

FERNANDO PIAZZA

**AVALIAÇÃO DO ESTADO DE ENVELHECIMENTO DO
SISTEMA ISOLANTE DE TRANSFORMADORES EM PAPEL -
ÓLEO E CABOS EXTRUDADOS EM XLPE, UTILIZANDO A
TÉCNICA DE TENSÃO DE RETORNO**

Dissertação apresentada como quesito
parcial à obtenção do grau de Mestre.
Programa Interdisciplinar de Pós-
Graduação em Engenharia, Setor de
Tecnologia, Universidade Federal do
Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar N.
Scarpa

CURITIBA
2001

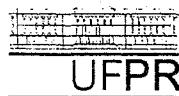
FERNANDO PIAZZA

**AVALIAÇÃO DO ESTADO DE ENVELHECIMENTO DO
SISTEMA ISOLANTE DE TRANSFORMADORES EM PAPEL -
ÓLEO E CABOS EXTRUDADOS EM XLPE, UTILIZANDO A
TÉCNICA DE TENSÃO DE RETORNO**

Dissertação apresentada como quesito
parcial à obtenção do grau de Mestre.
Programa Interdisciplinar de Pós-
Graduação em Engenharia, Setor de
Tecnologia, Universidade Federal do
Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar N.
Scarpa

**CURITIBA
2001**



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
Programa Interdisciplinar de Pós-Graduação em Engenharia - PIPE
Setor de Tecnologia

RELATÓRIO DA DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Aos vinte e dois dias do mês de fevereiro de 2001, no Auditório do SIMEPAR, foi instalada pelo Prof. Wido H. Schreiner, Coordenador do PIPE – Programa Interdisciplinar de Pós-Graduação em Engenharia, a Banca Examinadora para a décima sétima Dissertação de Mestrado área de concentração: Engenharia e Ciências de materiais Estiveram presentes no Ato, além do Coordenador do Curso de Pós-Graduação, professores, alunos e visitantes.

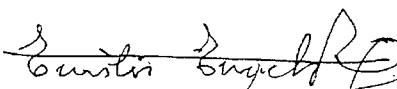
A Banca Examinadora, atendendo determinação do Colegiado do Programa Interdisciplinar de Pós-Graduação em Engenharia, ficou constituída pelos professores: Prof. Dr. Emilio Englstein Nashvalger, Prof. Dr. Renê Robert (Dept. Eng. Elétrica), Prof. Dr. Paulo César do Nascimento Scarpa (LACTEC).

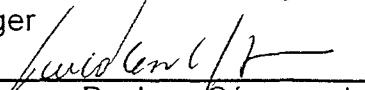
Às 14:00 horas, a banca iniciou os trabalhos, convidando o(a) Candidato(a) **Fernando Piazza** a fazer a apresentação do tema de dissertação intitulada “**AVALIAÇÃO DO ESTADO DE ENVELHECIMENTO DO SISTEMA ISOLANTE DE TRANSFORMADORES EM PAPEL-ÓLEO E CABOS EXTRUDADOS EM XLPE, UTILIZANDO A TÉCNICA DE TENSÃO DE RETORNO**”. Encerrada a apresentação, iniciou-se a fase de arguição pelos membros participantes.

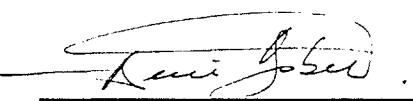
Tendo em vista a dissertação e a arguição, a banca atribuiu as seguintes notas: Prof. Dr. Emilio Englstein Nashvalger, Nota: A, Prof. Dr. Renê Robert Nota: A, Prof. Dr. Paulo César do Nascimento Scarpa, Nota A.

A média obtida A, resulta na APROVAÇÃO do candidato, (de acordo com a determinação dos Artigos 61/62/63/64 da Resolução 38/96 de 14.06.96), e corresponde ao conceito A/B/C/D.

Curitiba, 22 de fevereiro de 2001 de 2001.


Prof. Dr. Emilio Englstein
Nashvalger


Prof. Dr. Paulo César do
Nascimento Scarpa


Prof. Dr. Renê Robert



Professor. Dr. Renê Robert; Mestrando Fernando Piazza; Professor Dr. Emílio Engelstein Nachvalger
e Orientador e Professor Dr. Paulo Cesar do Nascimento Scarpa.

Dedicatória

Este trabalho é dedicado a minha esposa Denize
e a meus filhos Filipe e Leonardo.

AGRADECIMENTOS

Ao Dr. Paulo Scarpa, pela dedicação e orientação durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Renê Robert pelos ensinamentos e incentivo para realização deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Emílio Engelstein Nachvalger pelos ensinamentos ministrados desde o início de minhas atividades na área de pesquisa.

As Dr. Paulo Inone e Dr. Kleber Franke Portella pelas diversas sugestões dadas para a realização deste trabalho.

Ao Engenheiro José Arinos Teixeira Junior e ao Técnico Celso Luiz de Lima Martins pela colaboração na execução e obtenção dos resultados dos ensaios elétricos realizados em transformadores.

Ao Técnico Químico Romeu Caetano Granato e a sua equipe pela colaboração na execução e obtenção dos resultados dos ensaios físico-químicos utilizados na parte experimental deste trabalho.

A Engenheiro Guilherme Cunha da Silva e aos Técnicos Dorneles Braga e Altivir Bornacim pela colaboração na execução e obtenção dos resultados dos ensaios elétricos realizados em cabos isolados.

À Química Marilda Munaro pela colaboração na representação das reações químicas de envelhecimento apresentadas neste trabalho.

Ao Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC) por permitir a realização deste trabalho e pela utilização de suas instalações e equipamentos.

Aos colegas do LACTEC e do Programa Interdisciplinar de Pós-graduação em Engenharia (PIPE) pela amizade e companheirismo, bem como, a todos que, direta ou indiretamente colaboraram para a realização deste trabalho.

A minha esposa Denize e meus filhos pela compreensão.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	PROPRIEDADES DIELÉTRICAS.....	6
2.1	POLARIZAÇÃO E RELAXAÇÃO DIELÉTRICA.....	6
2.2	TENSÃO DE RETORNO	16
3	TRANSFORMADOR COM SISTEMA ISOLANTE PAPEL – ÓLEO MINERAL.....	22
3.1	SISTEMA ISOLANTE DE TRANSFORMADORES	22
3.2	MECANISMOS DE ENVELHECIMENTO DO SISTEMA ISOLANTE DE TRANSFORMADORES.....	27
3.3	AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES UTILIZANDO A TÉCNICA DE TENSÃO DE RETORNO	35
4	CABOS ISOLADOS EXTRUDADOS EM XLPE	45
4.1	SISTEMA ISOLANTE DE CABOS	45
4.2	MECANISMOS DE ENVELHECIMENTO EM CABOS ISOLADOS EM XLPE.....	50
4.3	AVALIAÇÃO DE CABOS EXTRUDADOS EM XLPE UTILIZANDO A TÉCNICA DE TENSÃO DE RETORNO	55
5	EXPERIMENTAL.....	63
5.1	TRANSFORMADORES.....	63
5.2	CABOS ISOLADOS EM XLPE.....	66
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	70
6.1	TRANSFORMADORES.....	70
6.2	CABOS ISOLADOS EM XLPE.....	75
7	CONCLUSÕES	82
8	TRABALHOS FUTUROS	84
9	BIBLIOGRAFIA	85

LISTA DE TABELAS

Figura 2.1: Polarização em um dielétrico	6
Figura 2.2: Perdas em corrente alternada em um dielétrico: (a) diagrama de circuito e (b) diagrama de <i>Argand</i> da relação complexa tensão-corrente	10
Figura 2.3: Polarização eletrônica	12
Figura 2.4: Polarização atômica ou molecular	12
Figura 2.5: Polarização dipolar ou orientacional: (a) molécula da água e (b) cadeia polimérica.....	13
Figura 2.6: Polarização interfacial: (a) material heterogêneo, (b) capacitor com dupla camada e (c) circuito equivalente	14
Figura 2.7: Representação dos principais tipos de polarização no domínio da freqüência	15
Figura 2.8: Tensão de descarga interna após carga completa	17
Figura 2.9: Tensão de descarga interna após carga parcial	17
Figura 2.10: Tensão de retorno	17
Figura 2.11: Circuito equivalente simplificado de um sistema isolante real	19
Figura 2.12: Processo de carga	20
Figura 2.13: Processo de curto – circuito	20
Figura 2.14: Processo de tensão de retorno	21
Figura 3.1: Detalhe de núcleo de transformador de potência.....	23
Figura 3.2: Hidrocarbonetos parafínicos	24
Figura 3.3: Hidrocarbonetos naftênicos	24
Figura 3.4: Hidrocarbonetos aromáticos	24
Figura 3.5: Estrutura molecular da glicose e da celulose	25
Figura 3.6: Reação do DBPC com os radicais liberados da oxidação	29
Figura 3.7: Reação de dimerização	29

Figura 3.8: Produtos da degradação do papel	31
Figura 3.9: Equilíbrio do teor de umidade do sistema papel - óleo - água (Diagrama de Nielsen)	34
Figura 3.10: Determinação do espectro de polarização.....	36
Figura 3.12: Mecanismo de carga e descarga e tensão de retorno em sistemas com diferentes teores de umidade para $tc=1s$ e $td=0,5$ s	37
Figura 3.14: Mecanismo de carga e descarga e tensão de retorno em sistemas com diferentes teores de umidade para $tc=100s$ e $td=50$ s	38
Figura 3.15: Mecanismo de carga e descarga e tensão de retorno em sistemas com diferentes teores de umidade para $tc=1000s$ e $td=500$ s	38
Figura 3.17: Resultados de ensaios em sistema isolante papel - óleo em sistemas com diferentes teores de umidade	38
Figura 3.18: Espectro de polarização para transformadores de diferentes estados	39
Figura 3.19: Espectros de polarização para diferentes umidades de sistemas papel - óleo	40
Figura 3.20: Variação do espectro de polarização com a temperatura	40
Figura 3.21: Dependência da taxa de crescimento da tensão de retorno com a temperatura	42
Figura 3.22: Dependência do tempo de relaxação com o tempo de carga	42
Figura 3.23: Umidade do papel em função do tempo de carga dominante e da temperatura	43
Figura 4.1: Componentes do sistema isolante de cabos extrudados em XLPE	45
Figura 4.2: Estrutura do etileno	47
Figura 4.3: Monômero formador do polietileno	47
Figura 4.4: Representação esquemática da molécula do polietileno, onde as esferas escuras são átomos de hidrogênio e as esferas claras são átomos de carbono	47
Figura 4.5: Diagrama esquemático da morfologia da esferulita na região semicristalina do polietileno	48
Figura 4.6: Representação esquemática do XLPE	48
Figura 4.7: (A) LDPE, (B) XLPE	48

Figura 4.8: Falhas mais comuns do sistema isolante de cabos extrudados	51
Figura 4.9: Envelhecimento térmico / oxidativo	51
Figura 4.10: Esquema simplificado da oxidação do polietileno	52
Figura 4.11: Padrão de arborescência elétrica em polietileno	53
Figura 4.12: Ruptura do dielétrico devido a arborescência	54
Figura 4.13: Espectro de polarização em cabos com e sem arborescência	57
Figura 4.14: Padrão de tensão de retorno com tensão de carga constante em cabos XLPE	58
Figura 4.15: Efeito da distribuição de arborescência	59
Figura 4.16: Tempo para tensão de retorno máxima	59
Figura 4.17: Definição do fator de diagnóstico D	60
Figura 4.18: Tensão de retorno de cabo de 20 kV	62
Figura 4.19: Normalização cabo novo	62
Figura 4.20: Normalização cabo envelhecido	62
Figura 4.21: Normalização cabo envelhecido	62
Figura 5.1: Esquema de ligação para ensaio de tensão de retorno.....	65
Figura 5.2: Preparação das terminações dos cabos, dimensões em milímetros	67
Figura 5.3: Esquema para determinação da corrente de fuga x tensão e corrente de fuga x tempo	68
Figura 5.4: Esquema para determinação da capacidade e fator de dissipação	69
Figura 5.5: Esquema para determinação da tensão de retorno com RVM <i>Tettex</i>	69
Figura 5.6: Equipamento RVM 5461 da <i>Tettex</i>	69
Figura 6.1: Espectro de polarização em quatro unidades novas (#1, #3, #4 e #res) da subestação A	70
Figura 6.2 - Espectro de polarização em quatro unidades novas (#1, #2, #3 e #4) da subestação B	72
Figura 6.3: Espectro de polarização em transformador submetido a secagem (subestação C).	73

Figura 6.4 - Espectro de polarização em transformador submetido a troca de bucha (subestação D)	74
Figura 6.5: Corrente de fuga x Tensão.....	75
Figura 6.6: Corrente de fuga x tempo	76
Figura 6.7: Fator de dissipação das amostras longas.....	77
Figura 6.8: Capacitância das amostras longas.....	77
Figura 6.9: Tensão máxima de retorno para tensões de carga de 1000 Vcc e 2000 Vcc.....	78
Figura 6.10: Tensão máxima de retorno para tensões de carga de 1000 Vcc e 2000 Vcc.....	80

LISTA DE FIGURAS

Tabela 3.1: Reação em cadeia da degradação do óleo mineral [42].	27
Tabela 3.2: Produtos de oxidação em função do hidroperóxido de origem [42].	28
Tabela 3.3: Rigidez dielétrica e permissividade do papel, óleo e papel-óleo [38].....	34
Tabela 3.4: Valores limites de umidade do papel [10].....	44
Tabela 4.1: Propriedades do LDPE, HDPE e XLPE.....	49
Tabela 6.1: Tempo para o valor máximo de tensão de retorno.	79
Tabela 6.2: Tempo para o valor máximo de tensão de retorno.	80

LISTA DE SÍMBOLOS

$\tan\delta$	- fator de perdas
E	- campo elétrico
l	- distância
Q	- carga armazenada
U	- tensão aplicada
q	- carga unitária
C	- capacitância
P	- polarização
χ	- suscetibilidade
i, j	- índices
n	- número de elementos
ω	- freqüência angular
δ	- angulo de Perda
D, D_0, D_1, D_2	- deslocamento elétrico
t	- tempo
ϵ^*	- permissividade complexa
ϵ''	- fator de perdas dielétricas
ϵ'	- permissividade relativa
i	- operador complexo
I	- corrente
p	- momento dipolar
α	- constante da polarizabilidade da molécula

α_i	- polarizabilidade atômica
α_d	- polarizabilidade dipolar
σ	- condutividade
R	- resistência
C	- capacitor
τ	- tempo de Relaxação
H	- umidade
a	- tempo de vida do transformador
ϵ_0	- permissividade no vácuo
E_0	- campo elétrico
E_L	- campo elétrico local
P_e	- polarizabilidade eletrônica
P_i	- polarização atômica
P_d	- polarização dipolar
d_1, d_2	- espessuras dos materiais
R_p	- resistência de polarização
C_p	- capacitância de polarização
C_g	- capacitância geométrica
R_g	- resistência de isolamento
U_c	- tensão de carga
t_c	- tempo de carga
t_d	- tempo de descarga
U_{rm}	- tensão de retorno máxima

LISTA DE SIGLAS

AT	- alta tensão
CA	- corrente alternada
CC	- corrente contínua
CF	- compostos furânicos
EP	- espectro de polimerização
EVA	- poli(etileno-co-acetato de vinila)
DBPC	- Diterciário - butilparacresol
GP	- grau de polimerização
HDPE	- polietileno de alta densidade
LDPE	- polietileno de baixa densidade
PM	- polarização molar
PVC	- poli(cloreto de vinila)
RVM	- medidor de tensão de retorno (<i>recovery voltage meter</i>)
TF	- transformador de força
URSI	- umidade relativa da superfície isolante
XLPE	- polietileno reticulado

RESUMO

O presente trabalho apresenta resultados de medidas convencionais normalizadas e de tensão de retorno, realizadas em sistema isolante em papel – óleo, utilizados em transformadores e em cabos extrudados em XLPE, utilizados em redes subterrâneas de energia elétrica. É mostrado que a técnica de tensão de retorno pode ser considerada como uma ferramenta útil na avaliação destes sistemas isolantes. É sugerido que a vida útil tem relação com a presença de umidade na isolação sólida em transformadores e com a formação e crescimento de arborescências em cabos isolados. Para transformadores com isolação papel – óleo, foi utilizado um método para a determinação do teor de umidade da isolação, pela determinação do Espectro de Polarização de Tensão de Retorno (RVM), o qual permite relacionar a umidade da isolação com uma constante de tempo, a partir da tensão de retorno máxima e da temperatura da isolação. Para cabos com isolação em XLPE, o método com melhores resultados relaciona valores de tensão de retorno máximos com valores de tensão de carga múltiplos da tensão nominal do cabo e os tempos para atingir estes valores máximos. Para transformadores foi observada a eficácia do método para detecção de problemas na isolação, principalmente o estado do envelhecimento da isolação sólida, sem a necessidade de intervenção interna no equipamento. Para os cabos isolados em XLPE foi observada a sensibilidade do método com relação às dimensões e distribuição de arborescências presentes na isolação.

ABSTRACT

Present work shows results of standard and return voltage measurements carried out on paper – oil insulating systems, used in transformers, and on XLPE extruded cables, used in underground power networks for distribution of electrical energy. It is showed that the return voltage technique can be regarded as a useful tool for insulating systems assessment. It is suggested that the life time of transformers is related to the humidity content in the solid insulation, and of coaxial cables to the incept and growth of water trees. For transformers with paper – oil insulation, it was used a method for estimation of insulation humidity content, using the return voltage polarization spectra (RVM), which allows a correlation of the humidity content with a time constant, via maximum return voltage and insulation temperature values. For coaxial XLPE cables, the method which showed best results relates maximum return voltage values with charging voltages multiple of the cable nominal voltage and the time for reaching the maximum values. For transformers, it was observed the efficiency of the method for insulation evaluation, mainly the ageing state of the solid insulation, without opening the equipment. For coaxial XLPE cables, it was observed the sensibility of the method as regards the dimension and distribution of water trees in the insulation.

1 INTRODUÇÃO

A confiabilidade dos equipamentos elétricos depende da integridade dos seus sistemas isolantes. O envelhecimento dos sistemas isolantes é definido como a ocorrência de mudanças irreversíveis na estrutura dos materiais componentes. Estas mudanças, causadas por diversos estresses, podem causar modificações das propriedades dos materiais dielétricos que compõem o sistema isolante dos equipamentos. As propriedades físicas e químicas do sistema de isolação que são influenciadas pelos mecanismos de envelhecimento, dependem do tipo de estresse aplicado e do isolamento utilizado [1, 2, 3].

Os tipos de estresses que produzem envelhecimento são classificados em: elétrico, térmico, mecânico e ambiental. O envelhecimento pode ser causado por um único estresse ou por múltiplos estresses (multi-estressamento). O estresse elétrico tem como variáveis a tensão nominal de operação e sua freqüência, os transitórios de tensão, as descargas parciais e a injeção de cargas espaciais. O estresse térmico tem como variáveis a temperatura máxima de serviço, os ciclos térmicos e a temperatura ambiente. Para o estresse mecânico, as variáveis são o dobramento, tração, vibração e torção. Para o estresse ambiental, as variáveis que mais afetam o envelhecimento são a composição dos gases que formam o ambiente (ar, oxigênio, nitrogênio e hidrocarbonetos de baixo peso molecular), a presença de impurezas, água ou umidade contendo íons, corrosivos químicos e radiação ionizante e ultravioleta [3].

Para a avaliação do estado dos sistemas isolantes envelhecidos, tem sido mostrado que, em muitos casos, não é recomendável a utilização das técnicas clássicas normalizadas de avaliação dos sistemas isolantes, pois o uso destas técnicas pode originar falhas ou até mesmo introduzir outros defeitos, devido às condições severas de envelhecimento já existente no isolamento [4].

Com esta finalidade foi introduzido o método de avaliação por tensão de retorno que vem sendo utilizado com sucesso na avaliação de cabos extrudados em XLPE e de transformadores isolados em papel e óleo.

Nos transformadores, devido aos processos de envelhecimento do papel (térmico, hidrolítico e oxidativo) por ação dos estresses já citados e presença da água e oxigênio, a isolação sólida pode adquirir umidade. O estabelecimento do controle da umidade da isolação sólida se apresenta como uma ferramenta poderosa na avaliação do envelhecimento da celulose e, como consequência, pode-se obter uma significativa extensão da vida útil destes equipamentos [5, 6]. Este controle possibilita o estabelecimento de procedimentos para montagem, inspeção interna, desmontagem e demais operações que expõem a parte interna dos equipamentos durante as intervenções. Enquanto o óleo pode ser facilmente substituído, a isolação sólida não somente está posicionada internamente ao transformador, como é de acesso extremamente difícil. Pode-se dizer que a vida útil de um transformador é a vida útil de sua isolação sólida [8].

Os métodos mais tradicionais de avaliação envolvem um grande número de ensaios físicos e químicos em óleo isolante. A maior vantagem destes ensaios, realizados em amostras de óleo, é que eles não interferem com a operação normal do equipamento. Os ensaios que determinam os produtos de decomposição do papel presentes no óleo são os mais promissores, visto que, os demais dependem do equilíbrio do sistema papel- óleo e /ou são afetados pelas condições do óleo [7, 8].

Métodos diretos de avaliação do estado do papel apresentam como obstáculo, além da exigência da retirada do transformador de operação, o acesso limitado e o fato das amostras representarem apenas parte da isolação sólida [8].

