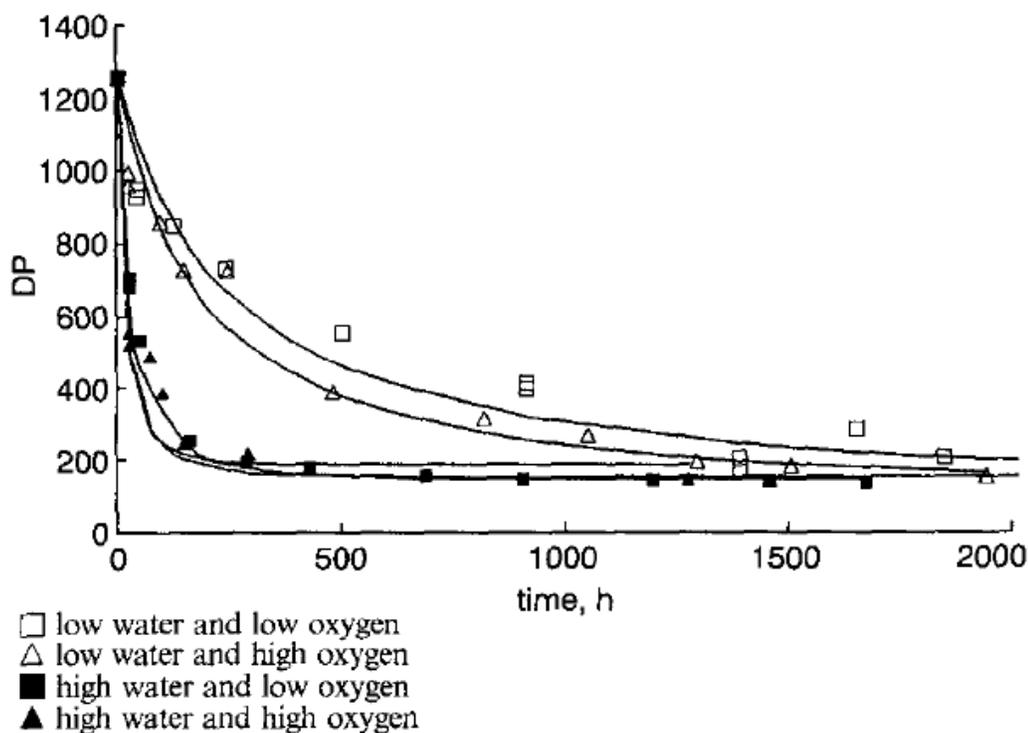


Figura 19 – Efeitos da Água e Oxigênio no GP - Temperatura 140 °C<sup>61</sup>

Não está totalmente esclarecida a dinâmica entre os mecanismos de deterioração do isolante sólido. Lundgaard<sup>62</sup>, citando outros autores, sugere que o mecanismo de deterioração do papel tem início com a oxidação, quando a água no interior do transformador é pouca e isenta de ácidos. Nessas condições, as oxidações do óleo mineral e do papel isolante produzem ácidos, que progressivamente suprimem as reações de oxidação e fortalecem as reações da hidrólise. Assim, em um transformador úmido a hidrólise torna-se o principal fator de degradação do papel isolante.

#### 2.2.1.1.3 Influência da água e ácidos

A hidrólise é causada pela ação das moléculas de água e dos ácidos de baixa massa molar. Este processo de degradação tem início quando uma molécula de água retira um íon de hidrogênio (H<sup>+</sup>) do ácido. Em seguida o íon de hidrogênio combina com um átomo de oxigênio da molécula do papel quebrando a cadeia polimérica. Com isso o

ânion remanescente do ácido (RCOO<sup>-</sup>) une-se ao cátion (+CH<sub>2</sub>R) da celulose<sup>63</sup>. A Figura 18 mostra a quebra da cadeia polimérica com a hidrólise.

Os ácidos de baixa massa molar como o fórmico, o acético e o levulínico (que são formados na degradação da celulose) são mais facilmente adsorvidos pelo papel isolante que os ácidos de maior massa molar como o esteárico e o naftênico (frutos da degradação do óleo). A causa provável deve-se ao fato dos ácidos de baixa massa molar serem solúveis em água e com isso facilmente adsorvidos pelo papel, já que no papel encontra-se a maior parte da água presente no interior do transformador<sup>64</sup>.

Os ácidos de baixa massa molar tem grande influência no processo de degradação do papel, enquanto os ácidos de elevada massa molar parecem não influenciar significativamente<sup>65</sup>. Com isto, a medição “tradicional” de índice de neutralização realizada quando do teste físico-químico no óleo isolante, cuja quantificação não distingue os ácidos de baixa e alta massa molar, deve ser aceita com ressalvas.

Conforme Lundgaard, Hansen e Painter<sup>66</sup> a velocidade de degradação em razão da ação da hidrólise dependente da concentração dos íons de hidrogênio (H<sup>+</sup>). Portanto, a influência dos ácidos de baixa massa molar e da água é indireta, pois eles são os responsáveis pela formação dos íons de hidrogênio e, portanto definem sua concentração. Como resultado da hidrólise há a formação de água e o enfraquecimento da cadeia de celulose.

A Figura 20, resultado de experimento de Clark, mostra o aumento da velocidade da degradação da celulose imersa em óleo com o aumento do teor de água<sup>67</sup>.

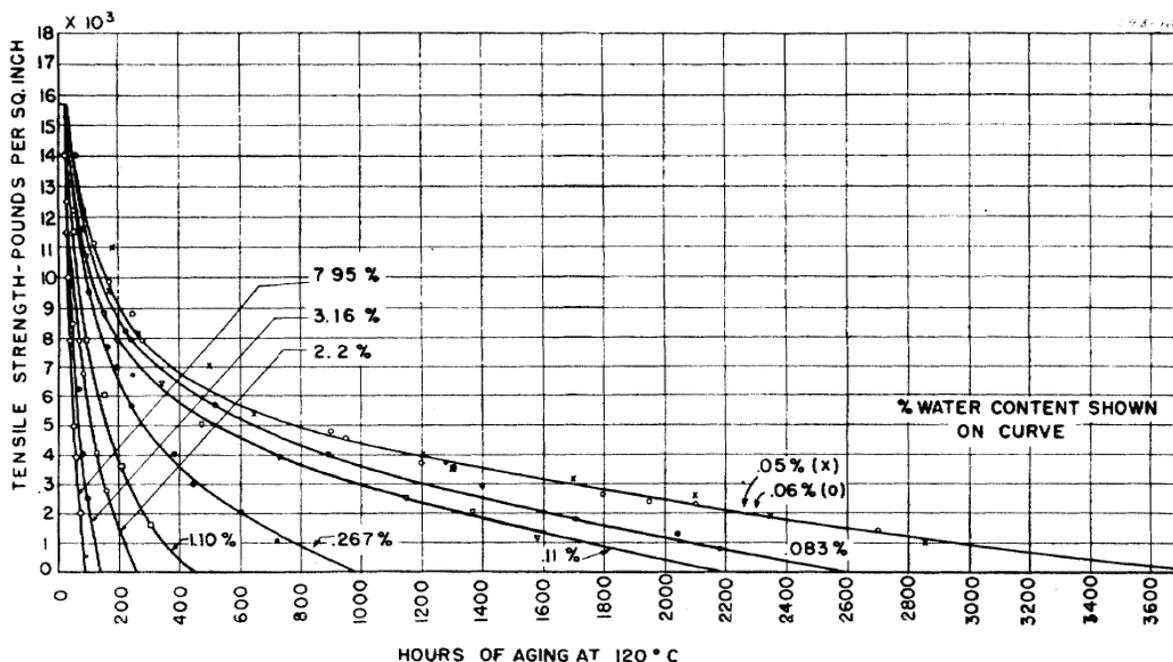


Figura 20 – Redução da Resistência Mecânica do Papel em Função da Umidade<sup>68</sup>

#### 2.2.1.1.3.1. Água no Interior do Transformador

Sempre haverá água no interior de um transformador. Esta água pode ter origem externa (proveniente da atmosfera) ou interna (não extraída durante o processo de secagem do transformador em fábrica ou ser um subproduto das reações químicas da degradação do óleo e do papel isolante).

A água pura é um excelente isolante, mas na existência de solutos sais ou ácidos, sua resistividade declina acentuadamente.

A maior parte da água fica retida no isolamento sólido, pois a celulose é um material higroscópico e o óleo, ao contrário, tem pouca afinidade com a água. A divisão desta água entre o isolante sólido e o líquido é alterada com a temperatura; ocorrendo o aumento da quantidade da água presente no óleo com a elevação temperatura.

A parcela da água presente no óleo encontra-se dissolvida até ser atingido o limite de saturação do óleo. A partir desse limite ocorrerá a formação de água livre, que tende a se precipitar no óleo na forma de gotas ou de água em suspensão<sup>69</sup>.

A Figura 21 apresenta curvas isotérmicas, mostrando os montantes de água retidos no isolante sólido e no óleo mineral isolante em várias temperaturas. Esta figura

é normalmente utilizada para a estimativa da quantidade de água presente no isolamento sólido, tendo-se medido a quantidade de água no óleo e a temperatura.

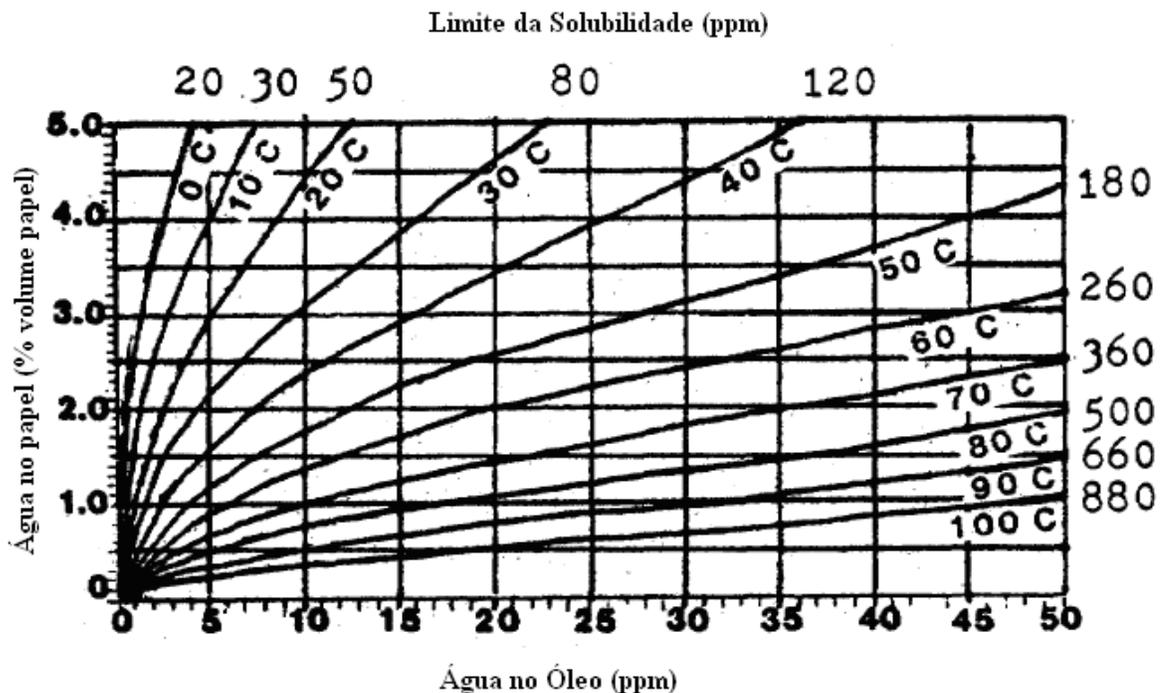


Figura 21 – Divisão da Água entre o óleo Mineral Isolante e a Celulose no Interior do Transformador<sup>70</sup>

Em um transformador a água não está distribuída de maneira uniforme tanto no isolamento sólido quanto no líquido. Os principais fatores que contribuem para a distribuição da água presentes nesses isolantes são:

a) Campos elétricos: A água é um composto polar e portanto é atraída pelo campo elétrico tendendo a se concentrar nas regiões onde o campo elétrico é mais forte;

b) Cargas elétricas: Sendo eletropositiva a água é atraída pelas cargas negativas e repelida pelas positivas;

c) Diferenças de temperatura: Como a temperatura no interior do transformador não é constante, haverá alteração na concentração de água, como anteriormente apresentado;

d) Velocidade do óleo: A água presente no óleo tende a ter distribuição mais uniforme quanto maior for a velocidade de circulação do óleo.

Com relação aos limites admissíveis de água presente no papel, a instrução 3-30 “Transformer Maintenance” do Bureau of Reclamation recomenda<sup>71</sup>:

a) Papel isolante com porcentagem de água igual ou superior a 2,5% M/DW: Secagem da parte ativa;

b) Papel isolante com umidade acima de 4 % M/DW: Risco de arco interno para temperaturas maiores que 90 °C.

Já no sistema proposto por Myers, há uma separação em cinco “grupos de umidade”, segregados em três classes de tensão, conforme pode ser observado na Tabela 10. A filosofia para definição de cada grupo é baseada na velocidade de degradação do papel, risco de falha e na dificuldade em retirar o excesso de umidade da parte ativa do transformador (obtida da prática de secagem de transformadores). Segundo esse método, qualquer transformador fora do grupo “A” encontra-se úmido e sua condição deve ser melhorada. O grupo “D”, conforme Myers, representa o pior caso tolerável, onde ainda há esperança em reverter à situação com a secagem adequada. Já no grupo F há risco de falha catastrófica do transformador devido à alta umidade.