O método da tensão de retorno para avaliação do teor de umidade de transformadores foi originalmente proposto pela concessionária de energia elétrica da Hungria e desenvolvido por

pesquisadores da Universidade Técnica de Budapeste, em meados dos anos 70 [9]. O princípio básico desta técnica é o fenômeno da polarização do sistema isolante papel - óleo, conhecido desde o começo do uso de cabos de alta tensão, os quais eram isolados com papel de celulose impregnado com óleo. Quando dos ensaios destes cabos, geralmente em tensão contínua, descobriu-se que após a aplicação da tensão seguida pela descarga (curto-círcuito e aterrramento) por um certo tempo, havia uma tensão de retorno que surgia depois da retirada do curto. Este efeito é resultado da polarização do material dielétrico e era descrito, mas, não utilizado como indicador das características da isolação. A constatação de que a polarização é um indicador da condição da isolação papel-celulose impregnado com óleo, foi então implementada por este grupo de estudo húngaro, sob a direção do Prof. Csernatony Hoffer [10].

Como o papel degradado absorve mais umidade que o papel em condições normais, uma resposta dielétrica que corresponda a uma umidade maior que a esperada para as condições de equilíbrio do sistema papel - óleo - água, em uma determinada temperatura, pode ser indício de envelhecimento [6].

Cabos isolados em polietileno reticulado (XLPE) têm sido extensivamente utilizados em redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica. Polietileno reticulado (XLPE) é um polímero semicristalino que contém anti-oxidantes e outros aditivos, incluindo subprodutos do processo de reticulação.

Apesar de suas excelentes propriedades físicas e químicas, tem sido observado que com o uso continuado em ambientes úmidos, pode ocorrer uma degradação das propriedades isolantes do material polimérico, a qual pode levar à prematura ruptura dielétrica de tais cabos. A ocorrência e crescimento de arborescência (*water tree*) têm sido apontados como sendo o principal fenômeno de envelhecimento em isolações sólidas de cabos de distribuição de energia elétrica. O envelhecimento por arborescência (*treeing*) tem sido mostrado ser um dos

principais fatores que podem levar à falha de cabos isolados, com consequente interrupção de serviço. Tem sido sugerido que este tipo de envelhecimento é devido aos mecanismos de migração da água contendo íons na presença de campos elétricos, envolvendo, também, fenômenos de oxidação e quebra de cadeias [3, 11, 12, 13].

Tem sido sugerido que a presença de arborescência pode ser detectada por ensaios de tensão de retorno. A técnica de tensão de retorno tem se mostrado bastante útil na avaliação de sistemas isolantes, particularmente cabos, em que a água participa dos processos de degradação [4].

O presente trabalho foi concebido com a finalidade de avaliar o estado de envelhecimento da isolação de transformadores isolados em papel e óleo e cabos isolados em XLPE utilizando a técnica de tensão de retorno, determinando o espectro de polarização, resistência de isolamento e tensão de retorno, na faixa de tensão de carga de 200 a 2000 V CC.

No Capítulo 2 do presente trabalho são apresentados conceitos básicos de polarização dielétrica, relaxação e de tensão de retorno.

No Capítulo 3 são apresentados o sistema isolante dos transformadores impregnados e os mecanismos de envelhecimento do papel e do óleo, propriedades elétricas, equilíbrio entre a umidade do papel e do óleo e a apresentação da técnica de determinação do espectro de polarização de tensão de retorno. São também feitas considerações sobre a influência da temperatura e da umidade nos resultados obtidos.

No Capítulo 4 são apresentadas as características construtivas do sistema isolante de cabos isolados em XLPE, sendo discutidos mecanismos de formação e de crescimento de arborescências e sua correlação com os fenômenos de tensão de retorno em sistemas poliméricos isolantes.

No Capítulo 5 são descritos as amostras de cabos e os transformadores ensaiados, bem como as técnicas experimentais utilizadas no decorrer do trabalho.

O Capítulo 6 é dedicado à apresentação e discussão dos resultados.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões do trabalho e no Capítulo 8 algumas sugestões para trabalhos futuros.

2 PROPRIEDADES DIELÉTRICAS

2.1 POLARIZAÇÃO E RELAXAÇÃO DIELÉTRICA

Capacitores são dispositivos de circuitos elétricos que armazenam energia elétrica através do deslocamento relativo entre as cargas positivas e negativas do material, quando submetidos a um campo elétrico. Se considerarmos um capacitor de placas planas no vácuo e negligenciarmos o efeito das bordas, o campo elétrico produzido pela região entre as placas separadas pela distância d é dado pela expressão,

$$E = \frac{U}{d} \quad (2.1)$$

A carga armazenada nas placas é diretamente proporcional ao campo elétrico, na forma,

$$Q = \varepsilon_0 \cdot E \quad (2.2)$$

A constante de proporcionalidade ε_0 é chamada de permissividade do vácuo e tem como valor $8,85 \times 10^{-12} \text{ F m}^{-1}$ e a capacidade geométrica, C_g , é dada por, [14]

$$C_g = \frac{Q}{U} \quad (2.3)$$

Entretanto, se entre as placas existir um material dielétrico, o mesmo responderá ao campo aplicado redistribuindo suas cargas componentes, resultando no efeito que é chamado de polarização, como mostrado na Figura 2.1.

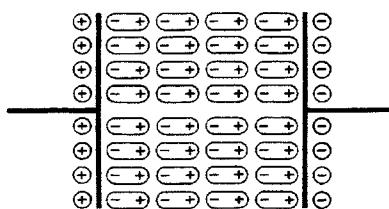


Figura 2.1: Polarização em um dielétrico [15].

Se o material é isotrópico e está sob o campo uniforme de um capacitor de placas paralelas a polarização será a somatória de pequenos momentos dipolares $d\vec{p} = \vec{P}dv$ alinhados com a direção do campo em cada unidade de volume dv . A polarização é assim definida com um vetor quantidade expressando a magnitude e direção do momento elétrico por unidade de volume induzido no material pela aplicação do campo (no caso de materiais anisotrópicos a direção da polarização não é necessariamente paralela ao campo).

Cada elemento de volume de um material polarizado consiste de cargas positivas e negativas separadas por uma distância l , na direção do campo elétrico, produzindo um momento dipolar $\vec{q}l = \vec{P}dv$. Estes dipolos se combinarão de forma a produzir cargas por unidade de área na superfície adjacente aos eletrodos (Teorema de Gauss) [14].

A presença desta polarização, sob a tensão U , resulta que a carga medida nos eletrodos será $Q+P$ (maior do que Q no vácuo), e a capacidade será C (maior do que C_g), sendo a relação, dada por,

$$\epsilon' = \frac{Q+P}{Q} = \frac{C}{C_g} \quad (2.4)$$

definida como sendo a permissividade relativa do material e será sempre maior que a unidade para um dielétrico diferente do vácuo colocado entre os eletrodos [14, 15].

Substituindo-se na Equação (2.4) o valor de Q pela relação definida pela Equação (2.2) obtemos,

$$\epsilon' = \frac{\epsilon_0 \bar{E} + \bar{P}}{\epsilon_0 \bar{E}} \quad \text{ou} \quad \bar{P} = (\epsilon' - 1) \epsilon_0 \bar{E} \quad (2.5)$$

O deslocamento elétrico, D , de um material isotrópico, é definido como [14, 16],

$$\bar{D} = \epsilon_0 \epsilon' \bar{E} = \epsilon_0 \bar{E} + \bar{P} \quad (2.6)$$

Ainda, em dielétricos isotrópicos e lineares, a polarização elétrica é proporcional ao campo elétrico ao qual ele foi submetido (campo macroscópico). Assim, existe uma relação entre a polarização \vec{P} e o campo elétrico \vec{E} que chamamos susceptibilidade elétrica, na forma,

$$\vec{P} = \epsilon_0 \chi \vec{E} \quad (2.7)$$

A Equação (2.6) pode ser escrita como,

$$\vec{D} = \epsilon_0 \vec{E} + \epsilon_0 \chi \vec{E} \quad (2.8)$$

e para meios anisotrópicos lineares, temos as relações correspondentes,

$$\vec{P}_i = \epsilon_0 \chi_{ij} \vec{E}_j \quad (i, j = 3) \quad (2.9)$$

$$\vec{D}_i = \epsilon_{ij} \vec{E}_j \quad (i, j = 3) \quad (2.10)$$

Para dielétricos anisotrópicos não lineares (ferroelétricos), a relação entre \vec{P} e \vec{E} apresenta histerese [17].

O dielétrico quando é submetido a um campo elétrico alternado E , de amplitude E_0 e freqüência angular ω , na forma,

$$E = E_0 \cos \omega t \quad (2.11)$$

apresentará, dependendo da freqüência, alguns dos seus mecanismos de polarização atrasados em relação a este campo elétrico aplicado. O termo relaxação representa este atraso de resposta no tempo com relação ao estímulo aplicado. Na relaxação dielétrica considera-se como estímulo o vetor campo elétrico aplicado ao material dielétrico e a resposta como o vetor polarização deste dielétrico [18].

Este fato pode ser expresso pelo ângulo de atraso δ no deslocamento elétrico D , conforme a equação,

$$D = D_0 \cos(\omega t - \delta) \quad (2.12)$$

A Equação (2.12) pode ser escrita como,

$$D = D_1 \cos \omega t + D_2 \sin \omega t \quad (2.13)$$

onde:

$$D_1 = D_0 \cos \delta \quad (2.14)$$

$$D_2 = D_0 \sin \delta \quad (2.15)$$

Destas expressões e da Equação (2.6), pode-se escrever,

$$\epsilon' = \frac{D_1}{\epsilon_0 E_0} \quad (2.16)$$

$$\epsilon'' = \frac{D_2}{\epsilon_0 E_0} \quad (2.17)$$

onde ϵ' é a permissividade relativa e ϵ'' o fator de perdas dielétricas que se relacionam através da $\tan \delta$ (tangente do ângulo de perda), denominada fator de dissipação, dada por,

$$\tan \delta = \frac{\epsilon''}{\epsilon'} \quad (2.18)$$

Define-se a permissividade complexa como,

$$\epsilon^* = \epsilon' - i\epsilon'' \quad (2.19)$$

onde a parte real e a parte imaginária podem ser entendidas considerando o material dielétrico um capacitor de placas paralelas conforme mostrado na Figura 2.2(a). A corrente I que circula no circuito após a aplicação de uma tensão alternada da forma,

$$U = U_0 e^{i\omega t} \quad (2.20)$$

pode ser calculada como, [14, 16, 19, 20]

$$I = \epsilon^* C_0 \frac{dU}{dt} = i\omega \epsilon^* C_0 U \quad (2.21)$$

$$I = \omega C_0 (\epsilon'' + i\epsilon') U \quad (2.22)$$

O significado da Equação (2.21) e da Equação (2.22) é que temos uma componente capacitiva de corrente I_c , que está adiantada da tensão por 90° e uma componente resistiva de corrente I_r , que está em fase com a tensão, dadas, respectivamente, por,

$$I_c = i\omega C_0 \epsilon' U \quad (2.23)$$

$$I_r = \omega C_0 \epsilon'' U \quad (2.24)$$

O diagrama de Argand destas correntes é mostrado na Figura 2.2(b).

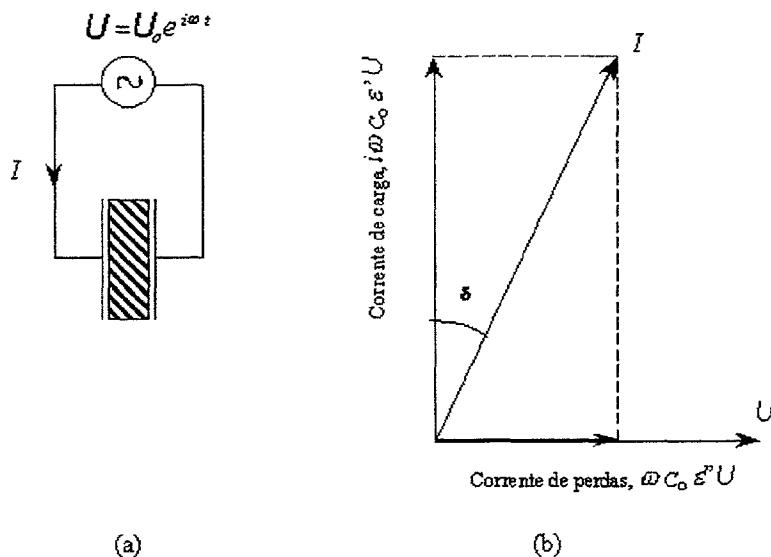


Figura 2.2: Perdas em corrente alternada em um dielétrico: (a) diagrama de circuito e (b) diagrama de Argand da relação complexa tensão-corrente [14].

Da Equação (2.23) e da Equação (2.24) o fator de dissipação pode ser expresso como [14],

$$\tan \delta = \frac{\epsilon''}{\epsilon'} = \frac{\text{energia dissipada/ciclo}}{\text{energia armazenada/ciclo}} \quad (2.25)$$

O fator de dissipação depende da polarização e da condutividade dos materiais dielétricos e varia com a freqüência, temperatura e umidade e pode ser determinado através de técnicas conhecidas [21].

No estudo dos tipos de polarização, os materiais são classificados como polares e não polares. Materiais dielétricos não polares são os que possuem nas suas moléculas um centro de simetria, os baricentros das cargas positivas e negativas são confundidos na ausência de um campo externo. Como exemplo podemos citar o polietileno, teflon e poliestireno. Materiais dielétricos polares possuem suas moléculas desprovidas de centro de simetria, apresentam um momento elétrico

permanente, tais como o PVC.

Nas moléculas dos dielétricos podem-se citar as polarizações induzidas e as orientacionais. As polarizações induzidas são aquelas que só aparecem quando da existência de um campo elétrico no meio, enquanto que a orientacional ou permanente são sempre existentes e o campo elétrico apenas produz um torque mecânico que tende a orientá-la na direção do campo aplicado. As polarizações induzidas mais importantes são: eletrônica, atômica e dipolar [14, 22]. Ainda, em nível macroscópico, pode-se citar a polarização interfacial e a polarização por cargas espaciais nos eletrodos. As polarizações induzidas e orientacionais acontecem a nível molecular, onde, sob o efeito do campo elétrico local \vec{E}_L , são produzidos momentos dipolares \vec{p} na forma,

$$\vec{p} = \alpha \vec{E}_L \quad (2.26)$$

onde α é uma constante que representa a polarizabilidade da molécula e a polarização resultante na amostra, \vec{P} , é relacionada ao número de moléculas por unidade de volume N [14, 17]. Cada um dos três tipos de polarização é caracterizado por um coeficiente α . Os mecanismos de polarização dos materiais dielétricos são descritos a seguir:

(i) Polarização Eletrônica

É o deslocamento da nuvem eletrônica com relação ao núcleo de um átomo, tal como mostrado na Figura 2.3. Acontece num tempo da ordem de 10^{-15} s e pode ser determinada por,

$$\vec{P}_e = N \cdot \alpha_e \cdot \vec{E}_L \quad (2.27)$$

onde α_e é a polarizabilidade eletrônica e E_L é o campo local (i. e., campo elétrico no dipolo). Este tipo de polarização é quase independente da temperatura [17, 23].

(ii) Polarização Atômica

A polarização atômica (Figura 2.4) é o deslocamento dos centros de carga das moléculas, ocorrendo num intervalo de tempo da ordem de 10^{-13} s.

A polarização atômica é dada por,

$$\vec{P}_a = N \cdot \alpha_a \cdot \vec{E}_L \quad (2.28)$$

onde α_a é a Polarizabilidade atômica. A polarização atômica praticamente não é afetada pela temperatura [17].

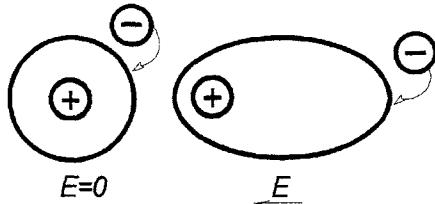


Figura 2.3: Polarização eletrônica [24, 19].



Figura 2.4: Polarização atômica ou molecular [19].

(iii) Polarização dipolar;

A polarização dipolar, mostrada na Figura 2.5, consiste da orientação de dipolos permanentes presentes no dielétrico na direção do campo elétrico aplicado, provocando uma dissipação de energia que depende da relaxação dos dipolos. É um processo relativamente lento (na faixa de 10^{-6} s) e dependente da temperatura [25] e aparece em gases, líquidos e corpos amorfos com certa viscosidade, tais como por exemplo água, PVC e álcool polivinílico [17].

A polarização dipolar foi estudada inicialmente por Debye. A polarização dipolar foi definida por Langevin e Debye como,

$$P_d = N\alpha_d E_L \quad (2.29)$$

sendo α_d a polarizabilidade dipolar [17].

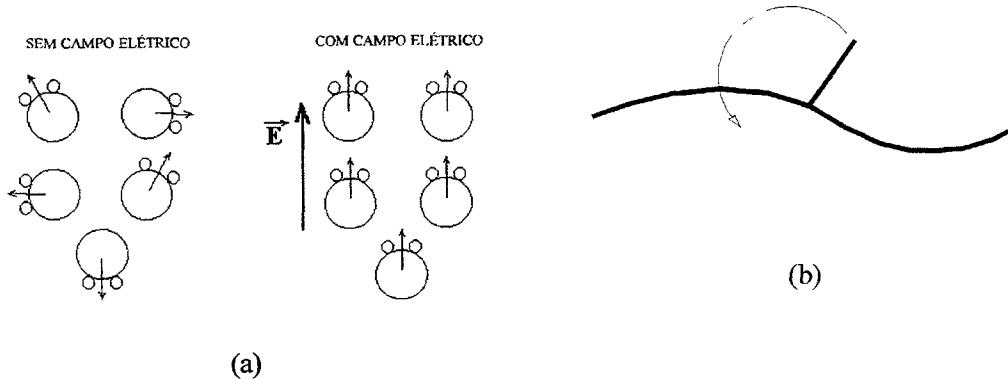


Figura 2.5: Polarização dipolar ou orientacional: (a) molécula da água e (b) cadeia polimérica[17, 19].

A Equação (2.29) considera um modelo com relaxação simples e a contribuição intramolecular. Modelos mais sofisticados consideram contribuições intramoleculares e contribuições intermoleculares [26].

(iv) Polarização Interfacial

A polarização interfacial ocorre quando o sistema isolante apresenta descontinuidades, tais como, materiais diferentes, fases diferentes, vazios (gases) ou regiões com contaminantes (partículas metálicas ou umidade) [14, 15]. Devido às diferentes condutividades e permissividades das regiões consideradas ocorre a formação de carga espacial nas interfaces. Este efeito acontece por exemplo, entre dois sólidos, entre um sólido e um líquido (papel impregnado) ou em materiais heterogêneos com estruturas amorfas e cristalinas (polietileno) [15].

Um modelo utilizado para estimar o tempo de resposta de dois isolantes sólidos em série é o de Maxwell - Wagner, que pode ser representado por um capacitor com dois materiais dielétricos em série (1 e 2), conforme mostrado esquematicamente na Figura 2.6.

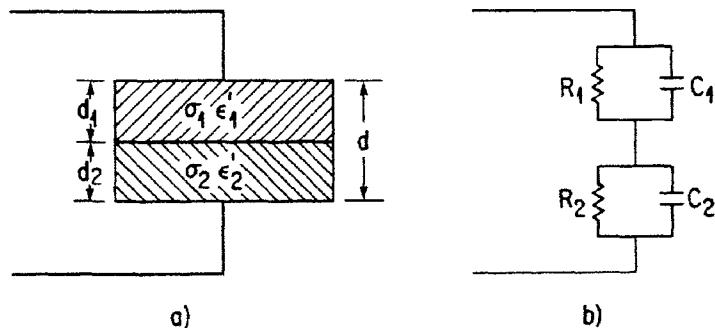


Figura 2.6: Polarização interfacial: (a) capacitor com dupla camada e (b) circuito equivalente [15, 22].

O tempo de relaxação, τ , de um sistema de dois materiais, como o da Figura 2.6, é dado por,

$$\tau = \frac{(d_1 \epsilon_2' + d_2 \epsilon_1')}{d_1 \sigma_1 + d_2 \sigma_2} \quad (2.30)$$

onde ϵ_1' e ϵ_2' são as permissividades relativas, σ_1 e σ_2 as condutividades e d_1 e d_2 as espessuras dos materiais 1 e 2, respectivamente. [15, 17].

Considerando-se a Equação (2.30), a presença de umidade no sistema, com permissividade maior (20 a 30 vezes a do sistema papel - óleo) e condutividade muito maior (milhares de vezes a do sistema papel - óleo), faz diminuir o tempo de relaxação [6, 24].

(v) Polarização por cargas espaciais nos eletrodos

Em materiais dielétricos homogêneos pode surgir a formação de cargas espaciais na interface formada pelo material e os eletrodos. A polarização por cargas espaciais nos eletrodos ocorre quando portadores de carga como íons ou elétrons, se movem em direção aos eletrodos e não são neutralizados eletricamente devido a imperfeições do contato entre o metal do eletrodo e o material dielétrico. Consequentemente, ocorre a acumulação de carga nos eletrodos, distorção do campo elétrico e aumento das perdas e da permissividade relativa [14, 15].

As mudanças na permissividade relativa (ϵ') e no fator de perdas (ϵ'') com a freqüência, mostrados na Figura 2.7, são produzidos pelos mecanismos de polarização que existem no material. A permissividade relativa tem seu máximo valor na freqüência zero. Cada mecanismo de polarização produz um máximo no fator de perdas e um decaimento na permissividade relativa. A freqüência na qual o fator de perdas é máximo é chamada de freqüência de relaxação para aquela polarização.

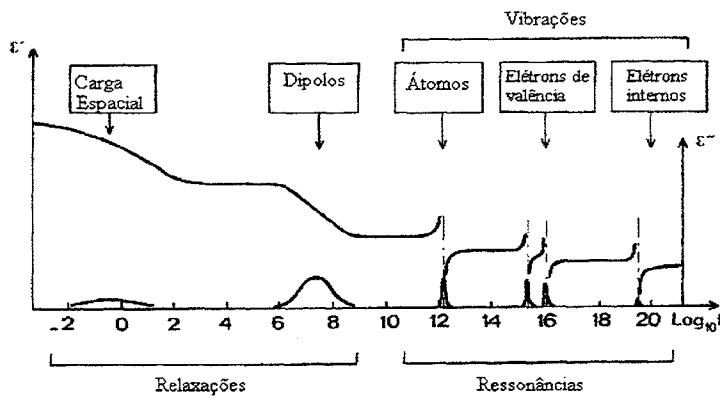


Figura 2.7: Representação dos principais tipos de polarização no domínio da freqüência [27, 20].

O principal efeito da temperatura em materiais isolantes é o aumento das freqüências de relaxação dos mecanismos de polarização. O coeficiente de temperatura da permissividade para baixas freqüências será sempre positivo, enquanto que os coeficientes de temperatura das permissividades para as polarizações atômicas e eletrônicas são negativas. O coeficiente de temperatura será então negativo para altas freqüências, sendo zero para algumas freqüências intermediárias.

Os coeficientes de temperatura do fator de perda e do fator de dissipação podem ser positivos ou negativos, dependendo da freqüência. Será positivo para freqüências maiores que a

freqüência de relaxação é negativo para as freqüências menores. Desde que a freqüência de relaxação da polarização interfacial é usualmente abaixo de 1 Hz, o coeficiente de temperatura do fator de perda e fator de dissipação correspondente será positivo para toda medida usual de freqüência.

Todos os mecanismos de polarização, exceto polarização interfacial, são aproximadamente independentes do gradiente de tensão aplicado até que o campo elétrico atinja valores que provoquem ionização nas lacunas ou na superfície ou que ocorra a ruptura. Na polarização interfacial, o número de cargas livres pode aumentar com a tensão elétrica devido a processos de injeção de carga e modificar a magnitude da polarização e de sua freqüência de relaxação. A condutividade é afetada de forma similar.

O maior efeito da umidade é aumentar a magnitude da polarização interfacial e assim, aumentar o fator de perdas, a permissividade e a condutância [28].

2.2 TENSÃO DE RETORNO

A principal característica da resposta dielétrica é o efeito memória, pelo qual o comportamento no tempo presente depende da história do dielétrico. Quando um campo elétrico é aplicado ao dielétrico, ocorre a polarização elétrica, que pode ser de vários tipos. Ao ser retirada a excitação, o equilíbrio se restabelece após um intervalo de tempo finito, denominado tempo de relaxação. Nos materiais dielétricos reais, a componente lenta da resposta implica em um grande tempo de relaxação. Desta maneira no tempo atual, o valor da polarização depende de excitações por campos elétricos em tempo passados [29].

Após a aplicação e retirada do campo elétrico ao dielétrico real ocorre a descarga interna, conforme mostrado na Figura 2.8 e na Figura 2.9, e, ainda, com aplicação e interrupção do

curto - circuito aplicado ao capacitor previamente carregado, observa-se uma regeneração da tensão com a formação de uma tensão de retorno, conforme mostrado na Figura 2.10 [29].

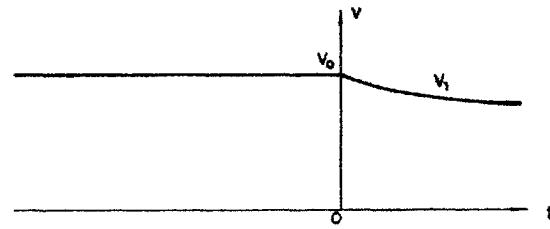


Figura 2.8: Tensão de descarga interna após carga completa [29].

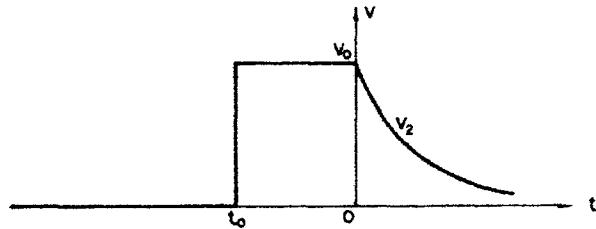


Figura 2.9: Tensão de descarga interna após carga parcial [29].

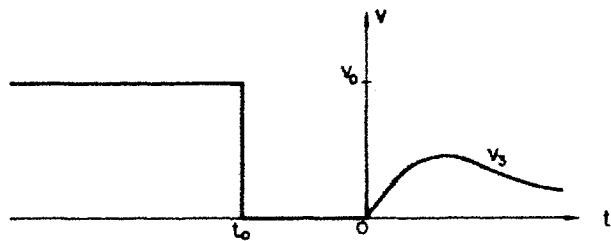


Figura 2.10: Tensão de retorno [29].

Este comportamento dielétrico recebe dois tipos principais de interpretação: ou consideram-se apenas os efeitos da relaxação dipolar, ou os efeitos da formação de carga espacial.

Considerando-se o efeito da relaxação dipolar, a tensão de retorno foi mostrada com base em dois tipos de abordagem equivalentes: pela teoria de circuito, enunciada por Schweidler-

Gross, e pela teoria do campo, enunciada por Tiley [29]. Em ambas as abordagens, tomaram-se como hipóteses os princípios de superposição e o princípio de causalidade. O princípio de superposição, aplicado neste caso, estabelece que para uma determinada variação de tensão, a corrente i produzida será sempre a mesma que daquela obtida se o sistema estivesse em equilíbrio, ou seja, não importam as variações de tensão anteriores que determinaram o estado atual do sistema, a corrente posterior i se superpõe às outras porventura existentes. O princípio de causalidade estabelece que somente as variações de tensão anteriores ao instante de tempo considerado terão influência no valor da corrente posterior (a causa é sempre anterior ao efeito).

A equação de Schweidler-Gross nos dá a expressão geral da evolução da tensão nos terminais isolados de um capacitor formado com o material dielétrico, a partir do instante $t=0$ em que existe a corrente posterior $i_o(t)$ proveniente de variações da tensão ocorridas antes deste intervalo,

$$\frac{U(t)}{R} + c \frac{dU(t)}{dt} + i_o(t) + \int_0^t \frac{dU(\tau)}{d\tau} \phi(t-\tau) d\tau = 0 \quad (2.31)$$

onde $\phi(t-\tau)$ é a função de relaxação dielétrica.

A abordagem pela teoria de campo é baseada na hipótese de que a resposta em polarização do material dielétrico, submetido a um campo elétrico, é dada pela expressão,

$$\bar{P}(t) = \int_{-\infty}^t \chi(t-\tau) \bar{E}(\tau) d\tau \quad (2.32)$$

onde $\chi(t-\tau)$ é a função resposta dielétrica.

Considerando-se os mecanismos de condução devidos somente à formação de carga espacial, utiliza-se conceitos da física do estado sólido, levando a sistemas de equações não-lineares, cuja solução só é possível numericamente [29].

Um sistema isolante real pode ser representado pelo circuito equivalente da Figura 2.11 [30] onde R_p e C_p representam os mecanismos de polarização já discutidos e que possuem constantes de tempo diferentes.

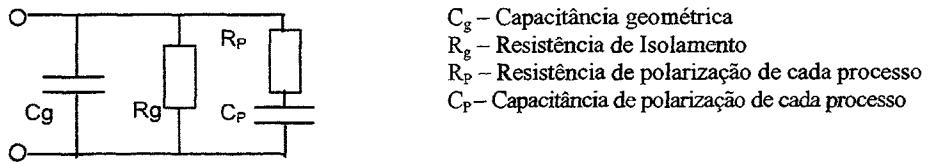


Figura 2.11: Circuito equivalente simplificado de um sistema isolante real [31].

O procedimento para determinar a tensão de retorno [31] consiste nas seguintes etapas:

- (i) A primeira etapa é o processo de carga da isolação, conforme podemos ver no circuito da Figura 2.12. Nesta etapa, uma tensão U_c será aplicada por um tempo t_c , ao fim do qual o processo de carga será interrompido. No intervalo com tempo de carga t_c serão desenvolvidos os processos de polarização com constantes de tempo inferiores a t_c . A capacitância C_g é carregada e as capacitâncias C_p serão carregadas em função das constantes de tempo dadas por R_p e C_p . Os processos representados por $R_p \times C_p > t_c$ não podem ser desenvolvidos de forma total. Dependendo do valor da constante de tempo da isolação, este processo poderá ou não alcançar a saturação. Esta ocorre quando t_c é elevado.

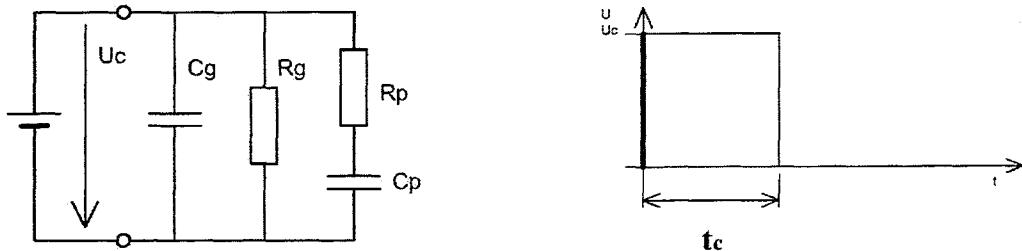


Figura 2.12: Processo de carga [31].

- (ii) Na segunda etapa, o sistema isolante é curto – circuitado por um tempo t_d , conforme mostrado na Figura 2.13. Neste período de descarga, as cargas livres, armazenadas em C_g , são completamente descarregadas, mas as capacitâncias C_p , com constantes de tempo maiores que t_d , permanecem com suas cargas armazenadas. Esta etapa remove parte da polarização da isolação. O processo de descarga pode ser interrompido antes ou após a descarga total, dependendo da constante de tempo do sistema isolante. O tempo t_d é feito menor que o tempo t_c , pois se assim não o fosse, não haveria tensão de retorno.

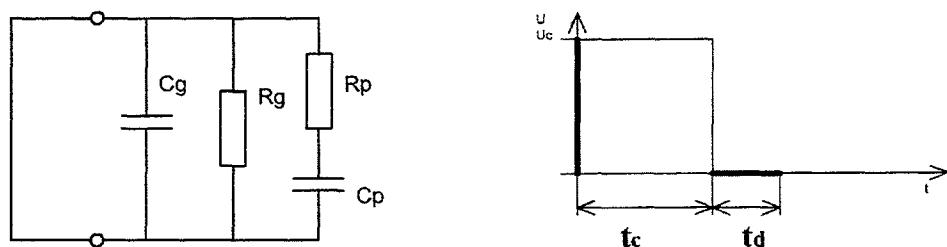


Figura 2.13: Processo de curto – circuito [31].

- (iii) A terceira etapa é o processo no qual o curto-círcuito é retirado e um eletrômetro, de impedância de entrada muito maior que a do circuito, é utilizado para medir a tensão que se desenvolve nos terminais do sistema isolante, conforme mostrado na

Figura 2.14. Após a remoção do curto-circuito, só os processos de polarização cujas constantes de tempo τ estejam na faixa $t_c > \tau > t_d$ permanecem ativos. As cargas armazenadas que atendam esta condição fluirão até C_g , provocando o aumento da tensão nos eletrodos. A tensão aumentará até um valor máximo, U_{rm} , segundo uma taxa de crescimento dU_r/dt , diminuindo depois devido a descarga através da resistência de isolamento R_g [6, 24, 32, 33, 34].

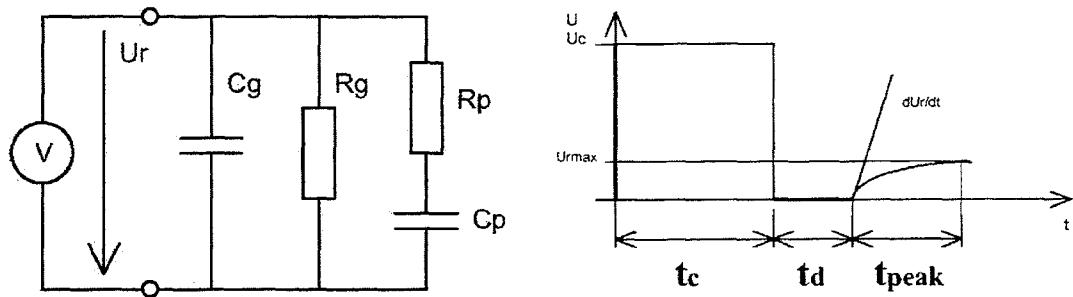


Figura 2.14: Processo de tensão de retorno [31].

A tensão de retorno cresce com a tensão de carga U_c e com o tempo de carga, t_c , e decresce com o tempo de curto circuito. O valor máximo da tensão de retorno U_{rm} é proporcional ao processo de polarização (α). O valor absoluto de U_{rm} é influenciado pelo valor de R_g [6] e a taxa de crescimento depende da constante de tempo do sistema isolante [35, 36]. O aumento da relação t_c/t_d provoca o aumento da tensão de retorno e o alargamento da área sob a curva, causando a diminuição da sensibilidade do processo [34].

3 TRANSFORMADOR COM SISTEMA ISOLANTE PAPEL – ÓLEO MINERAL

3.1 SISTEMA ISOLANTE DE TRANSFORMADORES

Os materiais isolantes utilizados em transformadores, são de base celulósica (papel Kraft, papelão Kraft, papel manilha e papelão com fibra de algodão), impregnados com óleo. O papel Kraft é utilizado na forma de finas camadas envolvendo os enrolamentos ou na forma de espaçadores e tubos de alta densidade para promover o isolamento entre níveis de tensão e entre fases. Nas buchas cerâmicas capacitivas e não capacitivas de alta tensão, é usado papel impregnado com óleo ou com resina. Nas buchas de menor tensão podem ser utilizados materiais cerâmicos ou poliméricos [37].

Madeira laminada também é empregada em locais onde se requer resistência a solicitações mecânicas. Vernizes compatíveis com o óleo também podem ser utilizados, em alguns casos, para o isolamento entre espiras [38]. O papel mais utilizado é o Kraft, porém, quando se deseja resistência a altas temperaturas, emprega-se papel termoestabilizado, que é um papel cuja celulose sofre um tratamento especial [39]. Papel nomex (poliamida) também pode ser utilizado como espaçador, enchimento de bobinas, isolamento de terminais e outras aplicações suportando temperaturas da ordem de 180 °C a 200 °C [38, 40]. O óleo isolante mineral, de base parafínica ou naftênica, é utilizado devido as suas propriedades dielétricas e refrigerantes (baixa viscosidade). Resinas e fibras são empregadas com a finalidade de fixação de componentes isolantes e magnéticos. Materiais elastoméricos e tintas compatíveis como óleo mineral são utilizados com a finalidade de promover a vedação e proteção do transformador [24, 38, 41]. A Figura 3.1 apresenta detalhes do sistema isolante em um transformador.

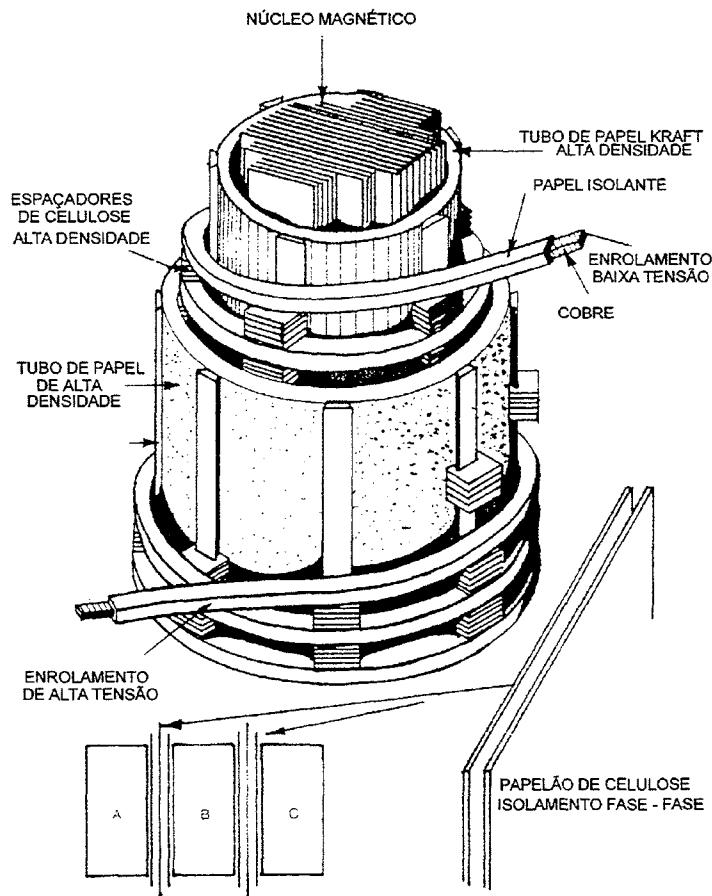


Figura 3.1: Detalhe de núcleo de transformador de potência [41].

3.1.1 ÓLEO MINERAL

O óleo mineral isolante utilizado em equipamentos elétricos é obtido através da destilação do petróleo natural, da fração de 300 a 400 °C. Este destilado pode ser de origem parafínica ou naftênica, dando origem ao correspondente óleo mineral isolante [42, 43].

O óleo mineral isolante é uma mistura na qual a maioria das moléculas é constituída basicamente por carbono e hidrogênio (hidrocarbonetos) e, em pequenas quantidades, por compostos que apresentam nitrogênio, enxofre e oxigênio em sua estrutura [44].

Os hidrocarbonetos, os quais constituem a maior parte do óleo, podem ser divididos em três grupos [42]:

(i) Hidrocarbonetos parafínicos que são hidrocarbonetos saturados de cadeia aberta linear ou ramificada, conforme mostrado na Figura 3.2.

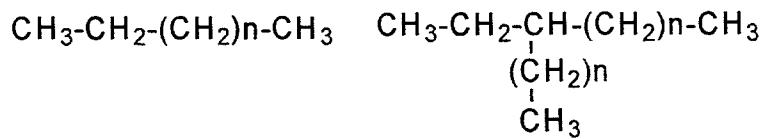


Figura 3.2: Hidrocarbonetos parafínicos [42].

(ii) Hidrocarbonetos naftênicos que são hidrocarbonetos saturados de cadeia fechada contendo de um a seis anéis, sendo que estes podem possuir uma ou mais cadeias laterais lineares ou ramificadas, conforme mostrada na Figura 3.3.

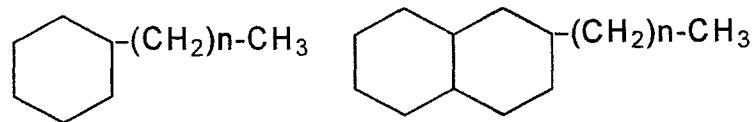


Figura 3.3: Hidrocarbonetos naftênicos [42].

(iii) Hidrocarbonetos Aromáticos que são hidrocarbonetos contendo um ou mais anéis aromáticos, podendo ou não apresentar cadeias laterais, conforme mostrado na Figura 3.4.

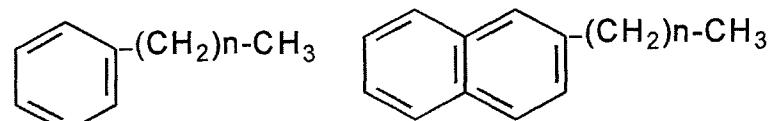


Figura 3.4: Hidrocarbonetos aromáticos [42].

O óleo possui também compostos orgânicos de enxofre termicamente estáveis que são inibidores naturais do processo de oxidação e consequentemente do envelhecimento.

Podem ser adicionados inibidores sintéticos como o diterciário - butilparacresol (DBPC), cuja estrutura é mostrada na Figura 3.5.

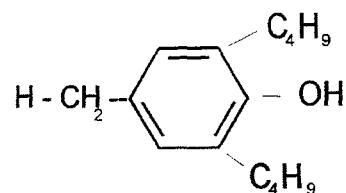


Figura 3.5: Estrutura do DBPC [37].

3.1.2 PAPEL

O papel Kraft é formado por uma esteira de fibras de celulose extraídas de madeira e outros vegetais. As fibras são formadas por moléculas de celulose de diferentes comprimentos, unidas por ligações de hidrogênio, envolvendo os grupos hidroxílicos, conforme mostrado na Figura 3.6 [7, 24, 45, 46].

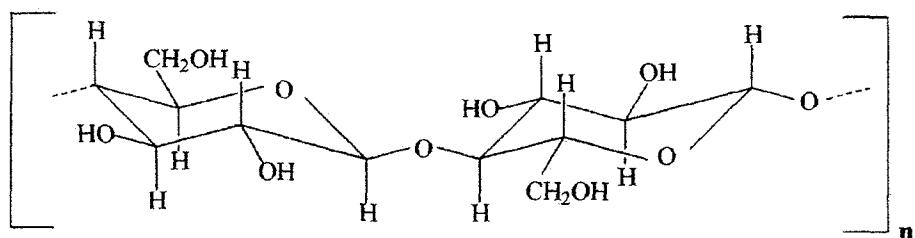


Figura 3.6: Estrutura molecular da celulose [46, 47].