Tabela 10 – Limite de Cada Grupo em %M/DW<sup>72</sup>

Classe de Tensão	Grupo A	Grupo B	Grupo C	Grupo D	Grupo F
Até 69 kV	0 a 1,25	1,26 a 2	2,01 a 2,5	2,51 a 4	4,01 e acima
Maior que 69 kV e menor que 230 kV	0 a 0,85	0,86 a 1,35	1,36 a 1,7	1,71 a 2,65	2,66 e acima
Igual ou maior que 230 kV	0 a 0,55	0,56 a 0,85	0,86 a 1,05	1,06 a 1,7	1,71 e acima

### 2.3 Descargas Parciais

As normas ASTM D 1868-7<sup>73</sup> e IEC 60270<sup>74</sup> definem descarga parcial como uma descarga elétrica que une parcialmente o isolamento entre condutores. Já Arora e Mosch<sup>75</sup>, que preferem o termo ruptura parcial do isolamento, ao tradicional descarga

parcial, esclarecem que este fenômeno ocorre quando em determinada região do sistema isolante o campo elétrico estressa o dielétrico a tal ponto que, nesta região, ele deixa de funcionar como isolante.

Quando descarga parcial ocorre em um isolante gasoso, recebe o nome de “corona”; no interior de um isolante líquido ou sólido, “descarga interna”; já entre a superfície do isolante líquido ou sólido e um isolante gasoso, denomina-se “descarga de superfície”, ou mais comumente chamado “tracking”.

Deve-se frisar que a falha no isolamento, da qual se originam as descargas parciais, é um acontecimento local, assim o sistema de isolamento (como um todo) continua realizando sua função apesar da ocorrência dessas descargas.

Descargas parciais geralmente provocam pulsos com durações menores que 1  $\mu$ s. A energia da centelha resultante poderá quebrar as ligações das moléculas do isolante alterando suas propriedades químicas e físicas<sup>76</sup>, ou seja, as descargas parciais contribuem para a deterioração do sistema isolante.

A detecção e a medição de descargas parciais baseiam-se no monitoramento das manifestações, efeitos e mudanças que a energia das descargas provoca, como<sup>77</sup>:

- a) Pulsos elétricos;
- b) Alterações no fator de potência do dielétrico;
- c) Radiação (luz);
- d) Ruídos;
- e) Reações químicas;
- f) Aumento na pressão no caso de dielétricos gasosos.

A presença de descargas parciais no óleo isolante levará ao aparecimento de hidrogênio, metano e, em alguns casos, etano, que são os gases combustíveis formados na degradação do óleo isolante em processos de menor energia. Já no papel isolante a ação de descargas parciais levará à formação do gás monóxido de carbono, mudança na cor do papel, e, em alguns casos, carbonização com diminuição da resistência à tração e rigidez dielétrica na área atingida.

A Figura 22 mostra o formato de propagação típico de uma descarga parcial no óleo isolante.

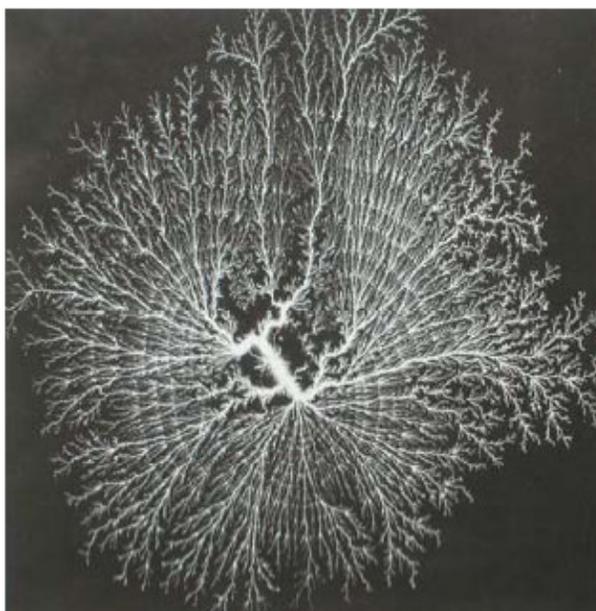


Figura 22 – Formato Propagação Descargas Parciais no Óleo<sup>78</sup>

## 2.4 Furanos

As pesquisas relacionando furanos e envelhecimento do transformador tiveram início na década de 1980<sup>79</sup> e têm recebido atenção crescente nos últimos 20 anos pela possibilidade de obtenção da indicação da vida remanescente do transformador através de um ensaio simples, não intrusivo, relativamente barato e que pode ser realizado sem o desligamento do equipamento.

Os derivados de furano produzidos no interior do transformador são produtos exclusivos dos derivados de madeira no interior do transformador, principalmente do isolante sólido. Como são parcialmente solúveis em óleo isolante as concentrações e descoberta de quais os componentes furânicos estão presentes podem ser descobertos com a análise de uma amostra do óleo do transformador.

O processo químico que rege a formação dos furanos em um transformador ainda não está bem elucidado, alguns autores entendem que esses elementos são originados com a degradação da glicose, após a quebra da cadeia do papel isolante. Já outros autores sustentam que a formação dos furanos ocorre com a deterioração da hemicelulose<sup>80</sup>.

O derivado de furano formado dependerá das condições internas do transformador como a temperatura, montante de água e oxigênio. Os principais furanos existentes e úteis na análise das condições do transformador são:

- a) 2-Furfural (2FAL);
- b) 5-Hidroximetil-2-Furfural (5HMF);
- c) 2-Furfuril álcool (2FOL) ou álcool furfurílico;
- d) 5-Metil-2-Furfural (5MEF);
- e) 2-Acetil Furano (2ACF);

A Figura 23 mostra as estruturas químicas desses componentes furânicos.

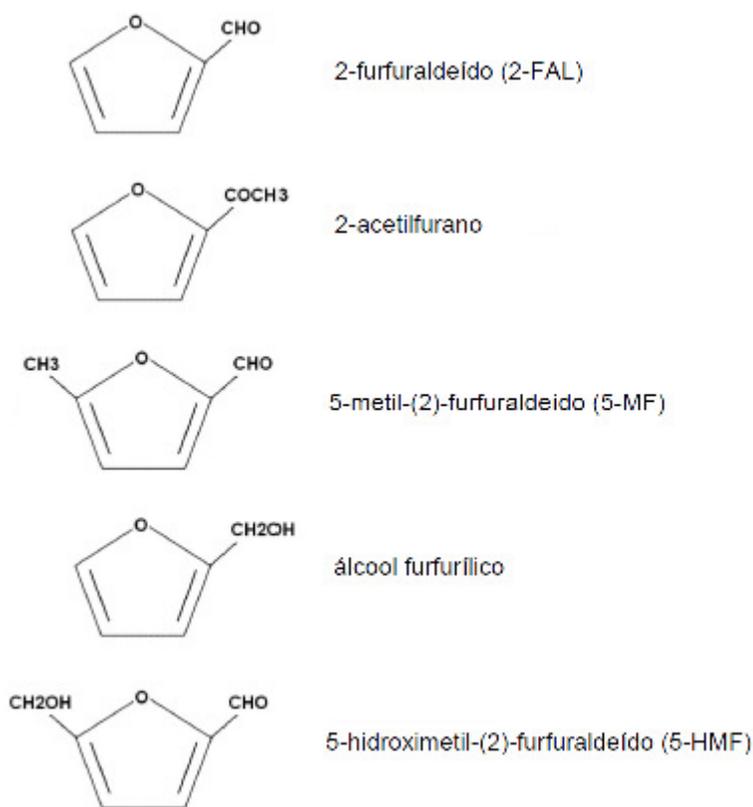


Figura 23 – Estruturas Químicas dos Compostos Furânicos mais Importantes na Análise das Condições do Transformador<sup>81</sup>

Desses elementos químicos, o mais utilizado na avaliação das condições do transformador é o 2FAL, devido a sua maior taxa de geração e relativa estabilidade.

### 2.4.1 Estabilidade dos furanos

Para que a quantificação e discriminação dos furanos presentes no óleo mineral isolante possam ser utilizados na avaliação da condição do isolamento sólido de um transformador, esses compostos furânicos devem ser estáveis.

Testes em laboratórios mostraram que em temperaturas inferiores a 100 °C e em um ambiente com baixa presença de oxigênio os furanos 5-Hidroxi metil-2-Furfural (5HMF); 2-Furfural (2FAL); 5-Metil-2-Furfural (5M2F); 2-Furfuril álcool (2FOL) e 2-Acetil Furano (2ACF) são estáveis. Já em temperaturas entre 100°C e 160 °C, apenas os furanos 2FAL, 5M2F e 2ACF continuaram estáveis<sup>82</sup>. Como a temperatura média do transformador, operando em condições normais, não deve exceder 95 °C e a temperatura do ponto mais quente 105 °C, conforme NBR 5356-2<sup>83</sup>, pode-se considerar que no quesito temperatura a utilização dos furanos como plataforma para avaliação do isolamento do transformador é confiável.

Com relação à estabilidade a oxidação, estudos em transformadores com respiro livre indicaram que apenas os furanos 2FAL, 5M2F e 2ACF são, nesta condição, suficientemente estáveis para servirem como elemento de teste<sup>84</sup>. Assim na interpretação do resultado dos ensaios de quantificação de furanos a instabilidade de alguns elementos deve ser levada em consideração.

A Tabela 11 resume resultado de experimento visando determinar a estabilidade dos furanos sob temperatura controlada e oxidação. As linhas da tabela foram ordenadas do furano mais instável (2FOL na linha superior) para o mais estável (2ACF na última linha).

Tabela 11 – Estabilidade Relativa de Furanos sob Oxidação e Temperaturas<sup>85</sup>

Tipo de Furano	Perda de Concentração de Furanos			
	Após 2 semanas a 90 °C	Após 8 semanas a 90 °C	Após 2 semanas a 110 °C	Após 8 semanas a 110 °C
2FOL	***	****	****	****
5HOM	**	***	***	****
2FAL	**	**	**	***
5M2F	*	*	*	**
2ACF	*	*	*	**

Onde:

\* Perdas entre 0 e 10%

\*\* Perdas entre 10 e 20%

\*\*\* Perdas entre 20 e 40%

\*\*\*\* Perdas entre 40 e 100%

Em um transformador em operação há contínua geração e degradação de furanos. O comum é que o montante dos furanos produzidos seja maior que o degradado e portanto o teor de furanos aumente com o passar do tempo.

#### **2.4.2 Uso de furanos para detecção de problemas internos**

A análise do tipo e quantidade de furanos diluídos no óleo pode ser utilizada para detecção de defeitos internos bem como do envelhecimento do isolante sólido do transformador.

Conforme Meyers<sup>86</sup> existe relação entre o composto furânico formado e um possível defeito ou anormalidade do equipamento. Assim a quantificação e discriminação dos furanos é uma boa ferramenta para a predição de defeitos em transformadores. A relação entre o tipo de furano e o provável defeito é mostrada abaixo:

a) 2-Furfural (2FAL): Composto furânico mais comum e o mais utilizado na análise das condições do transformador. É constituído pelo sobreaquecimento da celulose;

b) 5-Hidroximetil-2-Furfural (5HMF): Forma-se como resultado do envelhecimento do papel por oxidação;

c) 2-Furfuril álcool (2FOL): Formado pela umidade excessiva, indicativo do envelhecimento do papel devido à ação da umidade;

d) 5-Metil-2-Furfural (5M2F): Forma-se como resultado de localizado e intenso aquecimento da celulose (ponto quente);

e) 2-Acetil Furano (2ACF). Raramente encontrado no interior do transformador em operação, mas encontrado frequentemente em transformadores que

vieram a falhar pela ação da descarga atmosférica. Assim, suspeita-se que seja resultante de estresse elétrico.

Atualmente não existe norma que estabeleça limites para a quantidade de furanos diluídos no óleo ou para sua taxa de crescimento, mas uma evolução do nível de furanos muito acima da média histórica é um forte indicativo de rápida degradação do isolante sólido causada por um defeito interno. Já uma alta concentração de furanos mostra um isolamento sólido degradado.

A Tabela 12 mostra a relação entre furanos, GP e vida útil do transformador presente na instrução “FIST 3-31 Transformer Diagnostics” do Bureau of Reclamation americano<sup>87</sup>. Observa-se o uso apenas do furano 2FAL para a estimativa de vida utilizada com o papel Kraft “normal” e da soma dos furanos na estimativa para o papel termoestabilizado. Nota-se também uma geração de furanos no papel termoestabilizado, sempre menor que a do papel Kraft, em toda a vida útil do isolamento.