Durante a fabricação do papel, a celulose é quimicamente tratada para reduzir a lignina e as pentoses (hemiceluloses) a ela associadas. Na fabricação de papel isolante é utilizado o processo Kraft, no qual a madeira é tratada com uma mistura de hidróxido de sódio (NaOH) e sulfato de sódio (Na_2SO_4). Depois do tratamento a composição química do papel é de cerca de 89% de celulose, 7 a 8% de pentoses e 3 a 4% de lignina [46]. Ligninas são polímeros aromáticos complexos e as pentoses são polisacarídeos ligados a celulose através de ligações de hidrogênio.

O comprimento médio das moléculas de celulose é determinado em termos de grau de polimerização (GP), o qual exprime a média do número de anéis de glicose por molécula de celulose, situando-se na faixa de 1000-1400, para o óleo novo [7, 47].

O papel chamado termoestabilizado passa por um processo de estabilização térmica. O processo de termoestabilização do papel pode envolver tanto reações de cianoetilização ou acetilação, como a adição de produtos químicos estabilizantes, tipo uréia, melamina, dicianodiamina e outros. No primeiro processo, a celulose é quimicamente modificada pela substituição de alguns radicais hidroxila por grupos mais estáveis. No segundo processo, a adição de produtos químicos estabilizadores reprime a tendência autocatalizadora do processo de envelhecimento, por uma reação química com os produtos de envelhecimento, durante o qual os aditivos são consumidos [39].

3.2 MECANISMOS DE ENVELHECIMENTO DO SISTEMA ISOLANTE DE TRANSFORMADORES

3.2.1 ENVELHECIMENTO DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE

Na operação do transformador, o óleo sofre um processo de envelhecimento resultado da solicitação por temperatura, ação do oxigênio e de materiais presentes na construção (cobre e outros). Como consequência, ocorre a deterioração das propriedades isolantes do óleo e os seus produtos promovem a aceleração do processo de degradação da celulose e a formação de borra. O processo que rege a oxidação dos hidrocarbonetos é o mecanismo de peroxidação, que esta mostrado na Tabela 3.1 [42].

Tabela 3.1: Reação em cadeia da degradação do óleo mineral [42].

DESCRIÇÃO DA REAÇÃO	REAÇÃO
Formação de Radical Livre	$R-H \xrightarrow{O_2} R\cdot$
Formação de Radical Peróxido	$R\cdot + O_2 \rightarrow R-O-O\cdot$
Formação de Hidroperóxido	$R-O-O\cdot + R'-H \rightarrow ROOH + R'\cdot$
Transformação do Hidroperóxido em Radical Peróxido	$ROOH + 1/2O_2 \rightarrow ROO\cdot + \cdot OH$

As quatro etapas mostradas na Tabela 3.1, constituem uma reação em cadeia. Estas possuem a característica de que sua velocidade é uma função exponencial do tempo, para uma dada

temperatura. Após a formação dos hidroperóxidos, muitos produtos de oxidação são formados. Estes diferem de acordo com a espécie do hidroperóxido que lhe deu origem, conforme mostrado na Tabela 3.2 [42].

Tabela 3.2: Produtos de oxidação em função do hidroperóxido de origem [42].

Formação de Álcool e Cetona a partir de Hidroperóxidos Terciário	$ \begin{array}{c} \text{R} \\ \\ \text{R} - \text{C} - \text{OOH} \\ \\ \text{R} \end{array} \begin{array}{c} \text{R} \\ \\ \text{R} - \text{C} - \text{OOH} + \text{O}^\bullet \\ \\ \text{R} \end{array} \begin{array}{c} \text{O} \\ \parallel \\ \text{C} \\ \diagup \quad \diagdown \\ \text{R} \quad \text{R} \end{array} + \text{R} - \text{OH} $
Formação de Cetona e Ácido a partir de Hidroperóxido Secundário	$ \begin{array}{c} \text{R} \\ \\ \text{R} - \text{CH} - \text{OOH} \\ \\ \text{R} \end{array} \begin{array}{c} \text{O} \\ \parallel \\ \text{C} \\ \diagup \quad \diagdown \\ \text{R} \quad \text{R} \end{array} + \text{H}_2\text{O} $ $ \begin{array}{c} \text{R} \\ \\ \text{R} - \text{CH} - \text{OOH} \\ \\ \text{R} \end{array} \begin{array}{c} \text{R} - \text{C} = \text{O} \\ \diagup \quad \diagdown \\ \text{OH} \quad \text{RH} \end{array} $
Formação de Aldeído e Ácido a partir de Hidroperóxido Primário	$ \begin{array}{c} \text{R} - \text{CH}_2 - \text{OOH} \end{array} \begin{array}{c} \text{R} - \text{C} = \text{O} \\ \diagup \quad \diagdown \\ \text{H} \quad \text{H}_2\text{O} \end{array} $ $ \begin{array}{c} \text{R} - \text{CH}_2 - \text{OOH} \end{array} \begin{array}{c} \text{R} - \text{C} = \text{O} \\ \diagup \quad \diagdown \\ \text{OH} \quad \text{H}_2 \end{array} $

Estes álcoois, aldeídos e cetonas, chamados de produtos intermediários da oxidação, na presença de oxigênio permitem a formação de ácidos carboxílicos. Estes produtos são moléculas polares de características ácidas que são agressivos ao papel isolante e demais materiais presentes nos transformadores. Na etapa final ocorrem reações de polimerização, onde, várias moléculas reagem formando um composto de alto peso molecular que se deposita na forma de borra. Esta borra, insolúvel e de característica ácida, deposita-se sobre os

enrolamentos, prejudicando a transferência de calor do cobre para o óleo, elevando a temperatura do papel isolante e atacando-o quimicamente [37, 48].

Para estender a vida útil dos óleos minerais, inibidores de oxidação podem ser adicionados. O DBPC (diterciário – butilparacresol) é um dos mais utilizados, sua ação se dá pela sua reação com os radicais livres e peróxidos liberados durante a oxidação das moléculas dos hidrocarbonetos, conforme mostrado na Figura 3.7 .

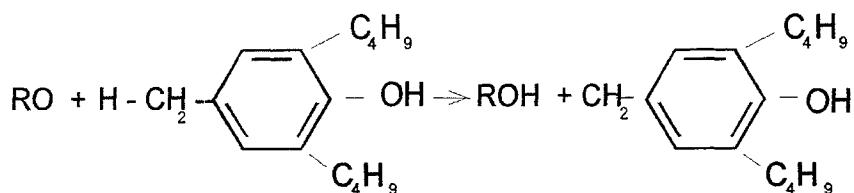


Figura 3.7: Reação do DBPC com os radicais liberados da oxidação [37].

O radical liberado se dimeriza, conforme mostrado na Figura 3.8, e continua agindo como inibidor até a sua exaustão.

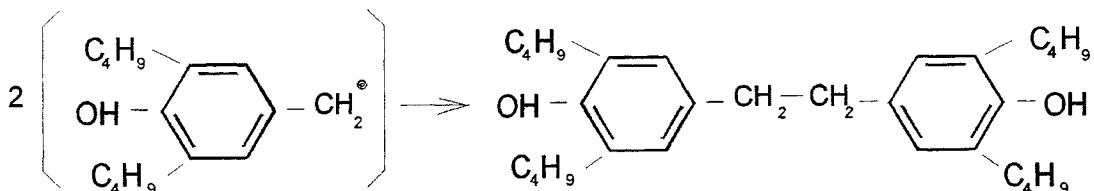


Figura 3.8: Reação de dimerização [37].

Quando o inibidor for totalmente consumido, a reação em cadeia de envelhecimento segue com descrito anteriormente [37].

3.2.2 ENVELHECIMENTO DO PAPEL ISOLANTE

O envelhecimento da celulose depende das solicitações as quais ela está submetida. O processo é acelerado pelos efeitos combinados de temperatura, presença de água e oxigênio. Os mecanismos predominantes que promovem sua deterioração em transformadores em operação são explicados a seguir:

- (i) Envelhecimento térmico - Sob a ação do calor, a molécula da celulose passa por modificações nas suas ligações produzindo moléculas menores que a original. Os produtos de reação do envelhecimento térmico incluem, H_2O (umidade), óxidos de carbono, hidrogênio, compostos furânicos e outros produtos;
- (ii) Envelhecimento oxidativo – Na presença de oxigênio as ligações que unem as cadeias poliméricas se tornam mais fracas (pontes de hidrogênio). Os grupos hidroxilas reagem, tornando-se grupos carbonilas (aldeídos e cetonas) e carboxilas (ácidos). O enfraquecimento das ligações glicosídicas pode levar à cisão da cadeia polimérica. No processo de oxidação são produzidos os óxidos de carbono CO e CO_2 , e H_2O , a qual contribui numa reação secundária de hidrólise;
- (iii) Envelhecimento hidrolítico - A água e os ácidos afetam a ponte de oxigênio entre os anéis de glicose, causando ruptura da cadeia. O resultado é o encurtamento da cadeia polimérica com o consequente enfraquecimento das fibras, desidratação e formação de compostos furânicos e outros produtos. [7, 32, 46, 47, 51, 49, 50].

Na Figura 3.9, são mostrados os principais produtos do envelhecimento do papel. A água e o dióxido de carbono são os produtos principais da degradação da celulose, seguidos dos compostos furânicos. Também são produzidos álcoois, ácidos e hidrocarbonetos aromáticos e alifáticos [46].

Os papéis termoestabilizados podem produzir os mesmos produtos de envelhecimento do papel Kraft comum, porém, mais lentamente considerando as mesmas condições. A termoestabilização promove um retardamento dos mecanismos de envelhecimento [39].

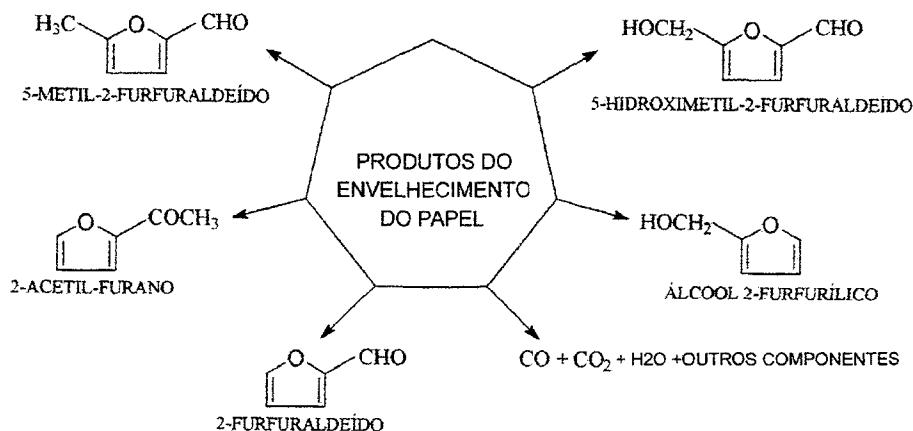


Figura 3.9: Produtos da degradação do papel [46].

O papel em equilíbrio nas condições atmosféricas contém muita umidade, portanto o transformador deve ser tratado em estufa antes de ser colocado em operação [41]. A umidade é um agente poderoso para envelhecer o papel e não existe maneira de evitá-la [24, 32, 51]. Como em todo polímero, suas propriedades mecânicas e elétricas dependem do tamanho da molécula. A continuidade dos processos descritos anteriormente faz com que o papel isolante apresente diminuição de suas características mecânicas e elétricas, levando o transformador a falhar [38, 41].

3.2.3 AVALIAÇÃO DO ESTADO DO PAPEL ISOLANTE POR MÉTODOS FÍSICO – QUÍMICOS

As formas de envelhecimento do papel reduzem o comprimento das moléculas de celulose, geram umidade e produtos de degradação. É com a determinação destes três parâmetros que se procura avaliar o estado do papel em sistemas isolantes papel - óleo mineral.

O grau de polimerização (redução do comprimento das moléculas), a determinação de compostos furânicos (produtos da degradação) e o método URSI (umidade) são alguns dos métodos físico-químicos de avaliação do estado do papel isolante e são discutidos brevemente a seguir:

- (i) Grau de polimerização – O grau de polimerização (GP) é obtido pela determinação do número médio de anéis de glicose que constitue a molécula polimérica da celulose. O método utilizado para se determinar o GP é o da medida da viscosidade específica de uma solução de papel em etilenodiamina cúprica. A partir destas medidas, a viscosidade intrínseca da solução é deduzida e desta, o grau de polimerização é calculado [52]. O valor do GP está na faixa de 1000 a 1400 para o papel novo, caindo com o tempo de envelhecimento para valores de 250 a 400 que representam uma perda de aproximadamente a metade da resistência mecânica inicial [53];
- (ii) Determinação de compostos furânicos - Os compostos furânicos (CF) são gerados de materiais celulósicos. A determinação da concentração do 2- furfuraldeído (Furfural) pode ser utilizada como indicativo do envelhecimento do papel isolante. A determinação pode ser realizada por técnica espectrofotométrica ou cromatografia líquida de alta resolução. Os níveis considerados normais do teor de compostos furânicos citados na literatura são ainda motivo de controvérsia [7].

Tem sido mostrada a diminuição da resistência mecânica relacionada ao aumento do teor de 2 - furfuraldeido e a diminuição do GP, tanto em laboratório como em transformadores em serviço [53];

- (iii) Umidade relativa da Superfície Isolante (URSI) - No caso da URSI, consegue-se determinar a umidade da superfície da isolação através da correlação existente entre esta e o ponto de orvalho de um gás altamente higroscópico, normalmente nitrogênio, que é inserido no transformador. A técnica prevê a retirada do óleo do transformador; aplicação de vácuo em torno de 1 mmHg (1 Torr); pressurização com gás até a pressão 0,4 kgf/ cm², permitindo tempo de contato com o papel de 18 a 30 horas para que se estabeleça o equilíbrio entre a umidade contida na isolação sólida e o gás de enchimento e determinação do ponto de orvalho, a qual pode ser realizada por vários métodos, tal como o Peltier [5].

3.2.4 UMIDADE DO SISTEMA PAPEL-ÓLEO E SUA INFLUÊNCIA NAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

A Tabela 3.3 apresenta os valores de rigidez dielétrica para o papel, óleo mineral e papel impregnado, onde podemos observar que a rigidez dielétrica do papel impregnado com óleo é maior do que a de seus compostos. A rigidez dielétrica do sistema isolante papel - óleo depende da eficiência da impregnação e da presença de umidade e gases. A rigidez dielétrica diminui com a umidade, especialmente na condição de mais alta temperatura.

Tabela 3.3: Rigidez dielétrica e permissividade do papel, óleo e papel-óleo [38]

	PAPEL IMPREGNADO	PAPEL	ÓLEO
RIGIDEZ DIELÉTRICA [kV/cm]	200 a 400	100 a 150	200
PERMISSIVIDADE RELATIVA	3,5	4 a 6	2,2

Ainda da Tabela 3.3, podemos observar que a permissividade do óleo é menor que a das fibras de papel. Conseqüentemente, a solicitação elétrica no óleo será maior que nas fibras de papel. A umidade no sistema isolante aumentará esta tendência devido à alta permissividade da água. A condutividade também será afetada pela umidade, provocando um pequeno aumento da condutividade até 1% de umidade no papel e considerável aumento acima de 1%. Para garantir o bom desempenho elétrico do sistema papel - óleo e reduzir o seu envelhecimento, a umidade deve ser mantida preferencialmente abaixo de 0,5 % no papel e 20 ppm no óleo [24, 32, 38].

Mudanças na temperatura provocam alterações na absorção de umidade do papel e do óleo, provocando a migração de água entre estes dois materiais e afetando desta maneira as propriedades deste sistema isolante [38, 54]. A Figura 3.10 mostra o diagrama de Nielsen que relaciona as isotermas de equilíbrio de umidade entre o óleo e o papel [38].

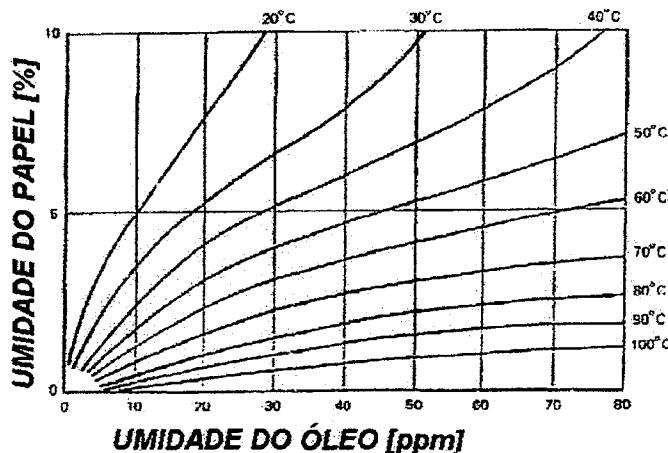


Figura 3.10: Equilíbrio do teor de umidade do sistema papel - óleo - água (Diagrama de Nielsen) [55].

Para um transformador com 35 ton de papel e 150 ton de óleo com teor de água de 2,5 % (25 anos de serviço) na temperatura de 20 °C, pelo diagrama de Nielsen, esta máquina apresentará 875 l de água no papel e 5 ppm ou 0,75 l de água no óleo. O mesmo transformador na temperatura de 60 °C, com 2,5% de umidade no papel apresentará 3,75 l (25 ppm). Esta constatação pode justificar as mudanças nas características elétricas desta máquina com a temperatura, levando-se em conta a variação da resistividade, permissividade e a rigidez dielétrica com a umidade [10].

3.3 AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES UTILIZANDO A TÉCNICA DE TENSÃO DE RETORNO

Como mostrado anteriormente, o sistema isolante de transformadores é composto de papel (fibras celulósicas) e óleo isolante. Esta estrutura pode apresentar polarização por cargas espaciais nas interfaces papel - óleo que são fortemente influenciadas pela umidade e produtos da degradação [53, 56]. Ambos causam a redução da constante de tempo do sistema isolante e são observáveis em baixa freqüência.

Como mostrado no item 2.1 (ver Figura 2.7), a polarização por cargas espaciais acontece em baixas freqüências, sendo assim possível detectar a quantidade de umidade ou envelhecimento do sistema isolante papel - óleo analisando esta faixa de freqüência do espectro de polarização. Para tanto, é necessário medir-se a capacidade e o fator de dissipação nesta faixa de freqüência. Como é difícil gerar um sinal senoidal de 1 kV nestas freqüências, pesquisadores húngaros contornaram esta dificuldade implementando o método de medição do espectro tensão de retorno onde se variam os valores de t_c e t_d (para $t_c/t_d=2$), de tal forma a simular esta variação de freqüência (10^{-2} a 10^2 Hz) [24, 57].

A determinação da tensão de retorno para um certo valor de t_c e t_d leva à obtenção de uma curva com valor de tensão de retorno máxima, U_{rmax} , obtido para uma determinada tensão de carga, U_{carga} . Conforme mostrado na Figura 3.11, determinando-se os valores de U_{rmax} para diferentes valores de t_c e t_d e, mantendo-se $t_c/t_d=2$, uma curva envoltória do espectro de polarização pode ser obtida. A determinação do espectro de polarização em termos de U_{rmax}/U_{carga} versus t_c consistirá na envoltória dos valores máximos da tensão de retorno obtida para cada t_c [24, 51].

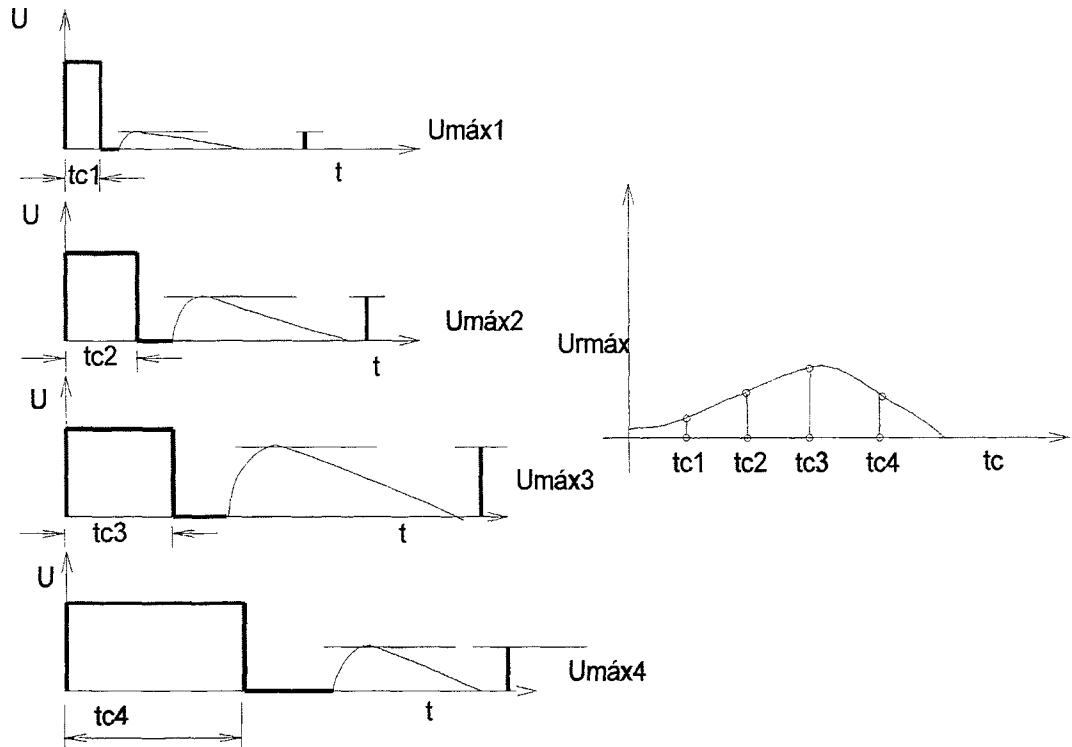


Figura 3.11: Determinação do espectro de polarização.