Tabela 12 – Relação entre Furanos, GP e Vida Útil do Transformador

Papel não Termoestabilizado 2FAL (ppb)	Papel Termoestabilizado Total Furanos (ppb)	Grau de Polimerização	Vida Útil Utilizada (%)
58	51	800	0
130	100	700	10
292	195	600	21
654	381	500	34
1464	745	400	50
1720	852	380	54
2021	974	360	58
2374	1113	340	62
2789	1273	320	66
3277	1455	300	71
3851	1664	280	76
4524	1902	260	81
5315	2175	240	87
6245	2487	220	93
7337	2843	200	100

Não é simples estabelecer a relação entre a quantidade de furanos e o grau de envelhecimento do papel isolante (ou em outras palavras o valor de GP), pois

existem outros fatores, além da degradação do isolante sólido, que influenciam a concentração de furanos no óleo isolante, tais como:

a) Tipo de papel: O papel Kraft “normal” produz mais furanos que o papel termoestabilizado. Outros tipos de isolantes como linho, seda, etc. que são utilizados em alguns transformadores também produzem furanos em uma taxa diferente do papel Kraft;

b) Outras fontes: Madeira, papelão e outros derivados da madeira presentes no interior do transformador (utilizados como espaçadores, suportes, etc.) também geram furanos. Estas outras fontes em um transformador “normal” possuem massa total bem menor que o isolante sólido, assim a contribuição tende a ser muito menor do que a do papel Kraft;

c) Estabilidade dos compostos furânicos. A degradação dos furanos diminui a concentração desses elementos;

d) Partilha dos furanos entre o papel isolante e o óleo: A maior parte dos compostos furânicos gerados permanecem no papel isolante. Apenas uma pequena porção é diluída no óleo. Esta divisão de furanos entre o papel e o óleo varia com a temperatura. A Tabela 13 apresenta resultado de experimento onde se mediu a relação dos furanos presentes no óleo e no papel em três temperaturas distintas. Pode-se notar nessa tabela que a variação da partição não é linear com a temperatura o que prejudica a precisão da análise. Além da temperatura há indícios de que de teor de água afeta a distribuição de furanos entre o óleo e o papel<sup>88</sup>.

Tabela 13 – Quantidade de Furanos Diluído no Óleo em Relação aos Presentes no Papel Isolante<sup>89</sup>

Coeficiente Partição Óleo/Papel			
Tipo de Furano	Temperatura		
	25 °C	70 °C	90 °C
5-Hidroxi metil-2-Furfural	0%	0%	0%
2-Furfuril álcool	3%	8%	4%
2-Furfural	22%	19%	19%
5-Metil-2-Furfural	49%	29%	30%
2-Acetil Furano	61%	38%	36%

e) Tratamento do óleo isolante: Serviços de desgaseificação ou regeneração do óleo isolante eliminam parte dos furanos presentes no transformador. No trabalho “Large-Scale Survey of Furanic Compounds in Operating Transformers and Implications for Estimating Service Life<sup>90</sup>” é relatado um caso onde um transformador com uma quantidade inicial de 2FAL de 2.444 ppb teve o óleo tratado. O montante de 2FAL caiu para 381 ppb logo após o tratamento e foi subindo lentamente até se estabilizar em 1.151 ppb (47% do valor inicial). Assim para uma boa correlação entre furanos e vida do transformador é importante o conhecimento do histórico de manutenção do equipamento;

f) Mudanças na taxa de geração de furanos: A taxa de produção de furanos aparenta ser maior em transformadores novos do que em transformadores envelhecidos para a mesma temperatura<sup>91</sup>.

Mostrando a dificuldade em correlacionar o montante de furanos com a vida útil do transformador, Cheim, Haug e Dupont<sup>92</sup> investigaram as discrepâncias entre os vários métodos propostos. A Figura 24 mostra a relação entre o grau de polimerização e a quantidade de 2FAL nos modelos propostos por Pablo, Vuarchex, Burton e Chendong, com indicação dos desvios máximos entre os modelos no início (25%), meio (75%) e final (130%) da vida útil do transformador.

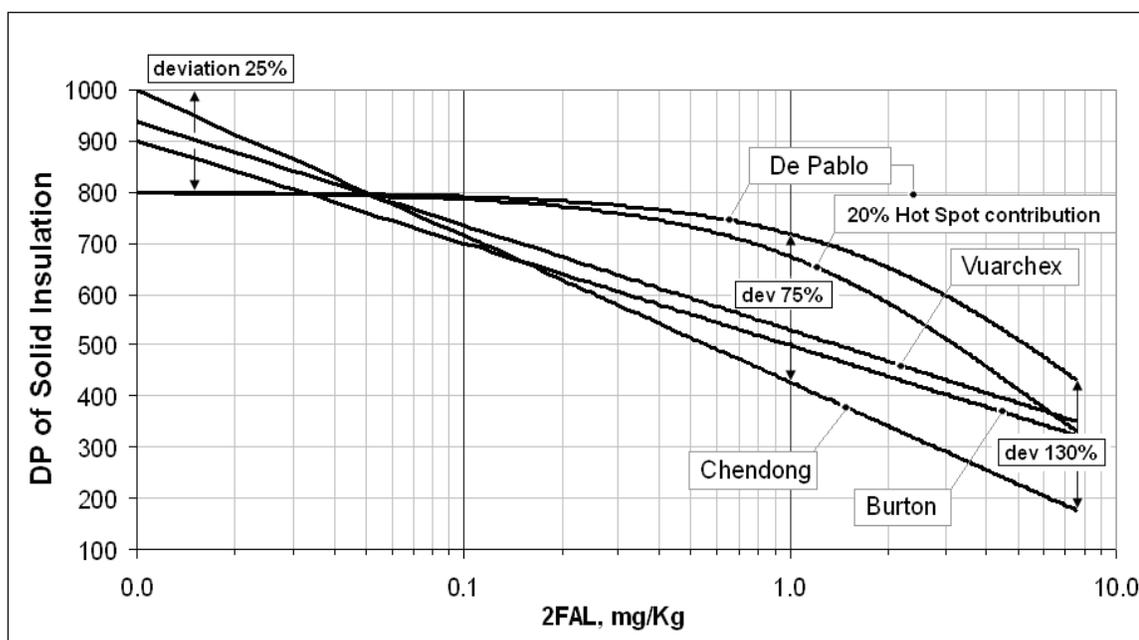


Figura 24 – Relação GP x 2FAL<sup>93</sup>



### 3 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DO TRANSFORMADOR

Os ensaios realizados objetivaram relacionar a umidade com a ocorrência de descargas parciais no interior do transformador e a influência dos ácidos de baixa massa molar na degradação do papel isolante. Para tal foram realizados testes em campo e em laboratório.

#### 3.1 Ensaios em Campo

Foram escolhidos dez transformadores de potência em operação no SIN para realização de ensaios de descargas parciais e avaliação do teor de umidade no isolamento sólido.

A Tabela 14 apresenta os transformadores escolhidos para a pesquisa.

Tabela 14 - Transformadores Escolhidos para Análise

Número de Série	Ano de Fabricação	Potência Nominal (MVA)	Tensão (kV)	
			Primária	Secundária
4600325	2009	40	13,8	138
2214	2005	40	13,8	138
46.487	1982	112	13,8	138
3790	2001	65	13,8	138
3788	2007	53	13,8	138
21161	2002	45	13,8	138
8687 / 2	2000	50	13,8	138
34370	2011	50	13,8	138
32278	1978	20,4	13,8	138
5.100.396	2001	65	13,8	138

### 3.1.1 Ensaios de descargas parciais

A detecção de descargas parciais, em todos os transformadores, foi realizada de maneira “on-line” não contínua pela empresa Techimp, através da medição do pulso elétrico irradiado por cada descarga, utilizando-se sensores instalados nos “taps” de ensaio das buchas de alta tensão dos transformadores.

A Figura 25 mostra um sensor de descargas parciais “Techimp” instalado em uma bucha.



Figura 25 – Sensor de Descargas Parciais Instalado na Bucha de Alta Tensão

O sinal proveniente de cada sensor é coletado por um aquisitor e tratado utilizando-se o software “PD Processing II” que permite a ordenação dos pulsos pela frequência e velocidade de propagação, reconhecendo em cada conjunto de pulsos

pela comparação por padrões pré-estabelecidos, sua causa (ruído, corona externo, descargas internas, etc.).

A Figura 26 mostra um exemplo prático de separação dos pulsos, onde:

a) Sinal adquirido antes do tratamento: pulsos de tensão e senóide de referência

b) Janela de separação dos pulsos adquiridos por grupos. No exemplo os pulsos foram agrupados em dois grupos: A e B.

c) Distribuição dos pulsos do grupo A em relação à senóide de referência

d) Distribuição dos pulsos do grupo B

e) Identificação do software das causas dos pulsos do grupo A, conforme padrão pré definido, onde pode-se perceber que a maior parte dos pulsos referem-se a descargas internas.

f) Identificação dos pulsos do grupo B, cuja causa é ruído.

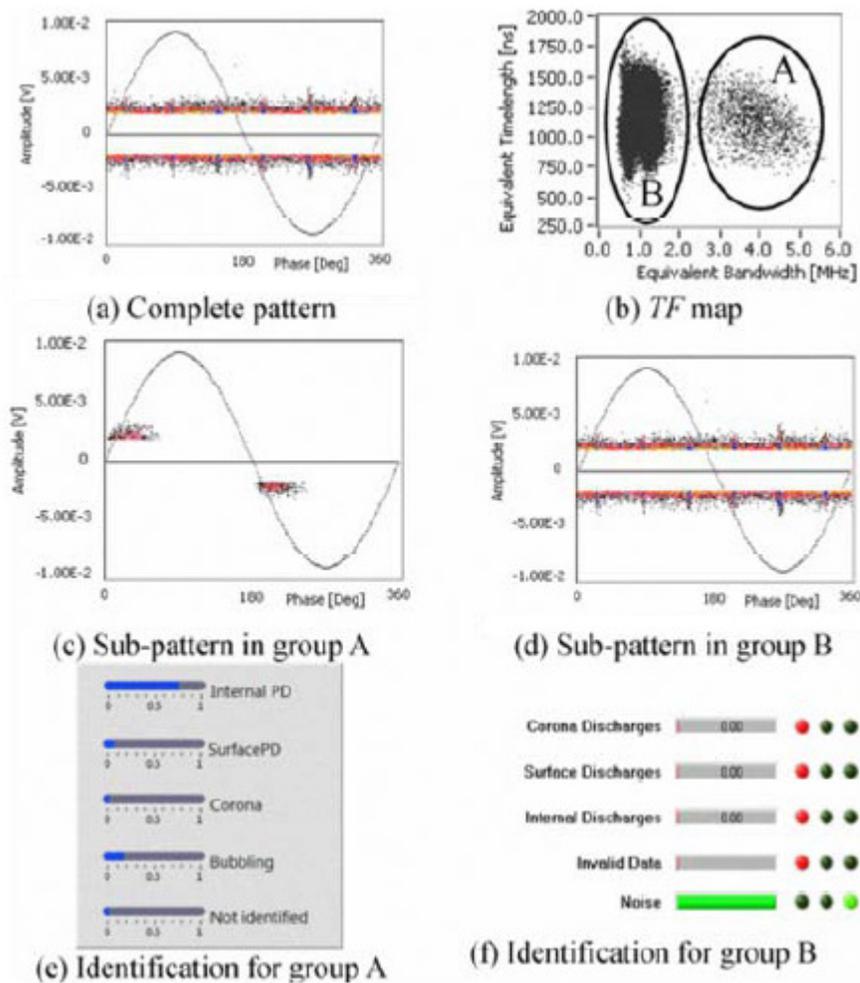


Figura 26 – Separação e Identificação dos Sinais Adquiridos – Software PDProcessingII\*

O diagnóstico de cada transformador, referente à presença de descargas parciais, foi realizado utilizando-se um código de cores (verde, amarelo e vermelho), conforme Tabela 15.

Tabela 15 – Código Utilizado para Diagnóstico dos Transformadores Referente ao Nível de Descargas Parciais Encontrado

Alarme Verde		Ruído, distúrbios ou DP devido a descargas superficiais externas/corona.
Alarme Amarelo		Atividade DP ainda não perigosas – Repetir Medições dentro de 06 meses a fim de se verificarem possíveis tendências.
Alarme Vermelho		Atividade DP que irá requerer um plano de manutenção. Repetir medições dentro de 03 meses.

\* Figura fornecida por Techimp Brasil Monitoramento Global de Sistemas de Energia LTDA

Os resultados dos ensaios de descargas parciais são mostrados na Tabela 16. Percebe-se que apenas o transformador número de série 3788, não ficou isento de sinais de DP (alarme “amarelo” em sua fase vermelha, enquanto os demais foram diagnosticados com “alarme verde” em todas as fases). A pedido da Techimp o ensaio de DP foi repetido dois meses depois no transformador número de série 3788 e o fenômeno apresentado no primeiro ensaio não se repetiu. Com isso, considerou-se que os dados de descargas parciais desse transformador não são confiáveis e portanto foram desconsiderados.