Nas Figura 3.12, Figura 3.13 e Figura 3.14 são mostrados os comportamentos da tensão de retorno de dois sistemas isolantes papel - óleo com diferentes teores de umidade (diferentes constantes de tempo), para diferentes tempos de carga e descarga. Pode-se observar que para

os sistemas com muita umidade e, portanto, com constantes de tempo menores (gráficos a esquerda das Figura 3.12, Figura 3.13 e Figura 3.14), as tensões de retorno máximas acontecem para baixas relações t_c/t_d (simulando baixas freqüências) e, para sistemas com pouca umidade (gráficos a direita das Figura 3.15, Figura 3.13 e Figura 3.14), ocorre o inverso. A atividade em baixa freqüência é influenciada predominantemente, conforme observado anteriormente, pelo fenômeno da polarização interfacial. Os processos de envelhecimento devido à umidade podem ser ativados apenas neste tipo de polarização. De fato, o aumento do teor de umidade faz deslocar a faixa de constantes de tempo para valores de tempo menores (i. e., maiores freqüências). Na Figura 3.15 pode ser observado o espectro de polarização resultante dos dois casos analisados.

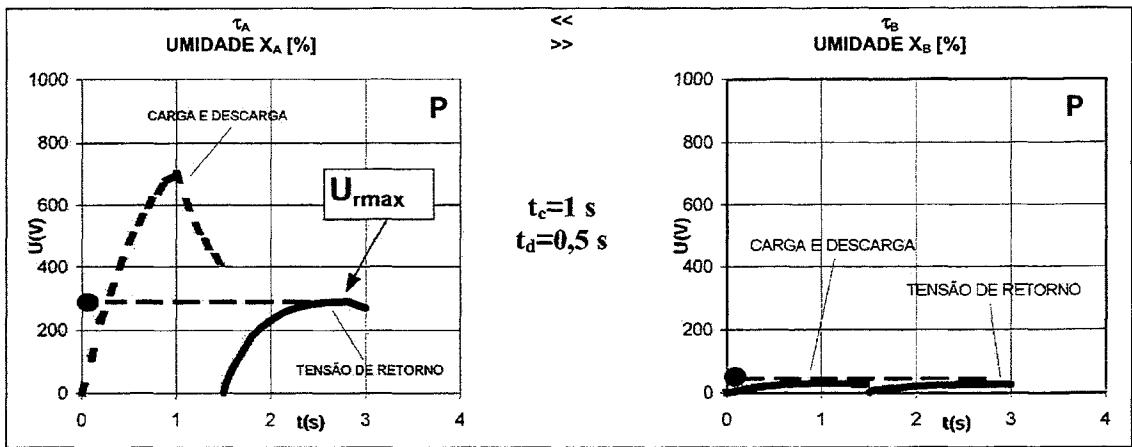


Figura 3.12: Mecanismo de carga e descarga e tensão de retorno em sistemas com diferentes teores de umidade para $t_c=1\text{ s}$ e $t_d=0,5\text{ s}$ [58].

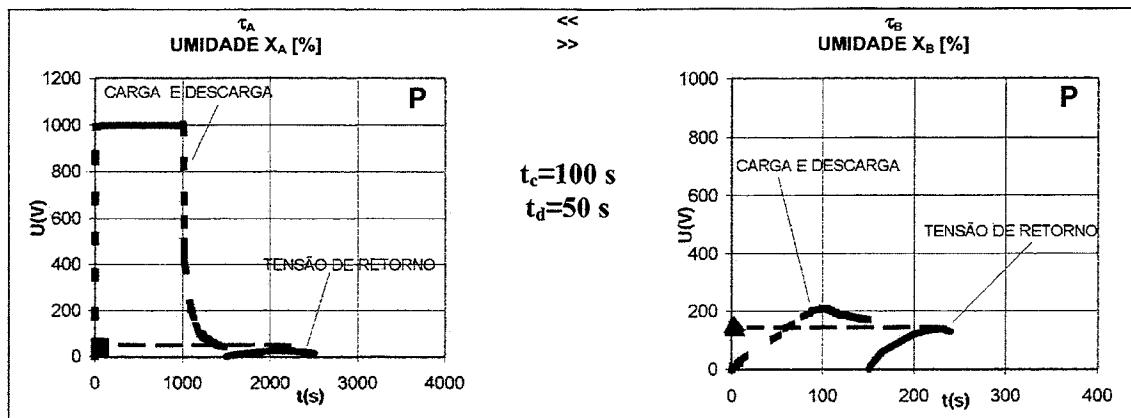


Figura 3.13: Mecanismo de carga e descarga e tensão de retorno em sistemas com diferentes teores de umidade para $t_c=100$ s e $t_d=50$ s [58].

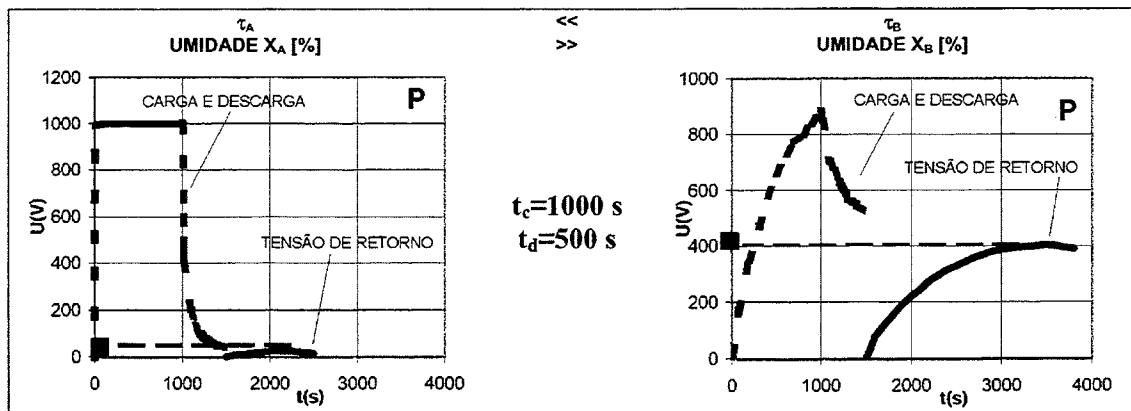


Figura 3.14: Mecanismo de carga e descarga e tensão de retorno em sistemas com diferentes teores de umidade para $t_c=1000$ s e $t_d=500$ s [58].

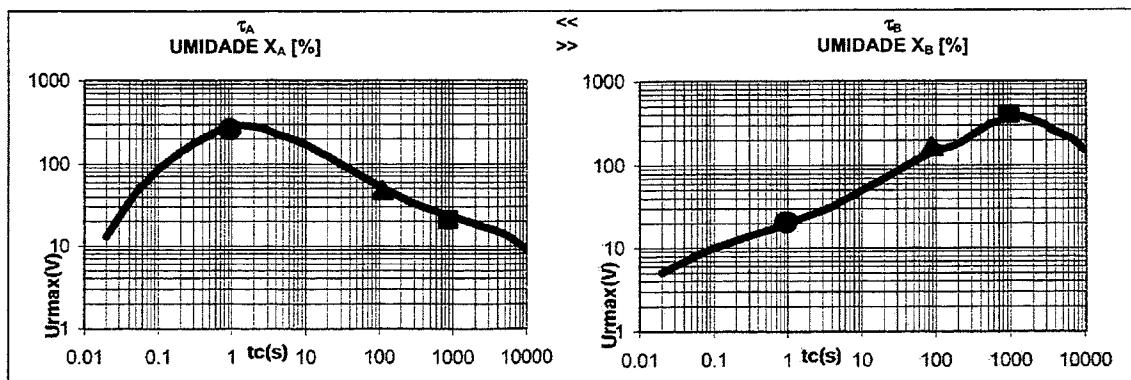


Figura 3.15: Resultados de ensaios em sistema isolante papel - óleo em sistemas com diferentes teores de umidade [58].

Dados obtidos em campo e em laboratório permitem que, em função do perfil do espectro de polarização, se possa inferir sobre a umidade e o estado do equipamento analisado. O avanço do envelhecimento pode ser acompanhado pela alteração do espectro de polarização na faixa das constantes de tempo longas, como mostrado na Figura 3.16, a qual apresenta o espectro de polarização de transformadores com diferentes tempos de envelhecimento em campo.

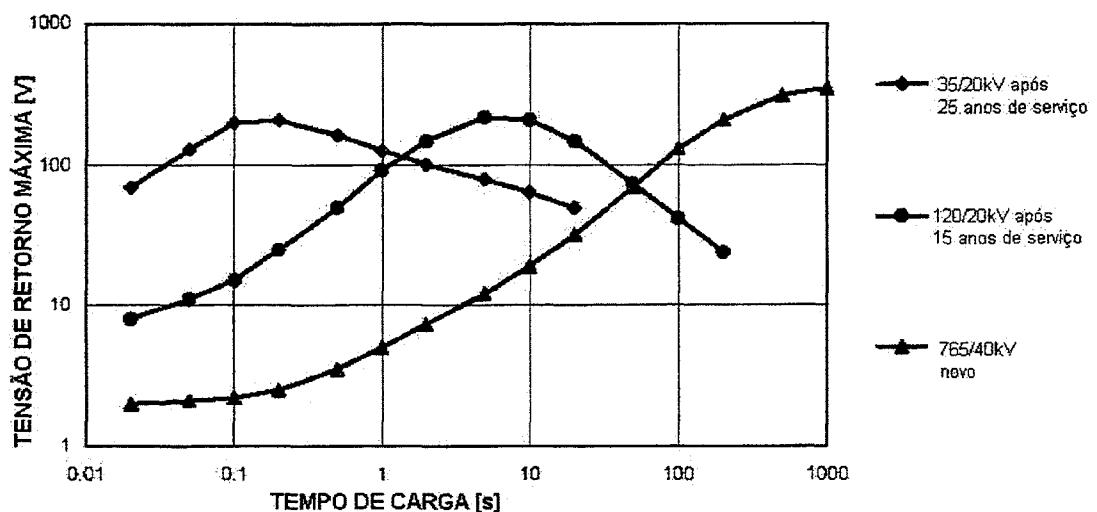


Figura 3.16: Espectro de polarização para transformadores de diferentes estados [59].

Como já foi citado, além da umidade, outros produtos do envelhecimento do óleo e do papel participam no processo de polarização devido à natureza polar de suas moléculas. Entretanto, devido à dimensão de sua molécula e sua extrema característica polar, a água é a que mais contribui nos processos de polarização. Devido a este fato pode-se relacionar o tempo de carga dominante (tempo de carga onde ocorre a tensão de retorno máxima) com o teor de umidade do papel [10]. Dados obtidos, como os apresentados na Figura 3.17, mostram que os tempos de carga dominantes variam em mais de 3 décadas para mudanças entre 0,5 e 4% no teor de umidade, significando que a umidade do sistema isolante pode ser obtida com alta resolução [6].

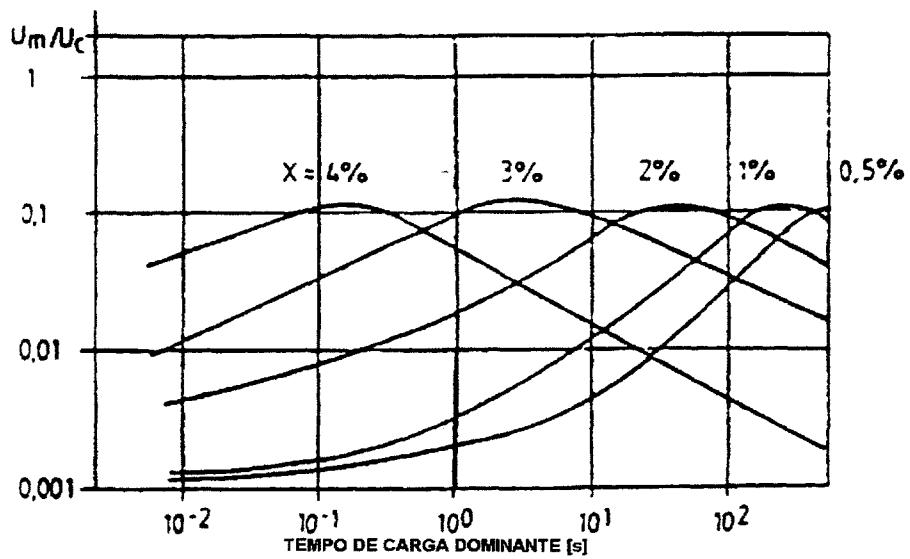


Figura 3.17: Espectros de polarização para diferentes umidades de sistemas papel - óleo [6].

A temperatura do sistema isolante tem uma forte influência na resposta dielétrica. O aumento da temperatura ocasiona uma diminuição no tempo de resposta do sistema isolante. Para um aumento de 20 °C a 50 °C, o decréscimo do tempo de carga dominante pode ser até 10 vezes menor, conforme ilustrado na Figura 3.18. A temperatura interfere também na condição de equilíbrio da umidade entre o papel e o óleo, condutividade, na viscosidade, entre outros. [56].

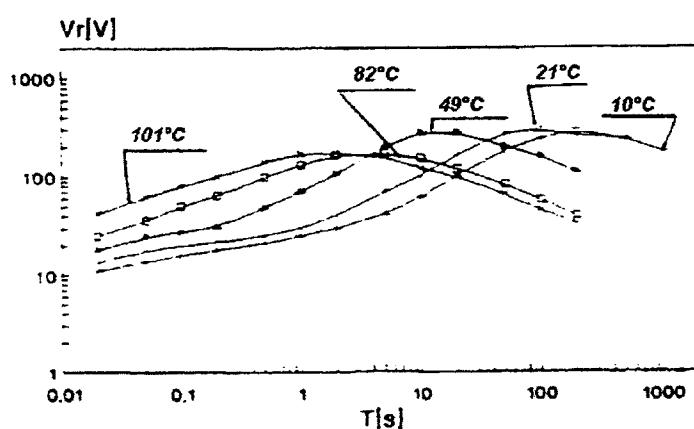


Figura 3.18: Variação do espectro de polarização com a temperatura [56].

O deslocamento do tempo de carga dominante em função da temperatura pode ser descrita por uma expressão tipo Arrhenius, da forma [60],

$$t_{c_{T_2}} = t_{c_{T_1}} e^{-a\Delta T} \quad (3.1)$$

onde, t_{cT_1} é o tempo de carga da medida na temperatura de referência T_1 , t_{cT_2} é o novo valor de tempo de carga dominante para a respectiva tensão de retorno máxima na temperatura T_2 e ΔT é a diferença de temperatura ($\Delta T = T_2 - T_1$). A constante a assume dois valores diferentes dependendo do tempo carga. Para tempos de carga de até 10 s é sugerido que o espectro de polarização pode ser mais afetado por processos de polarização no óleo e, para tempos maiores que 10 s por processos de polarização no papel [60].

É sugerido que, devido ao deslocamento do tempo de carga com a temperatura, pode ser definido o parâmetro temperatura crítica, que é a temperatura na qual o tempo de carga dominante assume o valor de dez vezes o recíproco da freqüência de operação (200 ms para 50 Hz). O processo de polarização representado por esta constante de tempo provocaria um grande aquecimento na isolação podendo dar início a um processo de ruptura térmica [10, 60]. A Figura 3.19 e a Figura 3.20 mostram a dependência da taxa inicial de crescimento da tensão de retorno e do tempo de relaxação (tempo até a máxima tensão de retorno) para diferentes temperaturas. Semelhantemente, para a dependência do tempo de carga com a temperatura pode-se assumir relações similares a Equação (3.1) [60].

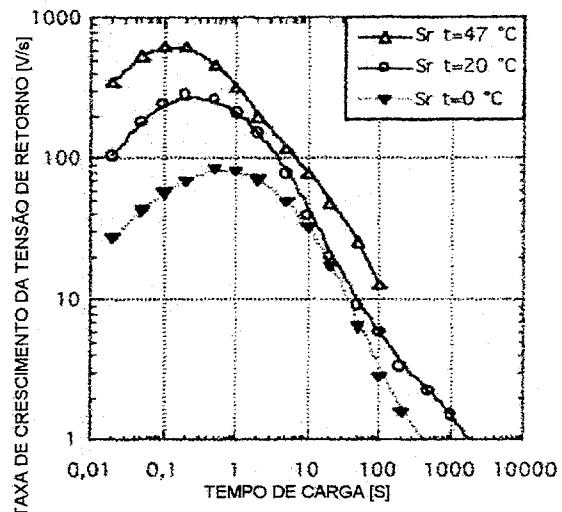


Figura 3.19: Dependência da taxa de crescimento da tensão de retorno com a temperatura [60]

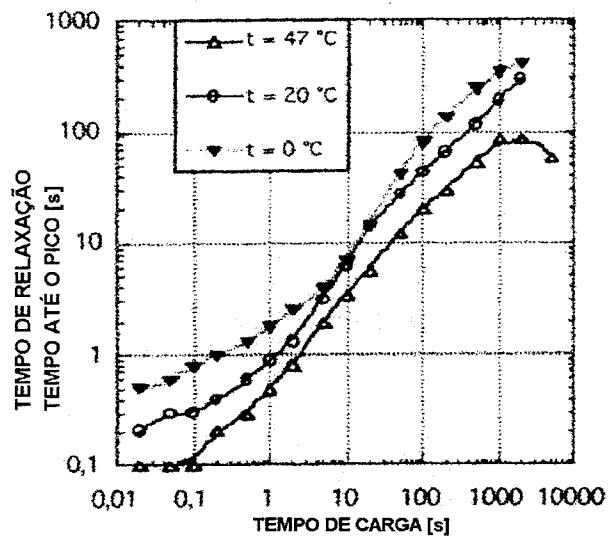


Figura 3.20: Dependência do tempo de relaxação com o tempo de carga [60].

Em função da dependência do espectro de polarização com a temperatura, é necessário normalizar os valores de umidade em função da temperatura. Esta normalização é realizada através de ábaco, como mostrado na Figura 3.21.

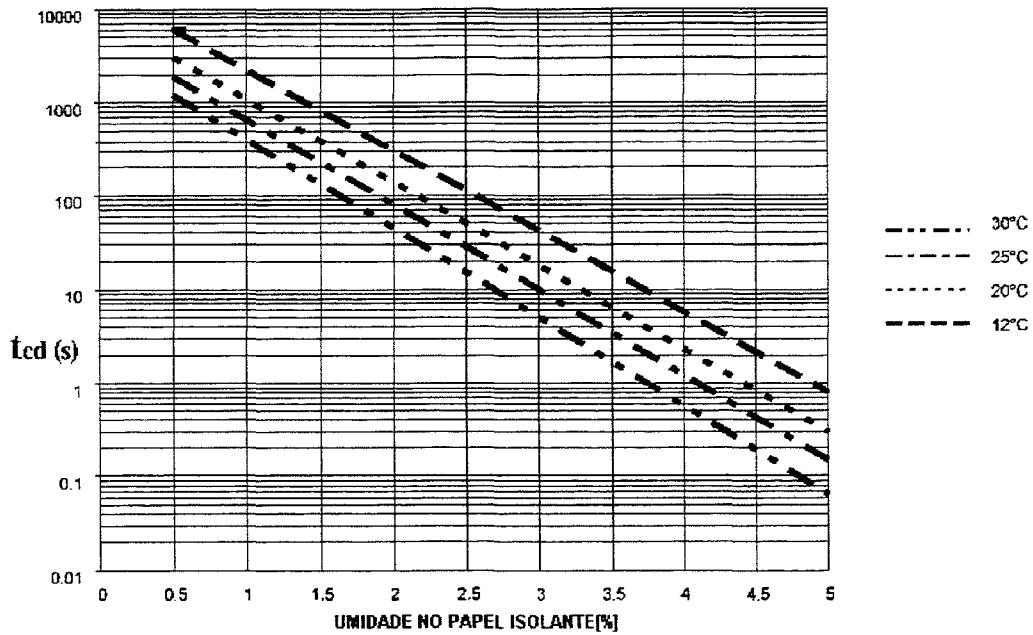


Figura 3.21: Umidade do papel em função do tempo de carga dominante e da temperatura [61].

Este ábaco permite a normalização dos resultados para a temperatura de 20 °C, através da relação entre os tempos de carga dominantes nas suas respectivas temperaturas de obtenção, com a umidade. As linhas de igual temperatura (isotermas) geralmente são não lineares, mas, podem ser aproximadas por funções lineares da forma [10],

$$\log(tcd) = k_o - k_f H \quad (3.2)$$

onde tcd é o tempo de carga dominante para o qual ocorre a tensão de retorno máxima, k_o e k_f são fatores que foram empiricamente determinados por pesquisadores húngaros através de vários determinações e H é o teor de umidade (porcentagem da massa de papel) [10].

A normalização dos resultados pode ser realizada através da expressão,

$$H = \frac{(k_o - \log tcd)}{k_f} \quad (3.3)$$

O critério básico para se saber se um transformador está com sua isolação envelhecida anormalmente, pressupõe conhecer como evolui o teor de umidade por operação normal e comparar o valor esperado com o medido, na mesma base de temperatura. Para um transformador novo admite-se um teor de umidade máximo de 0,5%. O envelhecimento anual de transformadores de potência pode causar uma variação do teor de umidade na faixa entre 0,05 % e 0,1 % (média de 0,075 %). Um critério prático seria considerar que o envelhecimento normal é obtido pela expressão [10],

$$H(\%) = 0,5 + \alpha \cdot 0,075 \quad (3.4)$$

onde H é o teor de umidade e α é o tempo de vida do transformador, em anos. Por exemplo, num transformador com 15 anos de vida poderíamos esperar para envelhecimento normal a umidade no papel de 1,62 %. Os resultados devem ser avaliados em conjunto com as características de operação e histórico do transformador. A tensão nominal do transformador é importante e levou a estabelecer um critério que serve de referência quando se pensa em valores limites a 20 °C, conforme mostrado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Valores limites de umidade do papel [10].

TENSÃO DO TRANSFORMADOR	UMIDADE LIMITE
< 110 KV	3,0 %
110 KV < 220 KV	2,8 %
> 220 KV	2,6 %

4 CABOS ISOLADOS EXTRUDADOS EM XLPE

Mesmo tendo, alto custo inicial de instalação, reduzida vida útil em determinadas condições e necessitar de procedimentos mais sofisticados para avaliação em comparação com cabos aéreos nus e protegidos, os cabos isolados são muito utilizados devido às suas características de segurança, confiabilidade e ausência de poluição visual na instalação [62].

4.1 SISTEMA ISOLANTE DE CABOS

Na Figura 4.1 são mostrados os componentes dos cabos isolados em polietileno reticulado (XLPE).

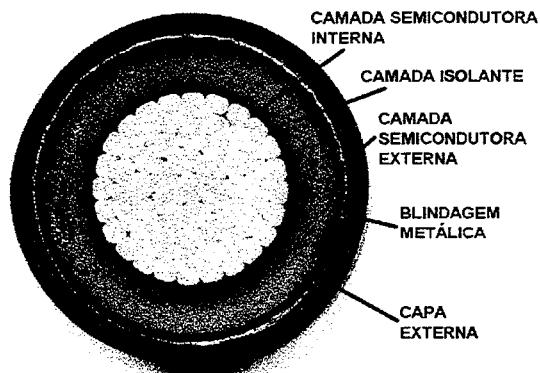


Figura 4.1: Componentes do sistema isolante de cabos extrudados em XLPE [63].

A camada isolante em XLPE pode ser produzida com diferentes processos e formulações que alteram suas características e propriedades. As camadas semicondutoras que envolvem o condutor elétrico e a sua isolação têm a finalidade de confinar e uniformizar o campo elétrico

ou de escoar as correntes induzidas e de curto-círcuito. A blindagem do condutor é geralmente constituída de uma fita não metálica impregnada com material semicondutor ou por uma camada extrudada de EVA (etileno vinil acetato), ou, ainda, por uma combinação de ambos os processos. A blindagem da isolação deve ser constituída por uma fita semicondutora ou camada extrudada com as mesmas características da anterior, associada a uma parte metálica. A capa externa, não metálica, é normalmente constituída de camada de cloreto de polivinila (PVC). Nos cabos destinados a serviço em ambientes de elevada poluição, a capa de PVC é substituída por neoprene, o qual apresenta excelentes características térmicas e mecânicas, além de ser resistente a uma variedade de agentes químicos. Já os cabos destinados a serviços onde se deva prever de danos mecânicos devem possuir, além da capa externa, uma proteção metálica constituída por uma das seguintes formas: fitas planas de aço aplicadas helicoidalmente; fitas corrugadas de aço ou alumínio, aplicadas transversalmente ou fios elementares aplicados longitudinalmente [63].

O polietileno reticulado é um material termofixo resultante das tentativas de eliminar a condição termoplástica do polietileno, melhorando desta forma as condições de trabalho em temperaturas mais altas. O polietileno é termoplástico e pertence à série dos compostos chamados poliolefinas. Suas propriedades básicas são controladas pela estrutura, tamanho e uniformidade das moléculas. O polietileno é formado do gás etileno, tal como mostrado na Figura 4.2, que pode ser obtido a partir do gás natural e também da desidratação do etanol ou hidrogenação do acetileno. Em condições especiais tem suas ligações quebradas, conforme mostrado na Figura 4.3, permitindo a formação do polietileno através de reação de polimerização do monômero etileno (C_2H_4) [64]. A polimerização acontece na presença de catalisadores sob determinadas condições de pressão e temperatura. Dependendo do processo de polimerização pode-se obter o polietileno de baixa densidade (LDPE) e de alta densidade (HDPE) [20, 65, 66]. As longas macromoléculas apresentam ligação intramolecular do tipo

covalente e ligação intermolecular tipo forças de Van der Walls. [67]. A Figura 4.4 apresenta a estrutura molecular do polietileno onde o comprimento das ligações carbono é de $154 \times 10^{-12} \text{ m}$ e o ângulo é de $109,5^\circ$ [67, 68]. O polietileno e o XLPE são parcialmente cristalinos [26]. A parte cristalina é constituída de moléculas regularmente organizadas dentro de lamelas, tal como mostrado na Figura 4.5. A espessura das lamelas é de aproximadamente 10 nm, tendo de 10 a 20 μm de comprimento. As lamelas são interconectadas por moléculas de interligação, as quais formam pontes interlamelares que constituem as regiões amorfas. As lamelas, por sua vez, são agrupadas em esferulitas. [26, 67, 68,].

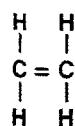


Figura 4.2: Estrutura do etileno [64].

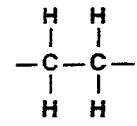


Figura 4.3: Monômero formador do polietileno [64].

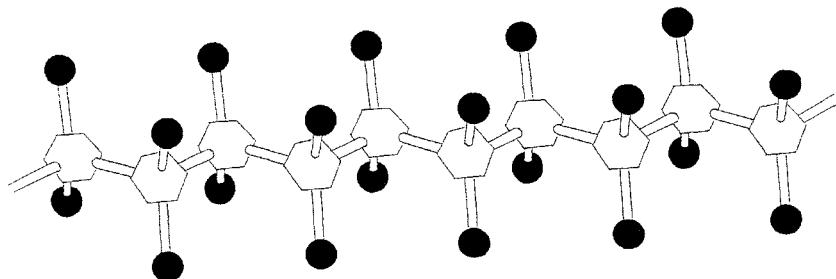


Figura 4.4: Representação esquemática da molécula do polietileno, onde as esferas escuras são átomos de hidrogênio e as esferas claras são átomos de carbono [69].

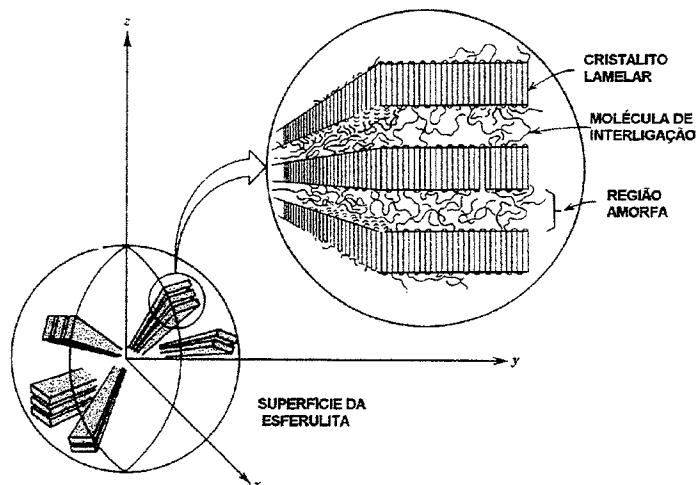


Figura 4.5: Diagrama esquemático da morfologia da esferulita na região semicristalina do polietileno [68].

O XLPE pode ser obtido por reticulação a partir do LDPE. O processo de reticulação consiste na reação de formação de ligações químicas entre as moléculas, resultando em um polímero com estrutura entrecruzada, tal como mostrado esquematicamente na Figura 4.6 e na Figura 4.7.

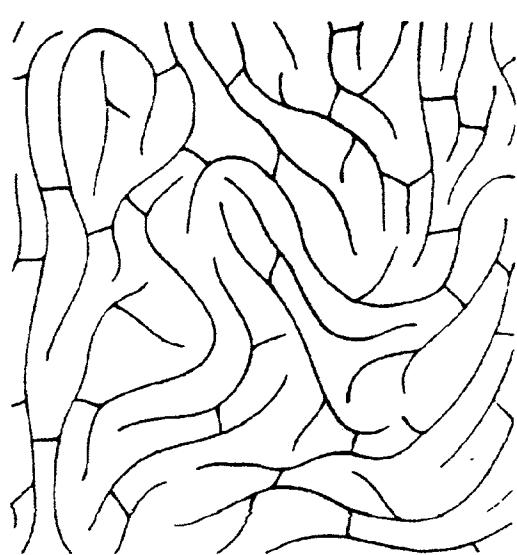


Figura 4.6: Representação esquemática do XLPE [64].

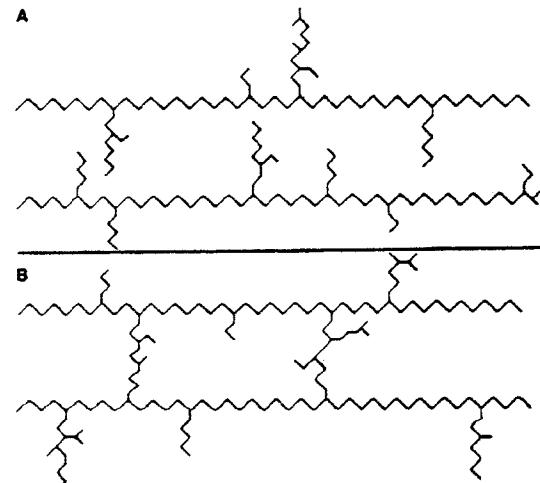


Figura 4.7: (A) LDPE, (B) XLPE [64].

O polietileno pode ser reticulado por diversos processos:

- (i) Reticulação a vapor ou a seco utilizando peróxido de dicumil, onde o peróxido submetido a altas temperaturas forma radicais que extraem o hidrogênio das cadeias possibilitando o entrecruzamento;
- (ii) Reticulação através de irradiação do produto final com elétrons e raios gama de uma fonte cobalto-60;
- (iii) Reticulação através do enxerto de um silano substituto durante o processo de extrusão em meio úmido e de elevada temperatura[64].

As propriedades do XLPE são função de variáveis estruturais do LDPE utilizado na sua fabricação e do processo de reticulação. O peso molecular e a distribuição do peso molecular afetam a densidade no interior da matriz polimérica, cristalinidade e a condutividade volumétrica. Em geral, a condutividade diminui com o aumento do peso molecular. A condutividade aumenta com a formação de esferulitas e diminui com aumento do diâmetro das esferulitas. Quanto mais regular for a estrutura semicristalina menor será a condutividade iônica. Em geral a condutividade iônica diminui com a cristalinidade [26]. Algumas propriedades do XLPE, LDPE e HDPE são mostradas na Tabela 4.1 [70, 26].

Tabela 4.1: Propriedades do LDPE, HDPE e XLPE.

Propriedades	LDPE	HDPE	XLPE
Rigidez dielétrica (kV/mm)	75	100	50
Permissividade	2,3	2,3	2,4
Resistividade volumétrica ($\Omega \cdot \text{cm}$)	5×10^{17}	5×10^{17}	10^{16}
Fator de dissipação (1 MHz)	2×10^{-4}	10^{-3}	10^{-3}
Densidade (g/cm^3)	0,92	0,95	0,92
Condutividade térmica ($\text{W}/(\text{K} \cdot \text{m})$)	0,3	0,4	0,3
Coeficiente de expansão térmica linear ($\times 10^6/\text{K}$)	320	150	320
Resistência a tração (N/mm^2)	12	15	20
Resistência ao dobramento (N/mm^2)	15	30	-
Módulo de Elasticidade (kN/mm^2)	0,15	0,7	0,1

Na fabricação da isolação em XLPE além dos catalisadores de cura, cargas e plastificantes são utilizados outros aditivos, tais como antioxidantes e retardantes para coibir o envelhecimento do polímero [26].

4.2 MECANISMOS DE ENVELHECIMENTO EM CABOS ISOLADOS EM XLPE

Devido aos vários estresses que causam envelhecimento dos cabos extrudados, estes podem apresentar falhas no sistema isolante, as quais poderão afetar a sua performance ou mesmo causar a sua retirada de serviço devido à ruptura do dielétrico [3, 71]. Os mecanismos de envelhecimento mais comuns são apresentados a seguir e mostrados esquematicamente na Figura 4.8:

- (i) Envelhecimento químico - O envelhecimento químico por oxidação, mostrado na Figura 4.9, é o principal processo de envelhecimento do polietileno exposto ao ar e acontece principalmente em função da temperatura e presença de oxigênio. Produtos da eletrólise da água permitem a continuidade de envelhecimento, conforme mostrado na Figura 4.10, influenciando o processo de formação de arborescência. A solicitação térmica também afeta a difusão e a solubilidade de contaminantes orgânicos (resíduos dos processos de reticulação) e umidade [72]. Um dos resultados da reação de oxidação é a diminuição do peso molecular [73] com consequente aumento da condutividade [26]. Altas temperaturas e ciclos térmicos podem induzir mudanças físicas tais como expansão térmica, relaxação das solicitações mecânicas, fusão e recristalização com consequente aumento da cristalinidade e da densidade [3].

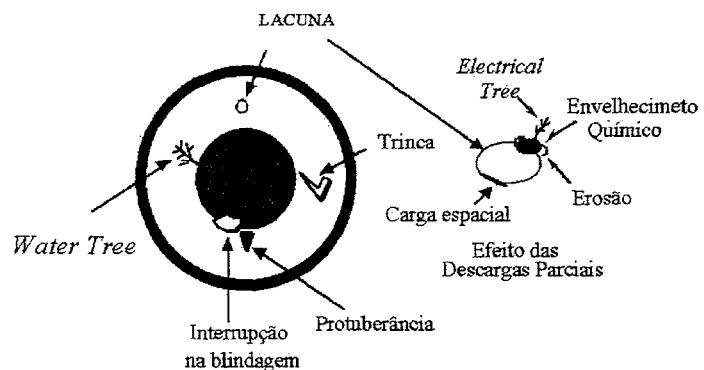


Figura 4.8: Falhas mais comuns do sistema isolante de cabos extrudados [74].

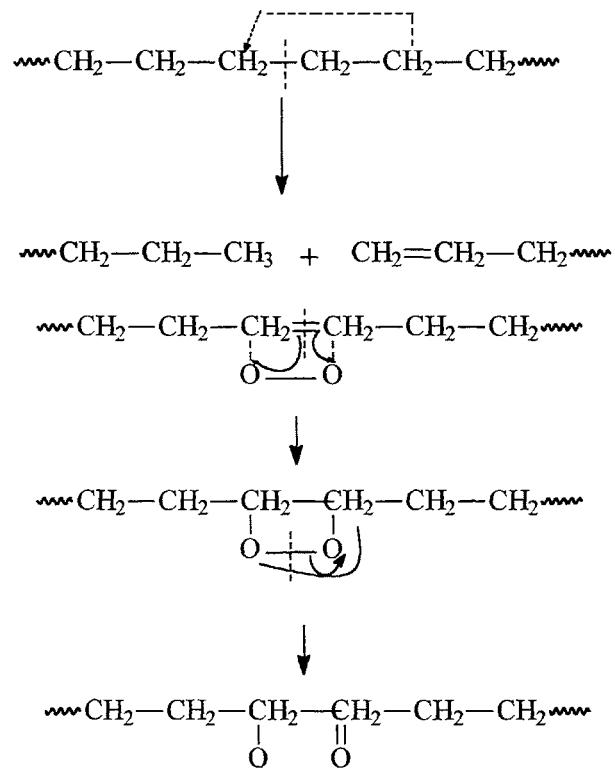


Figura 4.9: Envelhecimento térmico / oxidativo [73].

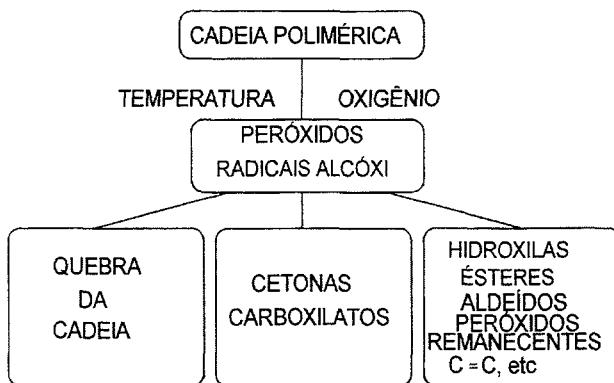


Figura 4.10: Esquema simplificado da oxidação do polietileno [26].

- (ii) Presença de contaminantes e imperfeições do sistema isolante - A rigidez dielétrica dos cabos em PE e XLPE é menor que 100 kV/mm devido à presença de impurezas, cavidades e protuberâncias. É conhecido que a exposição do XLPE acima de 150 °C pode gerar água (< 200 ppm) a partir da decomposição do cumil-álcool que é um dos produtos de reticulação através do dicumil peróxido. É conhecido também que o tipo e a quantidade destes produtos afetam a rigidez dielétrica. Contaminantes, tais como partículas metálicas, fibras ou partículas do polímero envelhecido podem causar aumento das solicitações elétricas devido à concentração de campo. A magnitude da solicitação é dependente da permissividade relativa, do raio de curvatura do contaminante e de sua posição no sistema isolante [3].
- (iii) Cavidades no volume (*bulk*) do material e nas interfaces com os eletrodos, preenchidos com gás ou água, são fontes de problemas em isolamentos sólidos. Nas cavidades preenchidas com gás ocorre o fenômeno de descarga parcial. Estas cavidades podem ter sua origem na fabricação do cabo ou de terminações devido à condensação da água, após o sistema ser submetido a altas temperaturas. A formação de cavidades também pode ser atribuída a

recristalização secundaria nas regiões amorfas durante os ciclos térmicos e descolamento das impurezas da isolação [2, 3].

- (iv) Arborescência elétrica (*electrical trees*) - Arborescências elétricas, mostradas na Figura 4.11, são canais vazios resultantes da decomposição do material dielétrico por descargas parciais e são permanentemente visíveis [62]. Tem sido sugerido que descargas parciais ocorrem devido a concentrações de solicitações devido ao campo elétrico na isolação ou de superfícies ou cavidades levando à formação de arborescência elétrica. As concentrações de solicitação elétrica podem ser causadas por protuberâncias na interface entre a blindagem semicondutora e a isolação, causando a injeção de carga, embora o mecanismo exato seja desconhecido [75].

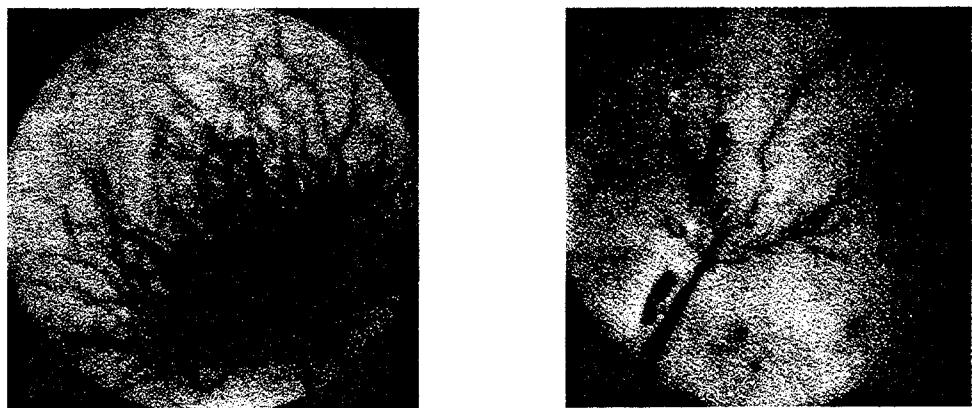


Figura 4.11: Padrão de arborescência elétrica em polietileno [62].

- (v) Arborescências (*water trees*) - Arborescências, mostradas na Figura 4.12, são regiões de micro - cavitações e danos na forma de filamentos em polímeros, tais como XLPE, causado pela penetração de água contendo íons sob a presença de um campo elétrico alternado. Este efeito reduz a rigidez dielétrica do isolamento que utiliza esses materiais [26]. Se compararmos com as

arborescências elétricas, estas usualmente se iniciam com solicitações elétricas menores, progridem mais lentamente e praticamente não apresentam descargas parciais ($<0,1p$) [62]. O mecanismo de formação da arborescência não é bem conhecido mas tem sido sugerido que o seu início e crescimento são devidos aos seguintes mecanismos: (i) ação de capilaridade; (ii) osmose; (iii) forças coulombianas; (iv) dieletroforese; (v) envelhecimento térmico; (vi) descargas parciais; (vii) envelhecimento químico e (viii) solicitações mecânicas [26]. Embora não exista um consenso no meio técnico-científico sobre a origem das arborescências, parece existir o entendimento que a arborescência consiste de um aglomerado de precipitados de água líquida dentro da matriz polimérica formando os micro - canais, por ação de várias solicitações e da ação do tempo e que modificam a permissividade relativa e a mobilidade dos transportadores de carga no local [76]. É geralmente aceito que uma arborescência pode transformar-se em ou iniciar uma arborescência elétrica, ou atravessar toda extensão da isolação, e que após a ocorrência de qualquer destes eventos a ruptura dielétrica é iminente [11].