Tabela 16 – Resultados dos Ensaio de Descargas Parciais

Transformador Número Série	Fase	Sinais Encontrados	Diagnóstico
5.100.396	Azul	Ruído	
	Vermelha	Ruído/Distúrbios	
	Branca	Descargas Corona	
4.600.325	Azul	Cross Talk/Ruído	
	Vermelha	Cross Talk/Ruído	
	Branca	Descargas Corona/Ruído	
2214	Azul	Distúrbios	
	Vermelha	Ruído /Cross Talk	
	Branca	Corona Externo	
3788	Azul	Cross Talk/Corona Externo	
	Vermelha	Corona Externo /Descargas Superficiais	
	Branca	Cross Talk/Corona Externa	

Tabela 16 – Continuação

Transformador Número Série	Fase	Sinais Encontrados	Diagnóstico
21161	Azul	Distúrbios	
	Vermelha	Corona	
	Branca	Disturbios/Crosstalk	
8687-2	Azul	Distúrbios/Corona Externo	
	Vermelha	Distúrbios	
	Branca	Distúrbios	
34370	Azul	Distúrbios/Corona	
	Vermelha	Corona	
	Branca	Distúrbios/Corona	
32278	Azul	Cross Talk Corona	
	Vermelha	Cross Talk Corona	
	Branca	Corona Externo	
4687	Azul	Corona Trifásico/Descargas externas	
	Vermelha	Corona Trifásico/Descargas externas	
	Branca	Corona Trifásico/Descargas externas	

Tabela 16 – Continuação

Transformador Número Série	Fase	Sinais Encontrados	Diagnóstico
3788	Azul	Descargas/ Corona Externo	
	Vermelha	Descargas Corona Externas e Descarga Parcial Interna	
	Branca	Descargas Corona Externo	
3788 Repetição do Ensaio	Azul	Descargas Corona Externo	
	Vermelha	Descargas Corona Externo e Cross Talk	
	Branca	Descargas Corona Externo	

### 3.1.2 Ensaios para Determinação de Umidade do Isolamento

A determinação da umidade em cada transformador participante deste estudo foi realizada através da leitura da quantidade de água diluída no óleo. Para essa função instalou-se no registro inferior dos transformadores um monitor on-line de umidade no óleo, modelo MO de fabricação Treetech. A Figura 27 mostra o instrumento instalado.

O monitor de umidade MO mede o percentual de saturação da água e a temperatura do óleo, utilizando esses parâmetros para calcular a umidade no óleo. Conforme catálogo do fabricante a medição de temperatura tem um erro máximo de 0,5% e a medição de saturação erro de +/- 2% (temperatura de referência 20°C).



Figura 27 – Coleta de dados “on line” de temperatura do óleo e saturação relativa da água no óleo MO

O monitor de umidade foi programado para enviar os dados coletados de 15 em 15 minutos para armazenagem e tratamento em um programa digital dedicado. O tempo que o instrumento permaneceu instalado em cada transformador variou, devido a disponibilidade do transformador.

Para o cálculo da umidade no isolante sólido e do grupo de risco do transformador (conforme Tabela 10), foi utilizado o programa digital “Moisture Calculator” desenvolvido pela SDMyers. Esse software usa a temperatura do óleo e o montante de água no óleo para determinar o percentual de água no papel e o grupo de risco no qual se encontra o transformador. A Figura 28 mostra a tela desse programa.

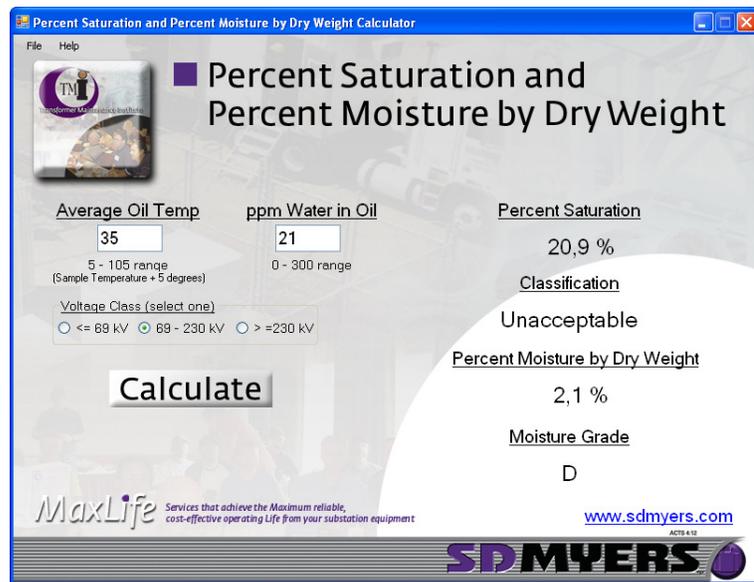


Figura 28 – Tela do programa digital de cálculo do teor de água do isolamento celulósico, utilizando a metodologia da SD Myers

As Tabelas 17 à 26 sintetizam as informações obtidas do monitor de umidade e do programa Moisture Calculator. Devido à grande quantidade de dados trabalhou-se com um “dia típico” de cada transformador. Abaixo de cada tabela, o período “total” em que o monitor permaneceu medindo a umidade do transformador.

Tabela 17 – Umidade no Transformador N<sup>o</sup> de Série 46501

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%M/DW)	Grupo de Risco
01	9,1	37,6	10,0	0,6	A
02	9,7	34,1	9,4	0,7	A
03	9,9	32,9	9,1	0,7	A
04	10,2	31,8	9,0	0,8	A
05	10,2	31,2	8,8	0,8	A
06	10,0	31,3	8,7	0,8	A
07	9,7	32,1	8,7	0,8	A
08	9,5	31,5	8,3	0,8	A
09	9,5	30,8	8,1	0,8	A
10	9,7	30,1	8,0	0,8	A
11	9,6	29,1	7,6	0,8	A
12	9,6	28,3	7,4	0,8	A
13	9,6	27,5	7,1	0,8	A
14	9,8	26,8	7,1	0,8	A
15	9,5	29,9	7,8	0,8	A
16	9,5	31,9	8,4	0,7	A
17	9,4	34,8	9,3	0,7	A
18	8,6	37,6	9,5	0,7	A
19	8,5	41,2	10,7	0,5	A
20	8,4	42,4	11,1	0,5	A
21	8,4	43,5	11,5	0,5	A
22	8,5	43,1	11,5	0,5	A
23	8,6	44,3	12,1	0,5	A
24	8,2	43,9	11,4	0,5	A
<b>Média</b>	<b>9,3</b>	<b>34,5</b>	<b>9,2</b>	<b>0,7</b>	<b>A</b>

Monitoramento	Data	Hora
Início	21/12/2012	10:31:16
Término	22/12/2012	10:02:58

Tabela 18 - Umidade no Transformador N° de Série 21161

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%M/DW)	Grupo de Risco
01	11,2	33,8	10,7	0,8	A
02	9,6	33,8	9,2	0,7	A
03	9,2	32,3	8,3	0,7	A
04	10,6	27,9	8,0	0,9	B
05	10,3	27,5	7,7	0,9	A
06	10,1	27,2	7,4	0,9	A
07	9,8	26,9	7,1	0,8	A
08	9,6	26,7	6,9	0,8	A
09	9,3	26,5	6,6	0,8	A
10	8,9	26,3	6,3	0,8	A
11	8,5	25,9	5,9	0,7	A
12	8,1	25,5	5,6	0,7	A
13	8,3	25,1	5,6	0,7	A
14	8,3	24,9	5,6	0,7	A
15	8,1	24,7	5,4	0,7	A
16	8,1	24,5	5,3	0,7	A
17	7,9	24,2	5,1	0,7	A
18	7,9	24,1	5,1	0,7	A
19	8,1	24,3	5,3	0,7	A
20	8,1	24,3	5,3	0,7	A
21	8,3	24,5	5,5	0,7	A
22	8,3	27,6	6,2	0,7	A
23	9,6	25,2	6,5	0,8	A
24	8,6	26,1	6,0	0,7	A
Média	9,0	26,7	6,5	0,8	A

Monitoramento	Data	Hora
Início	27/12/2012	14:31:58
Término	09/01/2013	10:21:57

Tabela 19 - Umidade no Transformador N<sup>o</sup> de Série 8687-2

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%M/DW)	Grupo de Risco
01	6,5	26,9	4,7	0,6	A
02	5,7	27,2	4,2	0,5	A
03	5,5	27,3	4,0	0,5	A
04	5,4	27,5	4,0	0,5	A
05	5,2	27,9	3,9	0,4	A
06	5,1	28,1	3,9	0,4	A
07	5,2	28,0	3,9	0,4	A
08	5,2	28,0	3,9	0,4	A
09	5,4	27,8	4,0	0,4	A
10	5,4	27,0	3,9	0,5	A
11	6,2	26,7	4,5	0,5	A
12	5,7	26,5	4,1	0,5	A
13	5,4	25,9	3,7	0,5	A
14	5,4	25,6	3,7	0,5	A
15	5,7	25,0	3,8	0,5	A
16	5,5	24,9	3,7	0,5	A
17	5,7	24,6	3,8	0,5	A
18	5,8	24,5	3,8	0,5	A
19	5,7	24,2	3,7	0,5	A
20	5,8	24,2	3,8	0,5	A
21	5,8	24,1	3,7	0,5	A
22	6,0	24,1	3,9	0,5	A
23	5,8	24,6	3,8	0,5	A
24	6,0	25,2	4,1	0,5	A
Média	5,6	26,1	3,9	0,5	A

Monitoramento	Data	Hora
Início	09/01/2013	10:29:52
Término	16/01/2013	09:13:35

Tabela 20 - Umidade no Transformador N<sup>o</sup> de Série 8687-1

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%M/DW)	Grupo de Risco
01	6,3	18,7	3,2	0,6	A
02	6,3	18,7	3,3	0,6	A
03	6,3	18,9	3,3	0,6	A
04	6,4	18,8	3,3	0,6	A
05	6,4	18,8	3,3	0,6	A
06	6,3	18,8	3,3	0,6	A
07	6,3	18,6	3,2	0,6	A
08	6,3	18,7	3,2	0,6	A
09	6,3	18,8	3,3	0,6	A
10	7,3	21,8	5,0	0,8	A
11	7,6	21,6	4,4	0,7	A
12	7,6	21,6	4,4	0,7	A
13	7,4	21,5	4,3	0,7	A
14	7,4	21,3	4,3	0,7	A
15	7,6	21,2	4,4	0,7	A
16	7,6	21,0	4,3	0,7	A
17	7,4	20,9	4,2	0,7	A
18	7,6	21,2	4,4	0,7	A
19	7,6	22,2	4,5	0,7	A
20	7,8	23,4	4,9	0,7	A
21	7,1	24,2	4,6	0,6	A
22	7,1	24,4	4,6	0,6	A
23	7,0	25,1	4,7	0,6	A
24	6,8	25,9	4,7	0,6	A
Média	7,0	21,1	4,0	0,6	A

Monitoramento	Data	Hora
Início	16/01/2013	09:44:25
Término	23/01/2013	09:31:01

Tabela 21 - Umidade no Transformador N<sup>o</sup> de Série 3790

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%M/DW)	Grupo de Risco
01	29,3	27,2	21,7	2,6	D
02	28,3	27,3	21,0	2,5	D
03	29,1	26,2	20,7	2,6	D
04	30,0	25,4	20,6	2,7	F
05	26,4	30,1	21,9	2,2	D
06	30,8	24,8	20,7	2,7	F
07	29,6	24,3	19,4	2,7	F
08	29,5	24,6	19,6	2,5	D
09	26,4	30,2	22,0	2,2	D
10	26,9	31,5	23,6	2,2	D
11	26,5	32,7	24,3	2,4	D
12	26,6	33,5	25,2	2,1	D
13	26,1	34,7	25,9	1,8	D
14	25,1	36,4	26,5	1,8	D
15	24,9	35,9	25,8	1,8	D
16	24,6	37,2	26,8	1,7	C
17	23,8	38,6	27,3	1,5	C
18	24,8	38,3	28,1	1,7	C
19	24,6	37,5	27,1	1,8	D
20	26,3	35,4	26,8	1,9	D
21	27,9	33,6	26,5	2,0	D
22	29,9	29,2	23,9	2,6	D
23	25,8	31,4	22,5	2,1	D
24	28,5	29,7	23,3	2,3	D
Média	27,2	31,5	23,8	2,3	D

Monitoramento	Data	Hora
Início	20/02/2013	10:03:26
Término	06/03/2013	10:24:37

Tabela 22 - Umidade no Transformador N° de Série 3788

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%M/DW)	Grupo de Risco
01	6,5	26,3	4,6	0,6	A
02	6,5	26,2	4,6	0,6	A
03	6,5	26,5	4,4	0,5	A
04	6,5	24,4	4,2	0,6	A
05	6,6	24,1	4,3	0,6	A
06	6,6	23,5	4,2	0,6	A
07	6,6	23,1	4,1	0,6	A
08	6,6	23,5	4,2	0,6	A
09	7,1	25,4	4,8	0,6	A
10	7,2	27,2	5,3	0,6	A
11	7,3	28,2	5,6	0,6	A
12	7,0	30,6	5,9	0,6	A
13	6,6	32,5	6,0	0,5	A
14	6,4	33,7	6,1	0,5	A
15	6,1	34,8	6,0	0,4	A
16	6,1	35,6	6,2	0,4	A
17	5,9	36,3	6,6	0,4	A
18	6,0	37,5	6,0	0,4	A
19	5,9	35,6	5,5	0,4	A
20	5,8	33,8	5,3	0,4	A
21	6,1	31,5	5,3	0,5	A
22	6,1	30,3	5,1	0,5	A
23	6,2	29,5	5,0	0,5	A
24	5,9	29,2	4,7	0,5	A
Média	6,4	29,6	5,2	0,5	A

Monitoramento	Data	Hora
Início	06/03/2013	10:53:42
Término	18/03/2013	09:44:32

Tabela 23 - Umidade no Transformador N<sup>o</sup> de Série 32278

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%M/DW)	Grupo de Risco
01	16,4	25,7	11,4	1,4	C
02	18,5	25,8	12,9	1,6	C
03	18,2	26,9	13,3	1,6	C
04	17,1	26,2	12,1	1,5	C
05	18,5	25,6	12,8	1,6	C
06	18,5	25,7	12,9	1,6	C
07	16,4	25,7	11,4	1,4	C
08	18,5	25,8	12,9	1,6	C
09	18,2	26,9	13,3	1,6	C
10	17,1	26,2	12,1	1,5	C
11	18,5	25,6	12,8	1,6	C
12	18,5	25,7	12,9	1,6	C
13	16,4	25,7	11,4	1,4	C
14	18,5	25,8	12,9	1,6	C
15	18,2	26,9	13,3	1,6	C
16	17,1	26,2	12,1	1,5	C
17	18,5	25,6	12,8	1,6	C
18	18,5	25,7	12,9	1,6	C
19	16,4	25,7	11,4	1,4	C
20	18,5	25,8	12,9	1,6	C
21	18,2	26,9	13,3	1,6	C
22	17,1	26,2	12,1	1,5	C
23	18,5	25,6	12,8	1,6	C
24	18,5	25,7	12,9	1,6	C
Média	17,9	26,0	12,6	1,6	C