Figura 4.12: Ruptura do dielétrico devido a arborescência [77].

4.3 AVALIAÇÃO DE CABOS EXTRUDADOS EM XLPE UTILIZANDO A TÉCNICA DE TENSÃO DE RETORNO

O envelhecimento por arborescência é um dos principais fatores que pode levar à falha de cabos isolados em XLPE com consequente interrupção de serviço [62]. Devido a este fato a detecção de arborescência tem sido uma ferramenta importante na manutenção preditiva permitindo o aumento da confiabilidade dos sistemas elétricos. Entre os procedimentos tradicionais, são citadas a determinação do fator de dissipação e a determinação das correntes de despolarização e como técnica recente, a determinação da tensão de retorno.

Isolamentos de cabos com arborescência apresentam resposta dielétrica não linear [78]. Esta não linearidade é explicada pelas seguintes teorias:

- (i) As arborescências são formadas por micro - lacunas, contendo água líquida, interligadas por canais delgados de natureza isolante. Sob o efeito de campos elétricos intensos os diâmetros destes canais são alargados devido à presença da água e se tornam condutivos, resultando em maiores perdas [78];
- (ii) Tem sido explicado, também, que a tensão de retorno em cabos isolados em polietileno com arborescência é influenciada pelo aumento de injeção de cargas devida presença da umidade ou pelo aumento do número de transportadores iônicos preexistentes e deslocamentos de cargas espaciais [79].

A avaliação utilizando a determinação do fator de dissipação (domínio do tempo) [80] dependerá da intensidade da tensão aplicada durante o ensaio. A não linearidade da resposta dielétrica é determinada como um valor numérico (*tip-up*) que é a diferença dos fatores de dissipação para duas tensões de ensaio diferentes.

No método da determinação das correntes de despolarização (domínio do tempo) a não linearidade é medida pelo desvio do comportamento proporcional entre tensão de carga e as correntes de despolarização.

As determinações por correntes de despolarização e fator dissipação em freqüência industrial são citadas como não tendo sensibilidade e seletividade suficiente, perdendo muitas informações relacionadas com a dependência com os tempos de relaxação. Outrossim, a determinação do fator de dissipação em diferentes freqüências e a determinação das correntes de despolarização com variação dos tempos de carga têm mostrado significativas diferenças na avaliação de cabos e devem ser estudados [78].

O método de tensão de retorno tem se mostrado uma ferramenta poderosa na análise mais criteriosa dos processos de envelhecimento por arborescência desde que seja considerada a relação de dependência entre a tensão de carga, tempo de carga e descarga e a magnitude e a taxa de crescimento das tensões de retorno [78, 81, 82]. Atualmente, para cabos isolados em XLPE são citados dois procedimentos de avaliação de envelhecimento utilizando a técnica de tensão de retorno:

- (i) Espectro de polarização - De modo semelhante ao procedimento utilizado em transformadores com sistema isolante papel - óleo (item 3.3), é determinado o espectro de tensão de retorno para 18 ciclos com tempo de carga, t_c , variando de 0,02s até 10000 s, com a relação $t_c/t_d=2$ e tensão de carga de 200 a 2000 VCC. Cabos envelhecidos e com presença de arborescência apresentam maiores valores de tensão de retorno em baixos tempos de carga conforme mostrado na Figura 4.13 [83]. Como restrição ao uso desta técnica que utiliza o mesmo equipamento de determinação de umidade em transformadores papel - óleo, pesquisadores recomendam a inserção de um resistor de 2 GΩ a 50 GΩ em paralelo com o sistema isolante do cabo, pois a resistência de isolamento do cabo é maior do que a

resistência de isolamento dos transformadores, o que pode afetar a sensibilidade do instrumento. O uso deste resistor ocasiona a diminuição dos valores de tensão de retorno e a diminuição da constante de tempo do sistema o que acelera o processo de medição em campo [83].

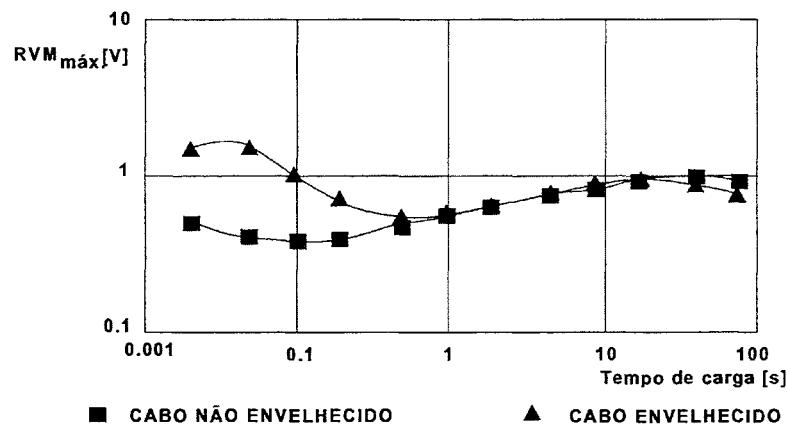


Figura 4.13: Espectro de polarização em cabos com e sem arborescência [83].

- (ii) Tensão de retorno variando a tensão de carga - Neste processo, ao invés de se realizar a “espectroscopia” ou simulação de varredura em frequência, a avaliação do sistema isolante é realizada através da investigação dos pontos de tensão de retorno máxima em função do tempo de carga e do tempo de descarga ($t_c=1000$ s, $t_d = 2$ s), conforme mostrado na Figura 4.14. Pode-se observar da Figura 4.14 que o cabo 3 (três) é o que está nas piores condições pois apresenta maior tensão de retorno [4, 84].

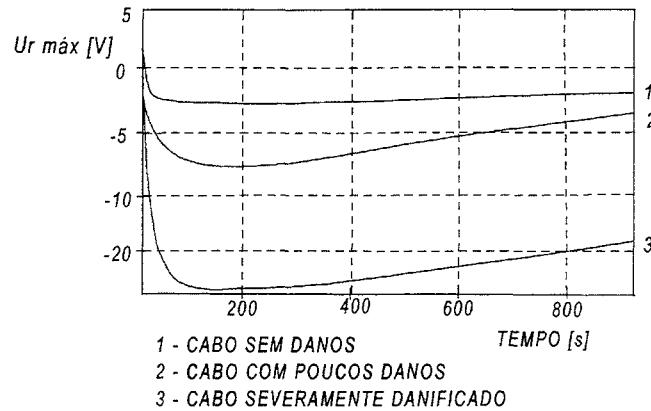


Figura 4.14: Padrão de tensão de retorno com tensão de carga constante em cabos XLPE [82].

Outra característica do comportamento dos cabos isolados em polietileno é o tempo de resposta em função da quantidade e tamanho de arborescências, conforme pode ser observado na Figura 4.15, onde o cabo com maior constante de tempo (Figura 4.15 a) é aquele que apresenta uma única arborescência, porém, de grande intensidade e o cabo que possui maior número de arborescências (Figura 4.15 b), porém, de intensidades menores, apresenta constante de tempo menor. Estes cabos apresentariam como resposta algo como mostrado na Figura 4.16, onde $tm1$ seria o tempo de resposta de um cabo com maior número de arborescências e tensão de retorno maior, porém, em condições de suportar solicitações elétricas maiores do que o cabo que apresenta a máxima tensão de retorno em $tm2$ [4, 82, 84].

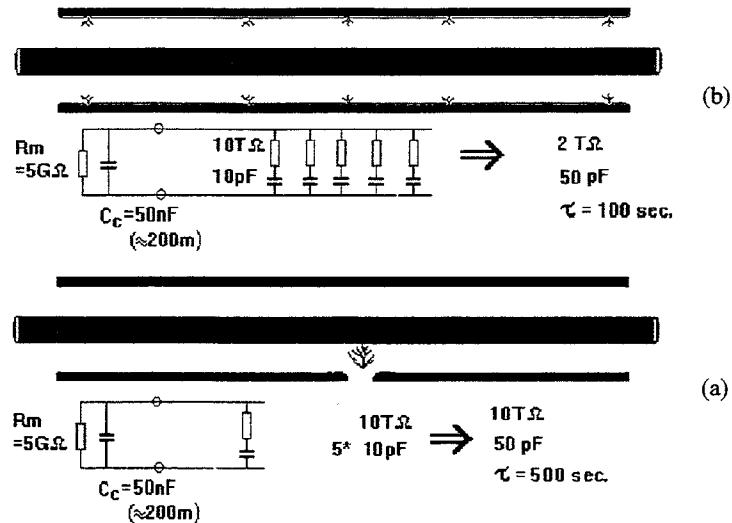


Figura 4.15: Efeito da distribuição de arborescência [82].

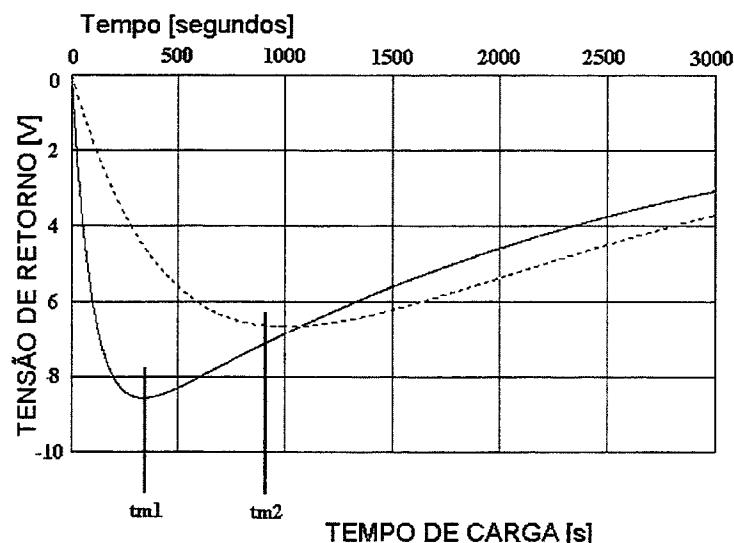


Figura 4.16: Tempo para tensão de retorno máxima [82].

A resposta diferenciada de tensão de retorno em função dos diferentes níveis de envelhecimento, para uma dada tensão de carga [84] e o crescimento das tensões de retorno máximas com a tensão de carga [85] permite a determinação do fator de diagnóstico.

O fator de diagnóstico é a determinação da tensão de retorno em diferentes níveis de tensão de carga. Para cada tensão de carga, a curva da tensão de retorno e os valores máximos são determinados. Como resultado, o fator de diagnóstico D é calculado conforme a expressão,

$$D = \frac{Um_{2U_0}}{Um_{U_0}} \quad (4.1)$$

onde Um_{2U_0} e Um_{U_0} são os valores máximos da tensão de retorno, obtidos com tensão de carga $2U_0$ e U_0 , respectivamente, sendo U_0 a tensão nominal do cabo.

É citado que quanto maior o fator de diagnóstico mais envelhecido estaria o cabo e, enquanto o cabo não danificado apresenta um comportamento linear entre a tensão de carga e a máxima tensão de retorno, o cabo danificado se comporta de forma não linear, conforme mostrado na Figura 4.17 [78, 82].

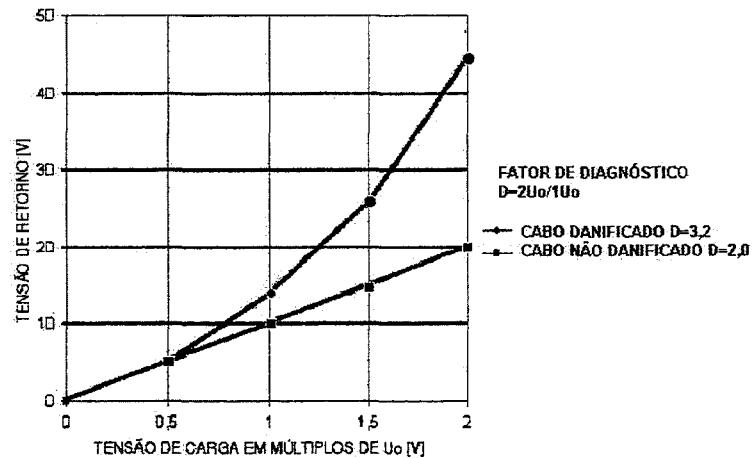


Figura 4.17: Definição do fator de diagnóstico D [82].

A combinação do fator de diagnóstico e do tempo até a ocorrência do máximo valor de tensão de retorno tem se mostrado um bom critério de avaliação quando se comparam cabos semelhantes de fases diferentes pois, mesmo que os cabos apresentem o mesmo fator de diagnóstico, tempos maiores correspondentes a

máxima tensão de retorno significam maior probabilidade de falha (arborescências mais longas) [82].

Para avaliações isoladas sugere-se além da verificação da linearidade, a correlação dos valores de tensão de retorno normalizados com os valores de tensão de retorno obtidos com tensão de carga U_0 , onde os valores de tensão normalizados são obtidos conforme expressão,

$$U_{NORMALIZADO} = \frac{U_{r,nU_0}}{n} - U_{r,U_0} \quad (4.2)$$

onde U_{r,nU_0} e U_{r,U_0} são tensões da curva de tensão de retorno em relação ao tempo para tensões de carga U_0 e nU_0 respectivamente.

A Figura 4.18 mostra o comportamento no tempo da tensão de retorno de um cabo de 20 kV, e a Figura 4.19 mostra a normalização dos resultados para um cabo novo, podendo-se observar a linearidade da resposta dielétrica, onde não só o valor máximo mas todos os valores de tensão de retorno são independentes da tensão de carga.

A Figura 4.20 mostra o comportamento da normalização dos resultados de um cabo envelhecido, onde pode-se observar o crescimento a um valor máximo e o decaimento, mostrando claramente a não linearidade do processo. Este comportamento pode ser explicado pelo aumento da condutividade devido à presença de arborescências sujeitas a altas tensões de carga. A Figura 4.21 mostra comportamento oposto ao anterior, para outro cabo envelhecido, mostrando que a contribuição dos processos de polarização com longo tempo de relaxação aumentam com a tensão de carga.

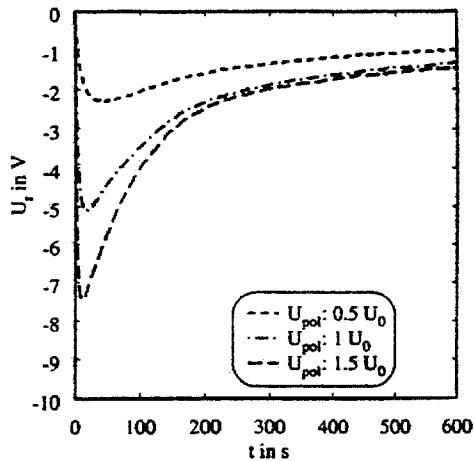


Figura 4.18: Tensão de retorno de cabo de 20 kV [78].

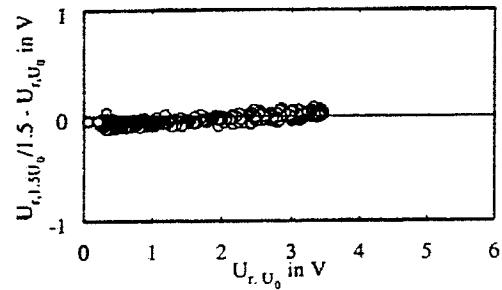


Figura 4.19: Normalização cabo novo [78].

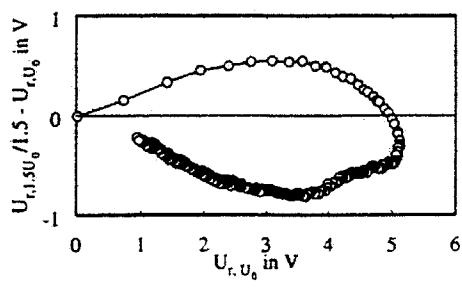


Figura 4.20: Normalização cabo envelhecido [78].

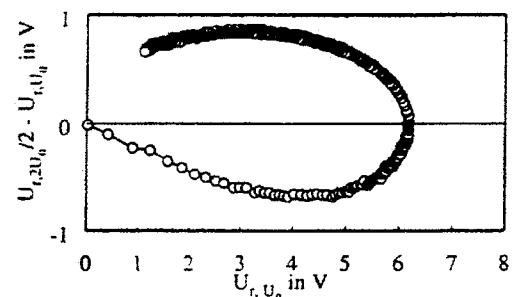


Figura 4.21: Normalização cabo envelhecido [78].

5 EXPERIMENTAL

5.1 TRANSFORMADORES

5.1.1 AMOSTRAS

Foram realizadas medições em transformadores de potência (força) de quatro subestações. Estes transformadores apresentavam diferentes estágios de vida útil. O estado dos transformadores e as condições de ensaio estão descritos a seguir:

(i) Subestação A

Foram analisados quatro transformadores novos após o processo de montagem. O objetivo definido para estes transformadores foi a realização de ensaio de tensão de retorno (RVM), logo após o enchimento com óleo e comparação com os resultados de ensaio URSI.

Os transformadores analisados têm as seguintes características: trifásico; $525/\sqrt{3}$ kV / 16 kV; 365 MVA.

(ii) Subestação B

Foram analisados quatro transformadores novos após o processo de montagem. O objetivo definido para estes transformadores foi a realização de ensaio de tensão de retorno (RVM), logo após o enchimento com óleo.

Os transformadores analisados têm as seguintes características: trifásico; $525/\sqrt{3}$ kV / $230/\sqrt{3}$ kV / 113,8 kV; 120/160/200 MVA.

(iii) Subestação C

Foi analisado transformador com quarenta anos de idade com alto teor de umidade (50~60 ppm). O objetivo definido para este transformador foi a realização de ensaio de tensão de retorno (RVM), antes e após dois tratamentos de secagem do óleo.

O transformador analisado tem as seguintes características: monofásico; 39,8 kV-69 kV/ 6,6KV; 1,67 MVA.

(iv) Subestação D

Foi analisado transformador submetido a troca de bucha, envolvendo a retirada do óleo e tratamento a vácuo para recolocação do óleo. O objetivo definido para este transformador foi a realização de ensaio de tensão de retorno (RVM), antes e após o processo de manutenção com a finalidade de verificar se a intervenção causaria alguma modificação nas características da isolação.

O transformador analisado tem as seguintes características: trifásico; 230/ $\sqrt{3}$ kV / 13,8kV; 196,7 MVA.

5.1.2 TÉCNICAS EXPERIMENTAIS

(i) Tensão de retorno

O ensaio de tensão de retorno foi realizado conforme recomendado nos manuais da Tettex [58], para determinar o teor de umidade do papel do sistema isolante papel - óleo. O equipamento utilizado foi o medidor de tensão de retorno, marca TETTEX, modelo RVM 5461, e oscilógrafo marca NEC SAN-EI, modelo RT3216N.

Após os transformadores serem desconectados dos barramentos, as suas buchas foram ligadas conforme mostrado esquematicamente na Figura 5.1. Para monitorar a temperatura durante o ensaio foi instalado medidor e registrador de temperatura. O sensor de temperatura foi colocado no lugar do termômetro de bulbo.

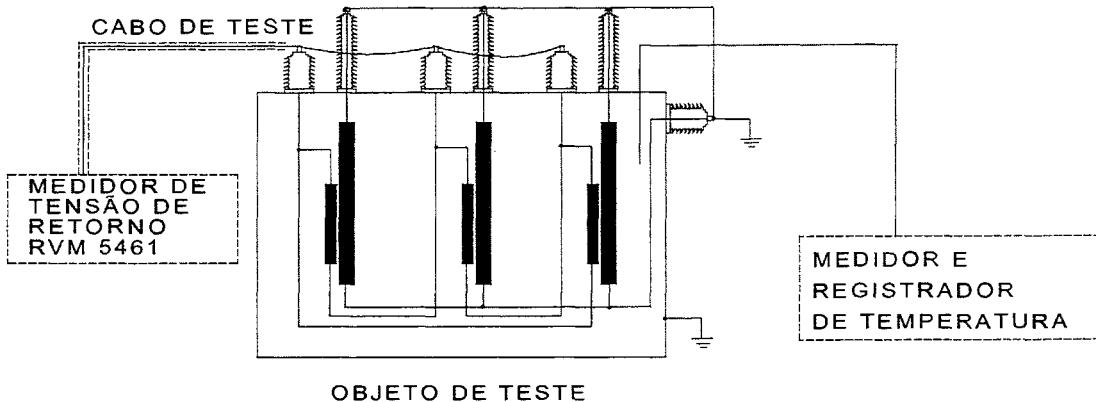


Figura 5.1: Esquema de ligação para ensaio de tensão de retorno [86].

O ensaio foi realizado conforme segue:

- Aplicação da tensão CC de teste (2000 Vcc) aplicada ao sistema isolante por um determinado tempo de carga, t_c (entre 10 ms e 10000 s);
- Desconexão do isolamento da fonte CC e descarga através de um curto-círcuito por um tempo $t_d = t_c/2$ (tempo de descarga);
- Medição da tensão de retorno com a isolação em circuito aberto após remover o curto-círcuito e leitura da temperatura do óleo;
- Assim que registrados os valores de tensão e temperatura, foi aplicado um curto-círcuito de modo que o sistema isolante ficasse praticamente isento de cargas livres.