Monitoramento	Data	Hora
Início	31/01/2013	10:00:00
Término	08/02/2013	16:00:00

Tabela 24 - Umidade no Transformador N<sup>o</sup> de Série 4600325

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%M/DW)	Grupo de Risco
01	7,1	34,2	6,9	0,5	A
02	6,9	34,1	6,6	0,5	A
03	7,5	31,1	6,4	0,6	A
04	7,0	30,8	5,9	0,6	A
05	7,0	30,7	5,9	0,6	A
06	6,9	30,8	5,8	0,6	A
07	6,7	30,9	5,7	0,6	A
08	6,9	31,2	5,9	0,6	A
09	6,9	32,2	6,2	0,6	A
10	6,9	33,4	6,5	0,5	A
11	7,1	34,7	7,0	0,5	A
12	7,1	36,2	7,4	0,5	A
13	7,0	37,8	7,8	0,5	A
14	7,0	39,1	8,1	0,4	A
15	7,0	40,1	8,5	0,5	A
16	6,8	40,8	8,4	0,4	A
17	6,7	41,4	8,6	0,4	A
18	6,7	42,0	8,7	0,4	A
19	6,7	42,5	8,8	0,4	A
20	6,8	42,4	8,9	0,4	A
21	6,8	41,2	8,6	0,4	A
22	6,8	40,4	8,3	0,4	A
23	6,7	41,4	8,5	0,4	A
24	6,8	40,1	8,2	0,4	A
Média	6,9	36,6	7,4	0,5	A

Monitoramento	Data	Hora
Início	19/03/2013	09:09:07
Término	25/03/2013	09:33:32

Tabela 25 - Umidade no Transformador N<sup>o</sup> de Série 2214

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%MDW)	Grupo de Risco
01	6,3	38,6	7,2	0,4	A
02	6,3	38,5	7,2	0,4	A
03	6,1	38,7	7,0	0,4	A
04	6,3	38,7	7,2	0,4	A
05	6,3	38,6	7,2	0,4	A
06	6,1	38,4	6,9	0,4	A
07	6,0	38,3	6,8	0,4	A
08	6,5	38,1	6,3	0,4	A
09	6,3	37,9	7,0	0,4	A
10	6,1	37,9	6,8	0,4	A
11	6,3	38,4	7,1	0,4	A
12	6,3	39,1	7,3	0,4	A
13	6,3	40,0	7,6	0,4	A
14	6,3	40,6	7,7	0,4	A
15	6,3	40,9	7,8	0,4	A
16	6,2	41,4	7,9	0,4	A
17	6,2	41,8	8,0	0,4	A
18	6,3	42,1	8,1	0,4	A
19	6,0	41,9	7,7	0,4	A
20	6,5	41,7	8,3	0,4	A
21	6,3	41,6	8,0	0,4	A
22	6,3	41,4	8,0	0,4	A
23	6,3	41,1	7,9	0,4	A
24	6,5	40,6	8,0	0,4	A
Média	6,3	39,8	7,5	0,4	A

Monitoramento	Data	Hora
Início	25/03/2013	10:12:04
Término	08/04/2013	09:33:32

Tabela 26 - Umidade no Transformador N<sup>o</sup> de Série 5100396

Medição	Saturação Relativa (%)	Temperatura da Amostra (°C)	Teor de Água no Óleo (ppm)	Teor de água no Papel (%MDW)	Grupo de Risco
01	9,1	36,3	9,5	0,6	A
02	9,1	35,9	9,4	0,6	A
03	9,1	35,6	9,3	0,6	A
04	8,9	35,1	8,9	0,6	A
05	9,4	34,7	9,3	0,7	A
06	9,1	34,4	8,9	0,7	A
07	9,4	34,2	9,1	0,7	A
08	9,4	34,1	9,1	0,7	A
09	9,2	34,0	8,8	0,7	A
10	9,2	34,7	9,1	0,7	A
11	8,9	36,8	9,5	0,6	A
12	8,6	37,7	9,5	0,6	A
13	8,3	38,4	9,4	0,6	A
14	8,5	39,1	9,9	0,5	A
15	8,5	39,5	10,1	0,6	A
16	8,5	38,7	9,8	0,5	A
17	8,5	38,6	9,7	0,5	A
18	8,5	38,7	9,8	0,5	A
19	8,6	38,4	9,8	0,6	A
20	8,8	38,0	9,8	0,6	A
21	8,8	37,5	9,7	0,6	A
22	8,9	37,0	9,6	0,6	A
23	8,9	36,7	9,5	0,6	A
24	8,8	36,6	9,3	0,6	A
Média	8,8	36,7	9,5	0,6	A

Monitoramento	Data	Hora
Início	09/04/2013	12:00:50
Término	23/04/2013	11:04:16

Observação: Após a obtenção dos resultados de teor de umidade do transformador n<sup>o</sup> série 3790, mostrados na Tabela 21, foi realizado ensaio físico-químico no óleo desse transformador. Nesse ensaio físico-químico o teor de água encontrado foi de 3 ppm à 20 °C. Assim esse transformador foi excluído da análise devido à falta de confiança nos dados obtidos.

### 3.2 Ensaio em Laboratório

Executaram-se em laboratório análises em amostras de óleo isolante de transformadores em operação, visando correlacionar a quantidade de ABM e o teor de

furânicos nesses transformadores, bem como ensaios de envelhecimento acelerado em amostras de papel Kraft para correlação entre o teor de compostos furânicos e o nível de ácidos de baixa massa molar diluídos no óleo isolante. Esses ensaios foram executados pela empresa MGM Diagnósticos.

### 3.2.1 Análises do óleo isolante de transformadores em operação

Foram coletadas amostras de óleo isolante de treze transformadores em operação no SIN para determinação do índice de neutralização do óleo e dos ácidos de baixa massa molar em laboratório, A Tabela 27 mostra as características dos transformadores utilizados e os resultados dos ensaios. Percebe-se que em todos os transformadores o ABM ficou abaixo do mínimo detectável pelos instrumentos do laboratório, não sendo assim possível estabelecer uma relação com os componentes furânicos diluídos no óleo.

Tabela 27 – Resultados de neutralização do óleo (IN) e acidez de baixa massa molar (ABM)

Número Série	Ano de Fabricação	Potência (MVA)	Tensão		IN (mg KOH/g)	ABM (mg KOH/g)
			Secundário (kV)	Primário (kV)		
243701	2006	40	138	13,8	0,01	< 0,002
34369	1980	50	138	13,8	0,01	< 0,002
4600325	2009	40	138	13,8	0,01	< 0,002
2214	2005	40	138	13,8	0,01	< 0,002
245096	2006	125	138	13,8	0,01	< 0,002
500206	1974	100	138	13,8	0,01	< 0,002
500205	1974	100	138	13,8	0,02	< 0,002
21161	2002	45	138	13,8	0,02	< 0,002
8687/2	2000	45	138	13,8	0,02	< 0,002
5477922	2009	40	138	13,8	0,01	< 0,002
8687-1	2000	45	138	13,8	0,01	< 0,002
32278	1978	20,4	138	13,8	0,04	< 0,002
15808	1964	20,4	138	13,8	0,05	< 0,002

### 3.2.2 Ensaios de Envelhecimento Acelerado de Óleo Isolante

Para a quantificação dos ácidos de baixa massa molar foi utilizado um método desenvolvido por Lundgaard e outros<sup>94</sup>. Esse método aproveita o fato dos principais ácidos de baixa massa molar encontrados no transformador serem hidrofílicos, ao contrário dos principais os ácidos de alta massa molar que são hidrofóbicos, para realizar a separação entre eles.

O envelhecimento foi executado em amostras de óleo “com” e “sem” a inserção de papel isolante.

As amostras de papel Kraft utilizadas foram fragmentos de 0,6 g de papel kraft comum com espessura de 100 µm, as quais foram cortadas em pedaços de 15 x 15 mm e colocadas em balão de Erlenmeyer de vidro (volume de 125 ml) com tampa esmerilhada. Esse sistema foi seco a vácuo e o papel ficou com teor de umidade de 1%.

Os balões foram preenchidos com 70 ml de óleo, retirados de transformadores em serviço. A relação óleo/papel foi de 100:1 em massa. Os recipientes foram fechados, com borbulhamento prévio de argônio super seco, e envelhecidos à temperatura constante de 150 °C por 72h.

Foram feitas análises do índice de neutralização, 2-furfuraldeído e 5-hidroximetil-2-furfuraldeído nas amostras de óleo, de índice de neutralização nas amostras de água e de grau de polimerização (GP) nas amostras de papel isolante, de acordo com o método da norma NBR/IEC 60450 - Medição do Grau de Polimerização Viscosimétrico Médio de Materiais Celulósicos Novos e Envelhecidos Para Isolação Elétrica<sup>95</sup>.

Após o envelhecimento, para separação dos ácidos foi adicionado 25 ml de água destilada a 25 ml de óleos envelhecidos. As amostras foram agitadas por 16 horas. Em seguida, após a separação das fases água e óleo, o óleo foi titulado com solução alcoólica de hidróxido de potássio (KOH) a 0,05N para medição do índice de neutralização do óleo (esse índice de neutralização corresponde aos ácidos de alta massa molar livres), conforme a norma NBR-14248 - Produtos de Petróleo - Determinação do Número de Acidez e de Basicidade - Método do Indicador<sup>96</sup>. A fase

aquosa foi titulada com KOH aquoso a 0,005N, usando fenolftaleína como indicador, de acordo com o método usual de titulação ácido-base em meio aquoso, a fim de determinar o índice de neutralização dos ácidos de baixa massa molar que se solubilizaram na água.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 28..

Tabela 28 - Resultados de ensaio após oxidação (envelhecimento acelerado) de amostras de óleo colhidas de transformadores em operação e envelhecidas a 150°C por 72 horas

Identificação		Antes da Oxidação				Após a Oxidação (amostras com e sem tiras de papel (a,b))				Índice de Neutralização (I.N.) Após a Oxidação e a Extração com Água				
Trafo	Nº Série	Ano de Fabricação	I.N. Oleo (mgKOH/g)	2-fal (ppm)	5HM2 fal2 (ppm)	I.N. Oleo <sup>a</sup> (mgKOH/g)	I.N. Oleo <sup>c</sup> (mgKOH/g)	GP Papel <sup>b</sup>	2-fal <sup>b</sup> (ppm)	5HM2 fal <sup>b</sup> (ppm)	Oleo <sup>a</sup> (mgKOH/g)	Água <sup>a</sup> (mgKOH/g)	Oleo <sup>b</sup> (mgKOH/g)	Água <sup>b</sup> (mg KOH/g)
1	243701	2006	0,01	n.d.	n.d.	0,040	0,042	376	1,04	0,88	0,029	0,0120	0,031	0,0100
2	34369	1980	0,01	0,83	n.d.	0,082	0,088	298	1,77	1,31	0,066	0,0180	0,075	0,0160
3	4600325	2009	0,01	n.d.	n.d.	0,044	0,039	356	1,23	1,09	0,033	0,0120	0,030	0,0150
4	2214	2005	0,01	n.d.	n.d.	0,035	0,033	399	0,84	0,57	0,028	0,0100	0,027	0,0092
5	21161	2002	0,02	n.d.	n.d.	0,033	0,032	406	0,84	0,39	0,025	0,0081	0,026	0,0064
6	8687-2	2000	0,02	n.d.	n.d.	0,029	0,036	447	0,95	0,43	0,026	0,0038	0,035	0,0029
7	8687-1	2000	0,01	n.d.	n.d.	0,030	0,038	445	0,91	0,42	0,028	0,0042	0,030	0,0031
8	32278	1978	0,04	0,07	n.d.	0,092	0,099	276	2,07	1,91	0,064	0,0180	0,078	0,0180
9	15808	1978	0,05	1,10	0,03	0,081	0,083	266	3,95	0,99	0,058	0,0190	0,060	0,0210
10	500206	1974	0,01	n.d.	n.d.	0,090	0,088	245	5,83	3,44	0,069	0,0220	0,068	0,0200
11	39355	1974	0,02	1,46	n.d.	0,084	0,093	241	6,19	5,05	0,069	0,0200	0,066	0,0280
12	5477922	2009	0,01	n.d.	n.d.	0,046	0,042	325	1,64	1,63	0,037	0,0130	0,031	0,0140
13	245096	2006	0,01	0,02	n.d.	0,140	0,130	249	1,15	3,60	0,110	0,0240	0,120	0,0250

Notas: (a) ... Sem papel  
(b) ... Com papel

### **3.3 Discussão Sobre os Ensaio Realizados**

#### **3.3.1 Ensaio em campo**

Além de participante do processo de hidrólise, a água no interior do transformador pode ser agente de um segundo mecanismo de degradação do papel isolante, pois suas características de fácil absorção pelo papel, diminuição da rigidez dielétrica quando solvente de ácidos ou sais, bem como sua tendência em se concentrar nos locais onde o campo elétrico é mais forte, pode causar a diminuição da rigidez dielétrica em determinadas regiões do transformador a ponto de provocar o aparecimento ou reforçar a incidência de descargas parciais.

Os ensaios realizados não visavam uma definição quantitativa (limites de aparecimento ou de níveis de descargas parciais com a umidade), mas sim a observação de uma tendência à existência de descargas parciais com a umidade interna, pois as descargas parciais dependem também da qualidade do projeto e fabricação do equipamento, bem como do nível de envelhecimento do sistema isolante.

Os transformadores disponibilizados para a realização dos ensaios de detecção de descargas parciais e umidade no isolamento sólido não apresentaram descargas na parte ativa, apenas descargas superficiais e corona. Continham também baixos níveis de umidade (o mais úmido foi o transformador número de série 32278 que se encontrava no grupo de risco C da tabela Myers, conforme mostrado na Tabela 23). Assim, não foi possível avaliar a relação entre umidade e descargas parciais, pois dentre os transformadores ensaiados não haviam transformadores com isolamento sólido contendo alto teor de umidade.

### 3.3.2 Ensaio em laboratório

A Figura 29 mostra o IN total do óleo antes e após a extração dos ácidos de baixa massa molar no ensaio executado sem amostras de papel.

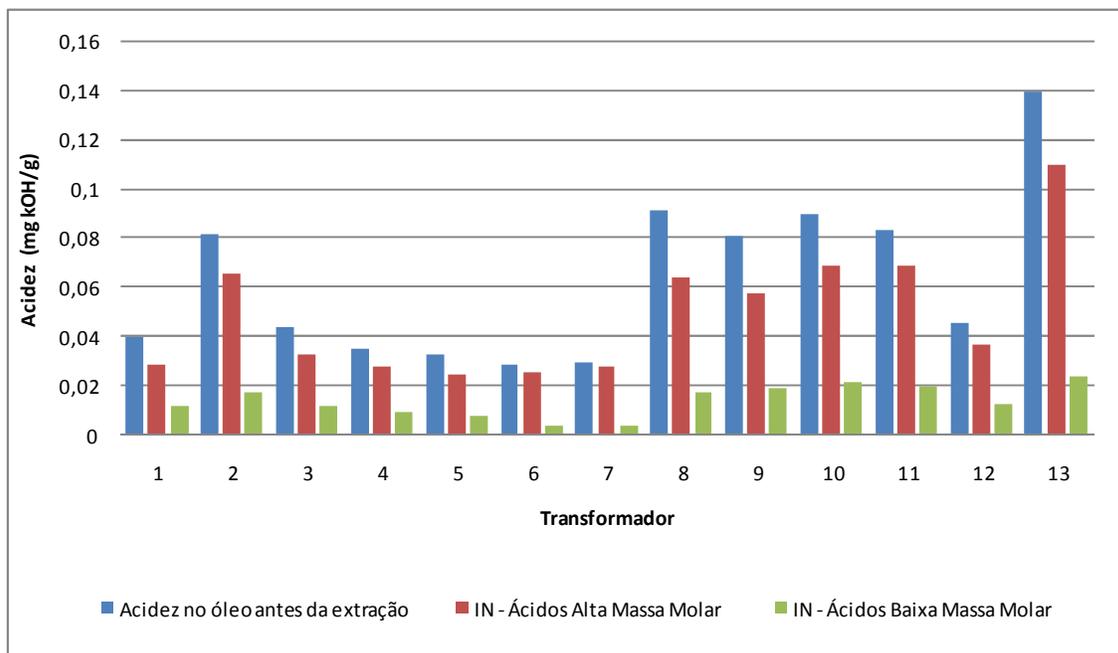


Figura 29 – IN Antes da Extração e da Água e do Óleo Após a Extração dos Ácidos de Baixa Massa Molar Sem Papel

Já a Figura 30, apresenta o IN antes da extração e os INs encontrados no óleo e água no teste feito com amostras de papel Kraft.

Em ambos os casos, após a extração, o IN da água sempre foi menor que o remanescente no óleo (entre 14% e 41% menor).

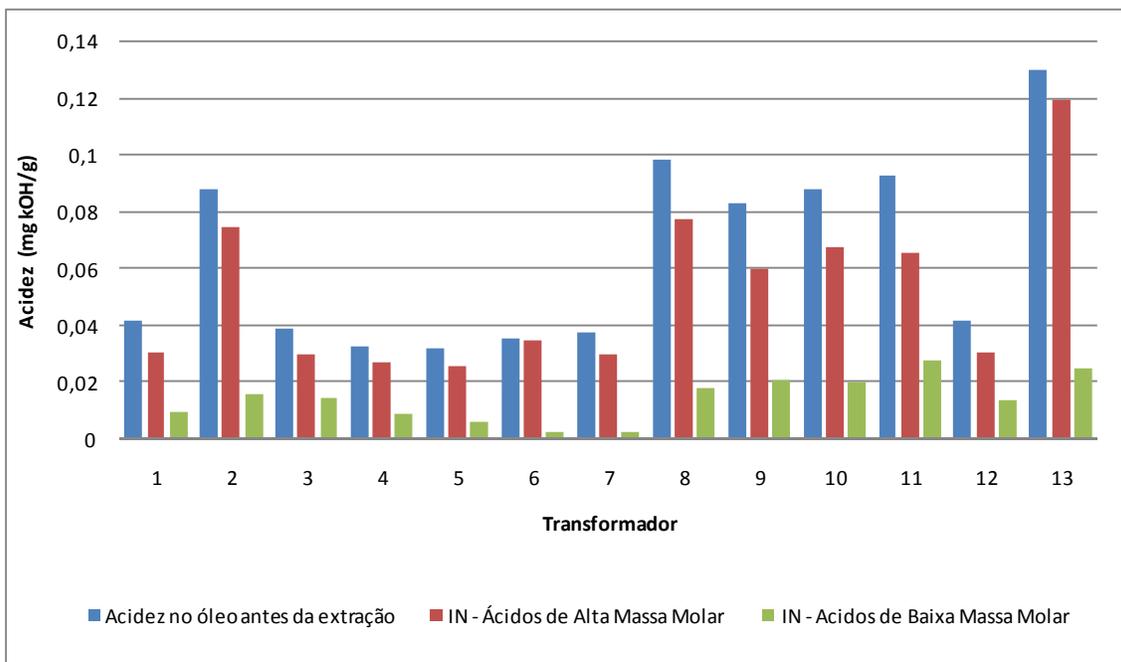


Figura 30 – IN Antes da Extração e da Água e do Óleo Após a Extração dos Ácidos de Baixa Massa Molar Com Papel

A Figura 31 mostra a relação entre os ácidos de baixa massa molar (IN da água) com o 2FAL encontrado no óleo antes da extração. Percebe-se nessa figura uma tendência de variação exponencial do 2FAL com o IN da água, com boa aproximação até o valor de IN próximo a 0,02 mg KOH/g.

Já na Figura 32, que relaciona o IN do óleo antes da separação dos ácidos de alta e baixa massa molar com o 2FAL, nota-se a existência numa região do gráfico (próximo a IN 0,04 KOH/g) de uma concentração de pontos que engloba sete das treze amostras de óleo. Essa concentração mostra uma correspondência entre o 2FAL e o IN. Já para os demais pontos do gráfico não existe relação entre ambos.

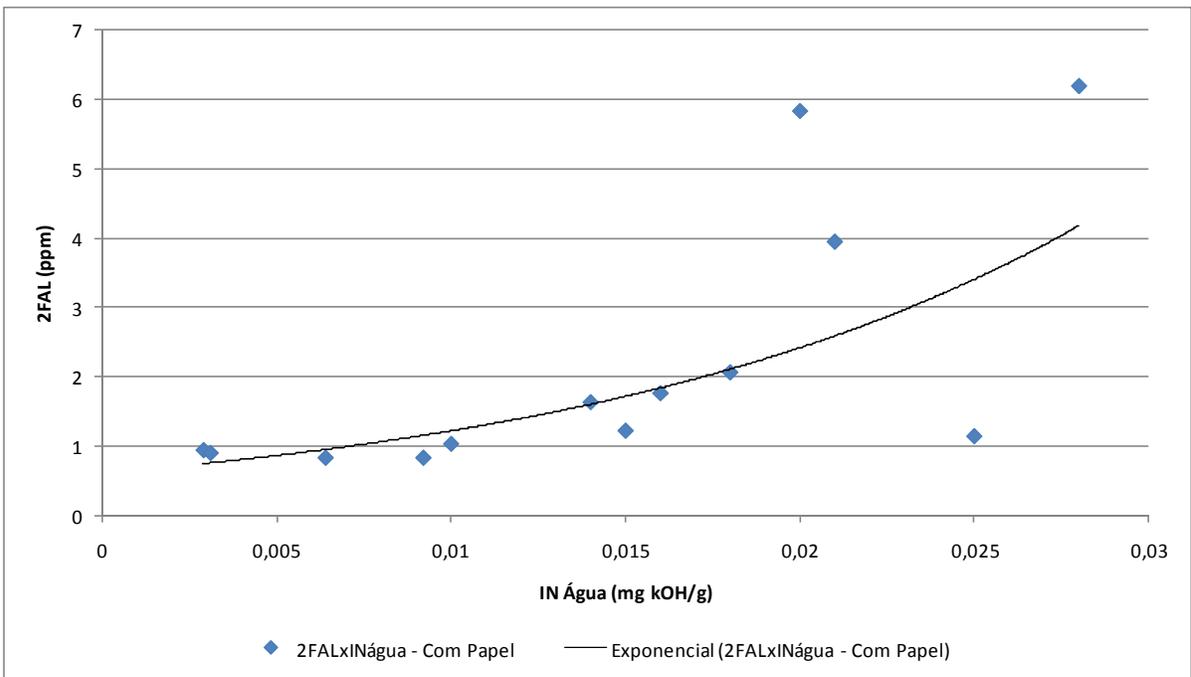


Figura 31 – Relação entre o Índice de Neutralização da Água Após Extração e o Teor de 2FAL Após o Envelhecimento

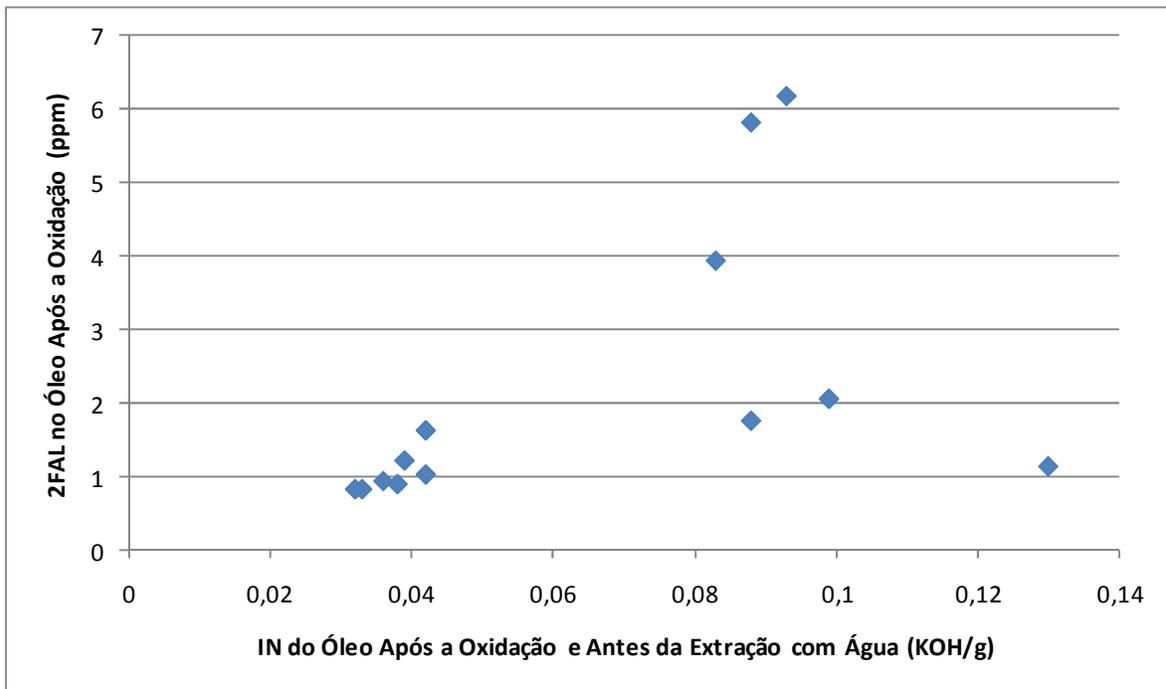


Figura 32 – Relação entre o Teor de 2FAL e o IN do Óleo Após a Oxidação e Antes da Extração

A correlação entre o Grau de Polimerização e a acidez do óleo, após o envelhecimento e antes da separação dos ácidos, pode ser vista na Figura 33. Não há uma boa relação entre ambos. Percebe-se no gráfico que os pontos estão divididos em duas regiões, uma em torno do IN= 0,04 mg KOH/g, onde os pontos estão dispostos quase na vertical (pequena variação de IN e grande variação de GP) e a segunda com os pontos dispostos praticamente na horizontal (grande variação de IN e pequena variação de GP). A Figura 34, que apresenta a relação entre o grau de polimerização e o índice de neutralização do óleo após a oxidação e extração, é muito semelhante a Figura 33, o que era esperado devido a pequena quantidade dos ácidos de baixa massa molar em relação aos de maior massa molar.

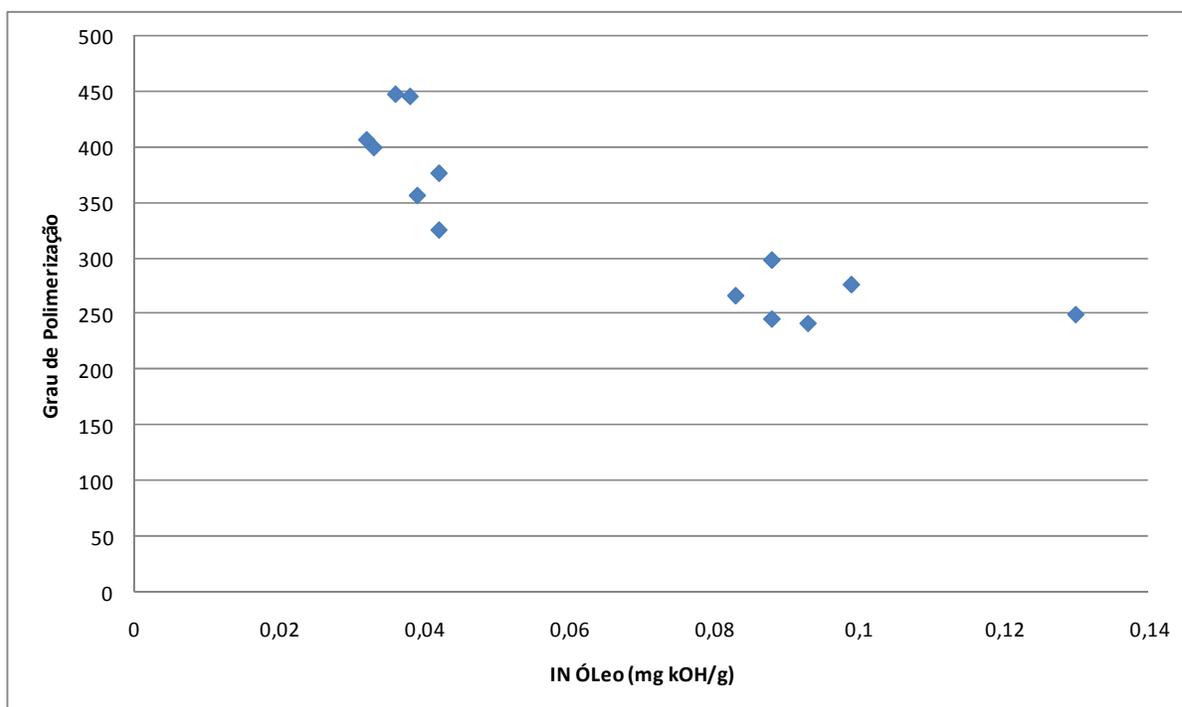


Figura 33 – Correlação entre o Grau de Polimerização e o IN do Óleo Após a Oxidação e Antes da Extração

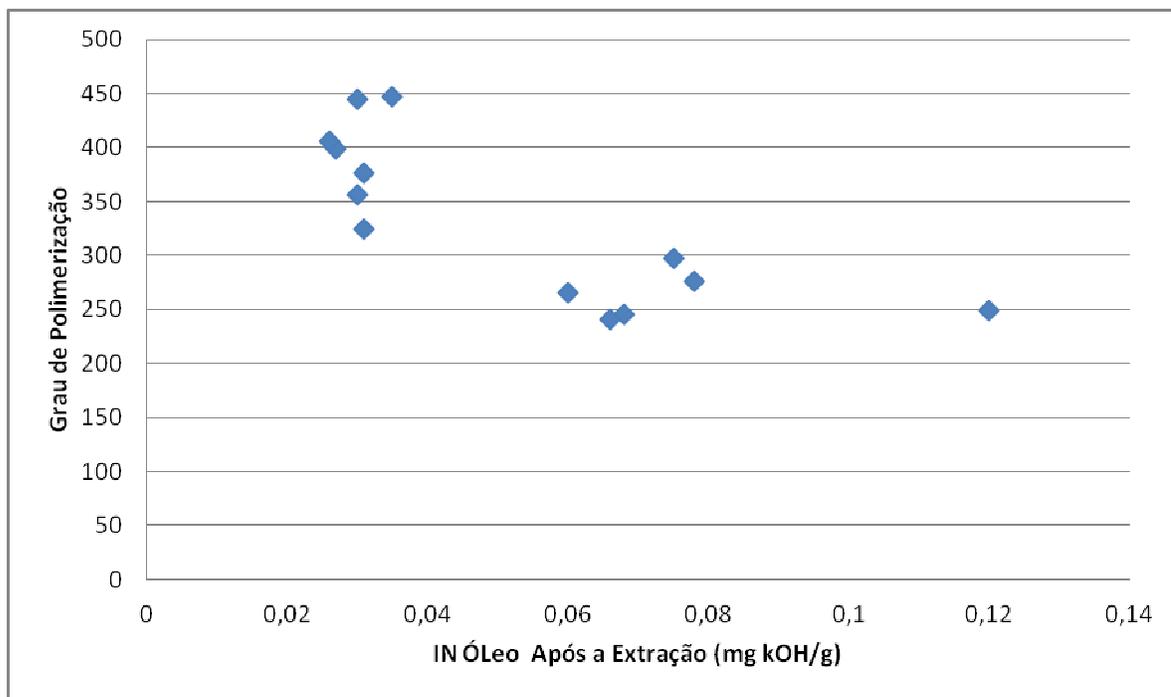


Figura 34 - Correlação entre o Grau de Polimerização e o IN do Óleo Após a Oxidação e Extração

A Figura 35 mostra a relação entre o GP e o 2FAL medida no ensaio. No experimento realizado há uma clara e boa relação entre eles na região entre o GP 400 e o GP 270, com a disposição dos pontos aparentando uma reta. No final do gráfico ocorre uma mudança na inclinação dessa reta, que se tornou praticamente horizontal.

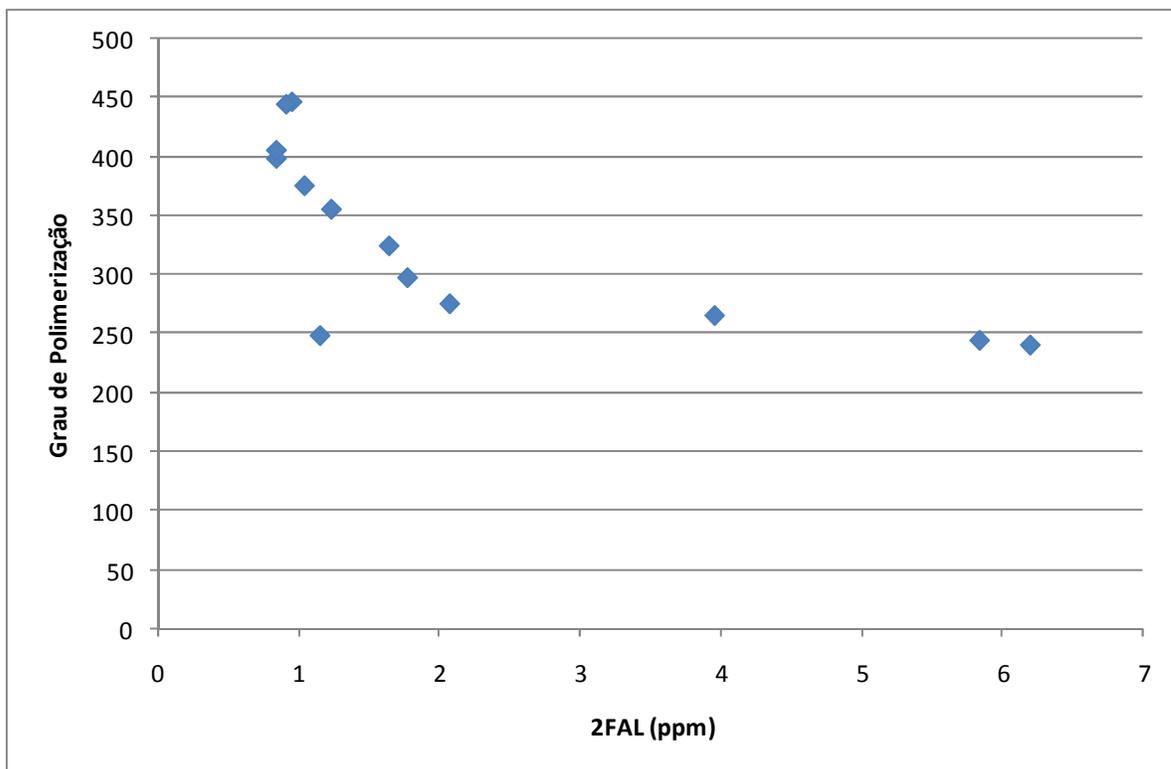


Figura 35 – Correlação entre o GP do Papel e o 2FAL Encontrado no Óleo

Já a correlação entre o IN da água e o GP é mostrada na Figura 36. É patente a relação entre eles, onde o arranjo entre os pontos formam praticamente uma reta em quase toda a extensão do gráfico. Nos extremos do gráfico há uma tendência de mudança da inclinação dessa reta, mas seriam necessários mais pontos para confirmar essa mudança.

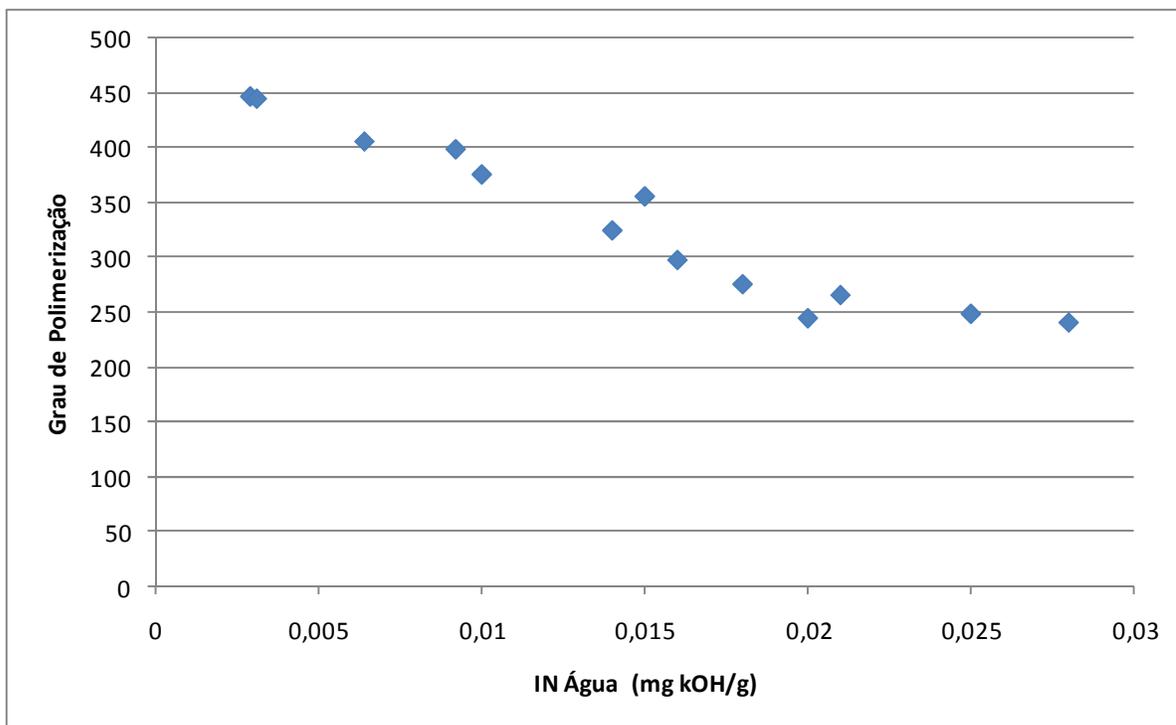


Figura 36 – Correlação entre o Índice de Neutralização da Água e o Grau de Polimerização do Papel



## 4 CONCLUSÃO

Devido à falta de “amostras úmidas” (apenas o transformador N<sup>o</sup> de Série 32278 não ficou no grupo de risco “A”) não foi possível examinar a influência da umidade nas descargas parciais internas ao transformador.

A medição convencional do índice de neutralização do óleo do transformador, que é feita sem a separação dos ácidos de baixa e alta massa molar, não deve ser utilizada para avaliação da vida útil remanescente do transformador.

Nos experimentos realizados para elaboração desse trabalho, a correlação entre o índice de neutralização dos ácidos de baixa massa molar e o grau de polimerização do papel isolante foi excelente e melhor que a obtida entre o GP do papel e o teor do 2-Furfural (2FAL). Ressalta-se que a relação 2FAL x GP já foi objeto de diversas pesquisas e atualmente é largamente empregada para estimar a vida útil remanescente de transformadores em operação.

São necessários novos estudos para melhor comprovar e avaliar a correlação entre a quantidade de ácidos de baixa massa molar presentes no óleo e o grau de envelhecimento do isolante sólido de transformadores, mas os resultados obtidos nos experimentos desse trabalho, mostram que a utilização da quantificação de ácidos de baixa massa molar como ferramenta para estimar a vida útil remanescente de transformadores é promissora.

Assim, visando aprofundar os estudos realizados nesse trabalho recomenda-se a realização de mais ensaios de envelhecimento acelerado em amostras de óleo e papel isolante visando correlacionar o GP do papel isolante com a presença de ácidos de baixa massa molar considerando diferentes faixas de temperatura de envelhecimento, teor de água do papel, tipos de papel (Kraft comum e termoestabilizado), níveis de envelhecimento do papel (papéis novos e envelhecidos) e condições do óleo (óleo novo e regenerado).



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. Infrastructure Security and Energy Restoration Office of Electricity Delivery and Energy Reliability U.S. Department of Energy. **Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid**. Estados Unidos da América. 2012. p.7
- 2 BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Manual de Controle Patrimonial**. Anexo a Resolução Normativa N° 367/2009. 2.009. Tabela XVI. p. 209
- 3 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS GERADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório Desempenho Anual 2010 CDE GTMN – VER 0**. 2011. Tabela H06; p. 6
- 4 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Análise Estatística dos Desligamentos Forçados de Componentes do Sistema Elétrico Brasileiro Referente ao Ano de 2.011 - Volume 3 – Transformadores**. 2.012. Tabela 4. p. 9
- 5 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Análise Estatística dos Desligamentos Forçados de Componentes do Sistema Elétrico Brasileiro Referente ao Ano de 2.011 - Volume 2 – Geradores Hidráulicos e Térmicos**. 2.012. Tabela 1. p. 8
- 6 Ibid. Tabela 4. p. 10
- 7 VECCHIO; ROBERT M. DEL; FEGHALI, BERTRAND POULIN; FEGHALI, PIERRE T; SHAH, DILIPKUMAR M.; AHUJA, RAJENDRA. **Transformer design principles : with applications to core-form power transformers**. CRC Press. . Segunda Edição. p. 1
- 8 LADROGA, RICHARD K. **Transformer Principles and Fundamentals**. In: Seminar Doble – Life a Transformer. 2011. Flórida, Estados Unidos da América. p.8

- 9 FRANCHEK, MICHAEL A. **Insulation: The Subsystem at the Heart of your Transformer**. In: Seminar Doble – Life a Transformer. 2011. Flórida, Estados Unidos da América. tela 3
- 10 HORNING MIKE; KELLY JOE; MYERS SCOTT; STEBBINS RANDY. **Transformer Maintenance Guide**. Transformer Maintenance Institute. S.D. Myer Division. 2011. p. 53
- 11 FRANCHEK, op. cit. p. 2
- 12 BASSETTO FILHO, ARMANDO. **Estudo químico de óleos isolantes elétricos por cromatografia, extração com fluido supercrítico e degradação radiolítica**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. São Carlos; 1998; p. 6
- 13 Ibid.
- 14 Ibid.
- 15 PUKEL, G.J.; EBERHARDT R.; MUHR H. M.; BAUMANN F.; LICK W.. **Large Power Transformers for Alternative Insulating Fluids**. In: 16° International Symposium on High Voltage Engineering. Johannesburg. 2009. p. 1.
- 16 Ibid.
- 17 Ibid.
- 18 FRANCHEK, op. cit. p. 3.
- 19 STOCCO, MÔNICA BUFFARA CECATO. **Avaliação do Potencial de Aplicação de Óleos Vegetais como Fluidos Isolantes em Transformadores de Distribuição da Rede Elétrica**. Tese de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009. p.19.
- 20 HARLOW, J AMES H. **Electric Power Transformer Engineering**. CRC Press. 2004; capítulo 3.1.2.1.1.
- 21 PORTELLA, MARIANA D'OREY GAIVÃO. **Avaliação da Presença de Indicadores de Oxidação do Papel Isolante Termoestabilizado em Equipamentos de Subestação**. Tese de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. Curitiba. 2010; p. 25

- 22 MIKE. Et al. op. cit. p. 53
- 23 Ibid. p. 55
- 24 Ibid.
- 25 Milasch, Milan. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. Edgard Blucher. 1ª edição. 7ª reimpressão. 2008. p.227
- 26 HORNING. op cit. p. 56
- 27 STOCCO. op cit. p. 15
- 28 BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP Nº 36 de 5/12/2008 - DOU 8.12.2008**. 2.008. Observação 6
- 29 HORNING op cit. p. 60
- 30 Ibid.
- 31 BASSETTO. op cit. p. 56
- 32 HORNING op cit. p. 64
- 33 HEATHCOTE, MARTIN J. **The J&P Transformer Book**. 20ª Ed. Editora Newnes. 1998; p. 94
- 34 ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. United States Departmente of the Interior Bureau of Reclamation. **Facilities Instructions, Standards and Techniques – FIST 3-30 Transformer Maintenance**. 2000. p. 41
- 35 HEATHCOTE. op cit. p. 61
- 36 MUHR, M.; SUMEREDER, C. **Moisture Determination and Degradation of Solid Insulation System of Power Transformers**. Graz University of Technology. Austria; 2010
- 37 MARTINS, MARIA AUGUSTA G. **Envelhecimento Térmico do Papel Isolante de Transformadores. Investigação Experimental. Modelos de Degradação**. Ciência & Tecnologia dos Materiais. Volume 22; nº 1/2 2010. p. 78
- 38 BASSETTO, ARMANDO FILHO; MCNUTT WILLIAN; GRIFFIN PAUL. **Curso Tutorial Sobre Papéis Isolantes de Transformadores**. 1993. p. 7
- 39 Ibid. p. 8
- 40 Ibid.

- 41 SIM, H. JIN. **The Making of a Transformer**. In: Seminar Doble – Life a Transformer. 2011. Flórida, Estados Unidos da América. 2011. p. 19
- 42 TANG CHAO; LIAO RUI-JIN; YANG LI-JUN. **Nanostructures Study on Power Transformer Insulation Paper under Electrical and Thermal Stresses**. 3rd IEEE Conferencia on Nano/Micro Engineered and Molecular Systems. 2008. Sanya, China. p. 293
- 43 Ibid.
- 44 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento**. 1.997. p. 14.
- 45 LARS E. LUNDGAARD, WALTER HANSEN, DAG LINHJELL, TERENCE J. PAINTER. **Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers**. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol 19, Nº. 1, janeiro de 2.004. p. 233
- 46 ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. United States Department of the Interior Bureau of Reclamation. **Facilities Instructions, Standards and Techniques – FIST 3-31 Transformer Diagnostics**. Estados Unidos da América. 2003. Baseado na Tabela 6. p. 38.
- 47 HOMAGK C., K.; LEIBFRIED, MÖSSNER, T. **Investigation on Degradation of Power Transformer Solid Insulation Material**. Institute of Electric Energy Systems and High Voltage Technology (IEH); University of Karlsruhe. Alemanha. p. 3
- 48 BASSETTO (2). Op cit. p. 9
- 49 LELEKAKIS, NICK; GUO WENYU; MARTIN DANIEL; WIJAYA JAURY. **A Field Study of Aging in Paper-Oil Insulation Systems**. IEEE Electrical Insulation Magazine. p. 12
- 50 ESE, MARIT-HELEN GLOMM; LILAND, KNUT B.; LUNDGAARD, LARS E. **Oxidation of Paper Insulation in Transformers**. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 17, nº 3. Junho 2010. p. 940.

- 51 EMSLEY A.M.; G.C. STEVENS. **Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers.** IEE Proc.- Sei. Meas Technol. Vol. 141, n° 5. setembro 1994. p. 329
- 52 DING H. Z.; WANG; Z. D. **On the degradation evolution equations of cellulose.** Springer Science & Business Media B.V. Outubro 2007. p. 218
- 53 CLARK, F. M. **Factors Affecting the Mechanical Deterioration of Cellulose Insulation.** AIEE Transations. Outubro de 1942. p. 742
- 54 Ibid. p. 743
- 55 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Op cit. p. 2
- 56 MCNUTT, W. J. **Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides.** IEEE Transacions on Power Delivery. Vol 7. Num. 1. Janeiro de 1992. p. 392
- 57 ESE, M. H. G.; LILAND K. B.; LUNDGAARD, L. E. **“Oxidation of Paper Insulation in Transformers”**, IEEE Transactions on Dielectric and Electric Insulation. vol. 17. Junho 2010.
- 58 BASSETTO, ARMANDO FILHO. **Laboratory Techniques to Assess the Aging of Electrical Insulating Papers.** Disponível em [http://www.buenomak.com.br/publicacoes/pdf/ISOLACAO-1994\\_electrical\\_insulanting\\_papers.pdf](http://www.buenomak.com.br/publicacoes/pdf/ISOLACAO-1994_electrical_insulanting_papers.pdf). Acesso em julho/12
- 59 LELEKAKIS. Op cit. p. 13
- 60 LARS. Op. cit. p. 238.
- 61 EMSLEY, A. M., XIAO, X; HEYWOOD, R. J.; ALI M. **Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3: Effects of oxygen and water on ageing in oil.** IEEE Procedments. Vol 147. N° 3. Maio 2000. pag. 116
- 62 LARS E. LUNDGAARD. Op. cit. p. 237
- 63 LELEKAKIS. Op cit. p. 12.
- 64 LARS. Op. cit. p. 238.
- 65 MARTINS. Op. cit. p. 238. p. 79
- 66 LARS. Op. cit. p. 233.

- 67 CLARK. Op. cit. p. 742.
- 68 Ibid. p. 748.
- 69 DU , YANQING; ZAHN, MARKUS; . LESIEUTRE, BERNARD C; MAMISHEV, ALEXANDER V.; LINDGREN, STANLEY R. **Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems**. IEEE Electrical Insulation Magazine. Janeiro/Fevereiro 1999. Vol. 15 n°. 1; p. 11
- 70 OOMMEN, T. V. **Moisture Equilibrium Charts for Transformer Insulation Drying Practice**. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-103, No. 10. Outubro 1984. p. 3.064
- 71 ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA (2). Op. cit. p.57
- 72 HORNING MIKE Op. cit. p. 85
- 73 AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS – ASTM. **D 1868-7 - Standard Test Method for Detection and Measurement of Partial Discharge (Corona) Pulses in Evaluation of Insulation Systems**. Estados Unidos da América. 2007; p. 2
- 74 INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION; INTERNATIONAL – IEC. **Standard IEC 60270 – High-voltage test techniques – Partial discharge measurements**. 3ª edição. 2000-12. p. 14
- 75 ARORA, RAVINDRA; MOSCH, WOLFGANG. **High Voltage and Electrical Insulation Engineering**. IEEE Press. 2011. p. 33
- 76 STRACHAN, S. M.; RUDD, S; MCARTHUR, S. D. J; JUDD, M. D; MEIJER, S; GULSKI, E. **Knowledge-Based Diagnosis of Partial Discharges in Power Transformers**. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 15, Nº 1. Fevereiro de 2008. p.260
- 77 KUFFEL, E.; ZAENGL, W.S.; KUFFEL, J.; **High Voltage Engineering: Fundamentals**. Segunda Edição. Newnes. 2009; p. 422
- 78 INTERNATIONAL COUNCIL ON LARGE ELECTRIC SYSTEMS – CIGRE. **Guide for Partial Discharge Measurement in Compliance to IEC 60270**. 2.008. p. 7

- 79 CHEIM, LUIZ; PLATTS, DONALD; PREVOST, THOMAS; XU, SHUZHEN. **Furan Analysis for Liquid Power Transformers**. IEEE Electrical Insulation Magazine. Vol. 28; Nº 2. Março/Abril 2012. p. 8
- 80 BASSETTO, ARMANDO FILHO (1993). Loc. cit. p. 25.
- 81 CHEIM, LUIZ; PLATTS. Loc. cit. p.11
- 82 CHEIM, LUIZ; PLATTS. Loc. cit. p.9
- 83 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **ABNT NBR 5356-2: 2007 – Transformadores de Potência Parte 2: Aquecimento**. Tabela 1; p. 4
- 84 CHEIM, LUIZ; PLATTS. Loc. cit. p.9
- 85 ALLAN, DAVID. **Recent Advances in the Analysis and Interpretation of Aged Insulation from Operating Power Transformers**. Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials. Coreia do Sul. 1997; p. 204
- 86 HORNING MIKE. Loc. cit. P. 53
- 87 ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA. 2003. Loc. cit. P. 38
- 88 CHEIM, LUIZ; HAUG, ANNE-MARIE; DUPONT CARLOS. **The The Search for Furan × DP Correlation The Saga Continues**. VI Workspot - International Workshop On Power Transformers. Brasil. 2010; p. 5
- 89 ALLAN, DAVID. Op. cit. p. 204
- 90 KELLY, JOSEPH J.; BILGIN, K. MUGE; SANS, JOHN R. **Large-Scale Survey of Furanic Compounds in Operating Transformers and Implications for Estimating Service Life**. Conference Record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation. Estados Unidos da América. 1.988. p. 549
- 91 CHEIM, LUIZ (2010). Op. cit. p. 7
- 92 Ibid. p.3
- 93 Ibid. p.3

- 94 LUNDGAARD, L. E.; HANSEN, W.; INGEBRIGTSEN, S. **Ageing of Mineral Oil Impregnated Cellulose by Acid Catalysis**. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol. 15, N°. 2. Abril 2008. pp. 540-546
- 95 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR IEC 60450 Medição do Grau de Polimerização Viscosimétrico Médio de Materiais Celulósicos Novos e Envelhecidos Para Isolação Elétrica**. . 2009. et seq.
- 96 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 14248 - Produtos de Petróleo - Determinação do Número de Acidez e de Basicidade - Método do Indicador**. 2009. et seq.