(ii) Determinação do teor de água do óleo mineral isolante

A determinação do teor de água expressa em ppm, foi realizada de acordo com a norma brasileira NBR 5755. Para grandes transformadores adota-se o valor limite de 35 ppm [5].

Este ensaio é realizado utilizando o sistema Karl – Fisher [87].

(iii) Determinação da umidade da superfície do isolamento (URSI)

A determinação da umidade relativa da superfície do isolamento foi realizada conforme recomendação do GCOI - SCM-093 [5]. Para a realização deste ensaio foi utilizado o

equipamento medidor de ponto de orvalho marca MBW ELEKTRONIK AG, modelo DP9-M. A URSI foi determinada através da medição do ponto de orvalho do gás nitrogênio, que foi inserido no transformador antes da colocação do óleo mineral isolante. A determinação do ponto de orvalho foi realizada pelo método do espelho resfriado automaticamente. Esse método adota o princípio da condensação do ponto de orvalho em um espelho, o qual é resfriado para determinação do conteúdo de vapor de água em mistura de gases. Um espelho interno localizado no caminho do gás em teste é resfriado eletronicamente, por efeito Peltier, até a condensação de umidade, quando então obtém-se diretamente a leitura do ponto de orvalho.

5.2 CABOS ISOLADOS EM XLPE

5.2.1 AMOSTRAS

Foram retiradas amostras de cabos isolados que compunham as três fases de um trecho de rede subterrânea de distribuição de energia elétrica, a qual apresentou falha. As três fases foram enroladas em bobinas, cada uma com aproximadamente 90 m de comprimento. Os cabos apresentaram falha após um tempo de instalação de vinte e cinco anos. Foi definido como objetivo para este conjunto de segmentos de cabos a comparação entre os resultados utilizando a técnica de tensão de retorno e de técnicas convencionais de avaliação do estado de envelhecimento em campo e em laboratório.

Os ensaios realizados nas amostras de cabos isolados foram:

- Corrente de fuga x rampa de tensão em CC [88, 89];
- Corrente de fuga x tempo em CC [88];
- Capacitância e fator de perdas, em alta tensão a 60 Hz [90];

- Tensão de retorno [82].

As amostras foram identificadas com os nomes das fases de origem da instalação (i. e., fases amarela, vermelha e verde). Os cabos isolados utilizados nos ensaios têm a seguinte descrição: condutor em alumínio, classe de tensão 15 kV, camada semicondutora em EVA, isolação em XLPE, fitas de cobre como blindagem e revestimento em PVC. As terminações dos cabos foram preparadas conforme mostrado esquematicamente na Figura 5.2.

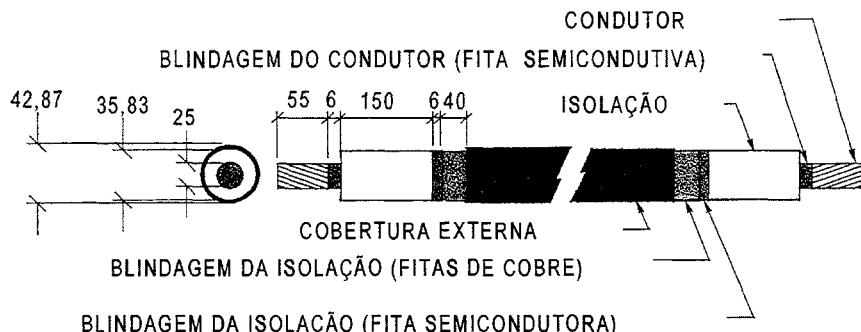


Figura 5.2: Preparação das terminações dos cabos, dimensões em milímetros [88].

5.2.2 TÉCNICAS EXPERIMENTAIS

(i) Corrente de fuga x tensão CC

O ensaio de corrente de fuga em cabo isolado foi realizado com base no método utilizado na COPEL - Companhia Paranaense de Energia [88]. Os equipamentos utilizados para este ensaio foram um Hypot marca BIDDLE, modelo 160 DC e um multímetro digital marca HEWLETT PACKARD, modelo 3466A.

Para realização do ensaio de corrente de fuga x tensão, a tensão foi elevada lentamente em degraus de 5 kV até o limite de 25 kV e a corrente de fuga foi medida em cada degrau. O ensaio foi realizado conforme o esquema mostrado na Figura 5.3.

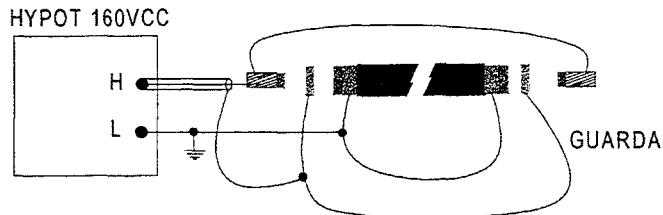


Figura 5.3: Esquema para determinação da corrente de fuga x tensão e corrente de fuga x tempo [88].

(ii) Corrente de fuga x tempo

O ensaio de corrente de fuga em cabo isolado, foi realizado com base no método adotado na COPEL [88]. Os equipamentos utilizados para este ensaio foram os mesmos utilizados no ensaio de corrente de fuga x tensão.

No ensaio de corrente de fuga x tensão a partir do degrau final de 25 kV iniciou-se o ensaio de corrente de fuga x tempo. A tensão foi mantida em 25 kV e a corrente de fuga medida em intervalos regulares de 1 min até o limite de 10 min. O ensaio foi realizado conforme o esquema mostrado na Figura 5.3.

(iii) Capacitância e fator de dissipação

O ensaio de capacidade e fator de dissipação foi realizado de acordo com norma brasileira NBR-7295 [80]. Utilizou-se uma ponte de medição de capacidade e fator de dissipação marca TETTEX, modelo 2816 e um transformador de ensaio marca BIDDLE, modelo 17000.

Foi efetuada aplicação de tensão, a freqüência de 60 Hz, a cada amostra individualmente, em degraus de 2 kV, sendo a tensão inicial 2 kV e a tensão final 10 kV. Os valores de capacidade e fator de dissipação, em cada degrau, foram registrados. O ensaio foi realizado conforme mostrado esquematicamente na Figura 5.4.

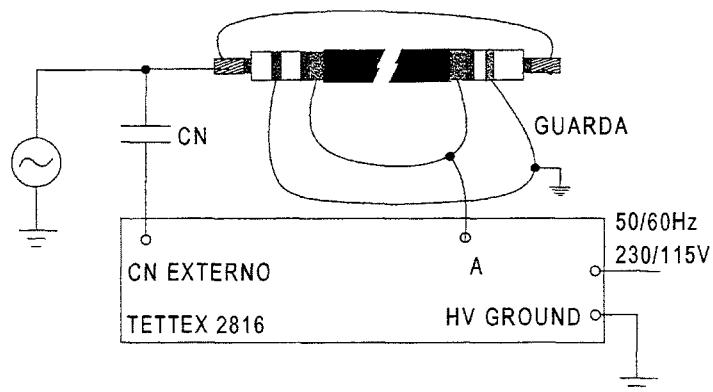


Figura 5.4: Esquema para determinação da capacidade e fator de dissipação [90].

(iv) Tensão de retorno

Foram realizadas medições de tensão de retorno utilizando medidor de tensão de retorno marca TETTEX, modelo 5461, conforme mostrado na Figura 5.6. Foram realizadas medições com tempo de carga de 1000 segundos e tempo de descarga de 2 segundos. A temperatura ambiente foi mantida em torno de 20 °C e a umidade relativa 70 %. Foram realizadas medições com 1000 Vcc e com 2000 Vcc e foram registrados os valores de tensão de retorno máximos e o tempo para atingir-se estes valores máximos. Os cabos foram conectados conforme mostrado esquematicamente na Figura 5.5.

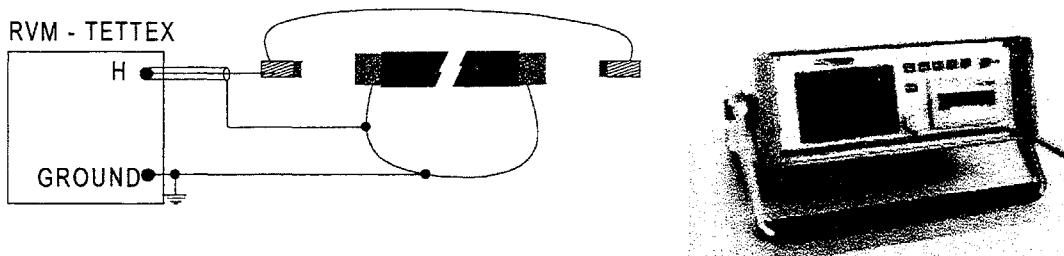


Figura 5.5: Esquema para determinação da tensão de retorno com RVM Tettex.

Figura 5.6: Equipamento RVM 5461 da Tettex [91].

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1 TRANSFORMADORES

(i) Subestação A

A Figura 6.1 apresenta o espectro de polarização para as quatro unidades ensaiadas, da subestação A (i. e., #1, #3, #4 e #res) resultando os valores de umidade do papel de: <0,3%, <0,3%, 0,4% e 0,6%, respectivamente. Estes valores foram determinados em função dos tempos de carga dominantes (tempos em que acontecem as tensões de retorno máximas) e as temperaturas em que foram medidos. Os valores de URSI foram da ordem de 0,5%. Estes resultados, similares com o valor de URSI, são consistentes para o conteúdo de umidade de transformadores novos [10], indicando que o processo de secagem do transformador, deslocamento para a obra, montagem e colocação de óleo não comprometeram a isolação dos mesmos.

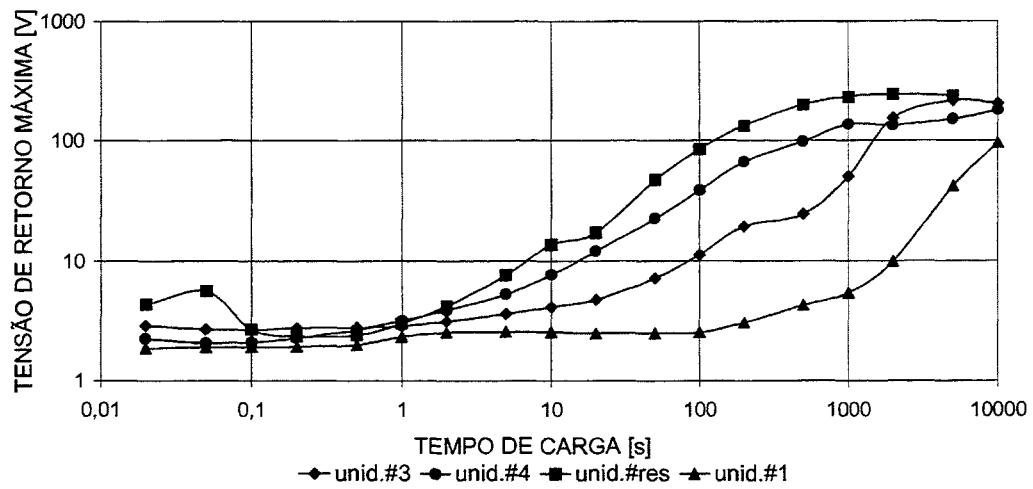


Figura 6.1: Espectro de polarização em quatro unidades novas (#1, #3, #4 e #res) da subestação A .

Correlações importantes entre o espectro de polarização e outros métodos de avaliar o estado do papel isolante vêm sendo estabelecidas (GP e URSI) [94]. Tem sido mostrada uma alta repetibilidade nas curvas que correlacionam o tempo de resposta típico com o teor de umidade do papel Kraft (impregnado com óleo), usado em transformadores de potência, existindo uma curva para cada temperatura. Ainda tem sido sugerido que, quanto maior a temperatura, mais rápida a resposta e o pico característico do espectro de polarização se desloca para a esquerda. Daí a importância de se registrar as variações de temperatura do transformador durante o ensaio no campo, para possibilitar a correção das curvas para a temperatura de referência de 20 °C [10].

(ii) Subestação B

A Figura 6.2 apresenta o espectro de polarização das quatro unidades novas (i. e., #1, #2, #3 e #4), onde podemos notar a repetibilidade dos resultados. O teor de umidade de 1,3%, após a normalização (correção de temperatura) para todas as unidades, pode ser considerado elevado para equipamentos novos [10], podendo indicar que alguma etapa no processo de fabricação dos transformadores (e. g., secagem do núcleo) estaria necessitando melhoramentos.

O espectro de polarização pode ser compreendido como a superposição de vários espectros de polarização, que representam cada fração da isolação de papel. Se o teor de umidade através da isolação é uniformemente distribuído, cada fração desenvolverá a mesma constante de tempo dominante e a combinação de todas os espectros desenvolverá um espectro com apenas um tempo dominante. Este tipo de espectro representará uma isolação homogênea com a umidade uniformemente distribuída na isolação.

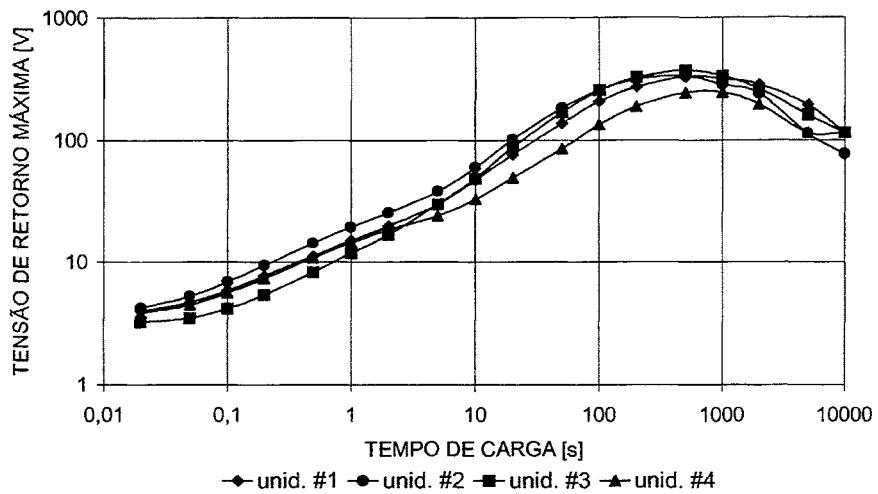


Figura 6.2 - Espectro de polarização em quatro unidades novas (#1, #2, #3 e #4) da subestação B

(iii) Subestação C

A Figura 6.3 apresenta os espectros de polarização, após duas tentativas de secagem, de um transformador que apresentava inicialmente alto teor de umidade do óleo (50 ~ 60 ppm). Após o primeiro ciclo (18 dias com circulação de óleo sob vácuo com o transformador em operação), o conteúdo de umidade no óleo, amostrado de 4 em 4 dias, apresentou os valores de 24, 29, 37 e 41 ppm, respectivamente, indicando a migração da umidade do papel para o óleo. Novamente, aplicou-se um segundo ciclo (21 dias), obtendo-se após 3 meses o teor de umidade de 43 ppm, indicando novamente o mesmo processo de migração da umidade do papel para o óleo. Os ensaios de RVM foram feitos antes (dois picos, 4,2% e 2,0%) e após os dois processos de secagem (dois picos, 3,4% e 1,3%), e indicaram que o processo de secagem da isolação teve pouco sucesso e que este tipo de tratamento não foi eficaz. O espectro de polarização quase plano deste transformador sugere uma situação praticamente irreversível do estado de envelhecimento da isolação, com um alto grau de não homogeneidade (regiões da isolação com umidade diferente em função de pontos de envelhecimento localizados) [10]. Outros tipos de tratamento poderiam ser realizados, mas não são economicamente e/ou tecnicamente aconselháveis [41].

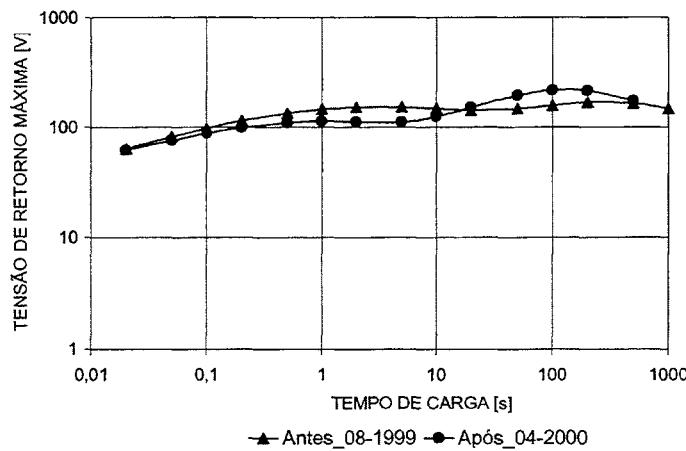


Figura 6.3: Espectro de polarização em transformador submetido a secagem (subestação C).

(iv) Subestação D

A Figura 6.4 apresenta os espectros de polarização obtidos antes e após a troca de uma bucha de transformador de potência, envolvendo a retirada do óleo, troca da bucha e tratamento a vácuo para recolocação do óleo. Os valores de umidade fornecido pelo método RVM antes (1,5%) e após (1,3%) a manutenção, revelaram que os processos e métodos utilizados foram adequados, retornando o transformador em condições iguais ou melhores no que se refere à isolamento papel celulose, validando assim a manutenção [10].

Uma das aplicações do espectro de polarização é avaliar a contaminação de transformadores em manutenção corretiva. Sabe-se que a umidade do ambiente não contamina uniformemente os enrolamentos e que os processos de secagem tampouco conseguem remover a umidade de modo uniforme. Então, o espectro de polarização poderá se apresentar com mais de um pico. Tem sido mostrado que após algum tempo de operação, o espectro de polarização do transformador muda de mais de um pico

inicial para apenas um, em posição intermediária. Isto é indicativo de uma distribuição dos mecanismos de envelhecimento mais uniforme por toda isolação [10].

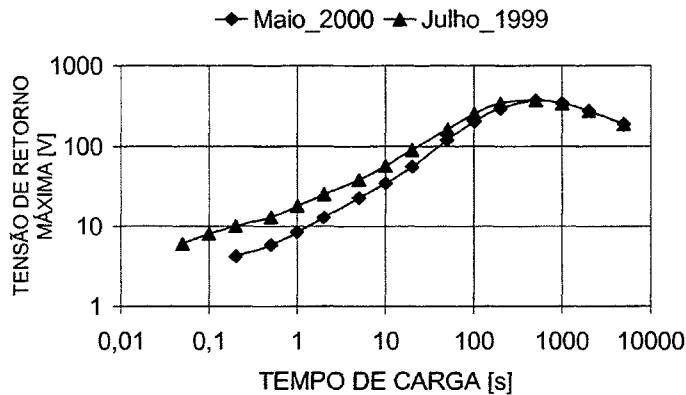


Figura 6.4 - Espectro de polarização em transformador submetido a troca de bucha (subestação D)

Basicamente, as diversas formas de envelhecimento da celulose (térmica, hidrolítica e oxidativa) têm como resultado comum a geração de água. O modelo dielétrico, utilizado para analisar as mudanças no tempo de resposta, em função da presença de água, mostra que o tempo de resposta é menor quanto maior for o teor de umidade da isolação. Este efeito é observado nos processos de polarização dielétrica mais lentos, como a polarização interfacial, típica em materiais compostos, como os aqui empregados. Daí, a importância do método de Espectro de Polarização que, indiretamente, avalia a resposta dos processos de polarização presentes na isolação excitada com 2000 V CC, fazendo uma varredura de tempos de carga-descarga que inclui respostas mais lentas do que as observadas nos ensaios com freqüência industrial.

6.2 CABOS ISOLADOS EM XLPE

A Figura 6.5 apresenta o comportamento de corrente de fuga x tensão para as três fases (i. e., fases vermelha, amarela e verde) de cabos isolados em XLPE. Pode ser visto da Figura 6.5 que os segmentos de cabos identificados por fases amarela e vermelha apresentam inflexão da curva da passagem de 5 para 10 kV mais acentuada do que a observada para a fase verde, o que caracteriza o envelhecimento da isolação [88]. É sugerido que este comportamento é devido à presença de umidade ou de mecanismos de envelhecimento agindo na isolação [92].

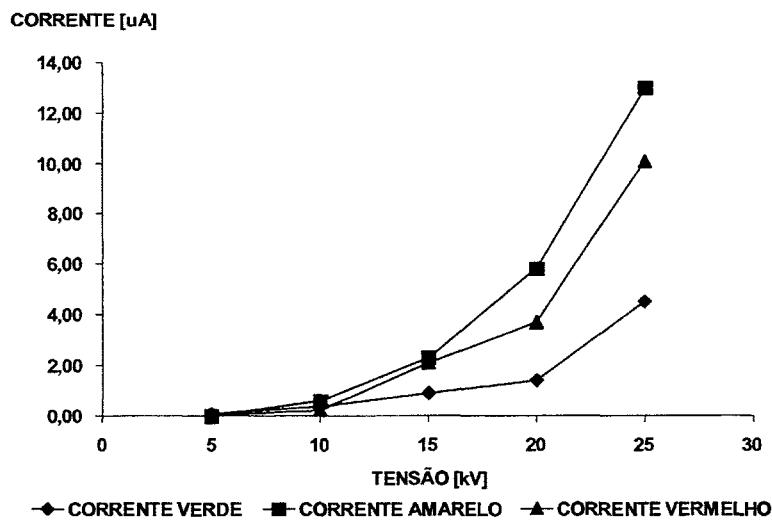


Figura 6.5: Corrente de fuga x Tensão.

Ainda, analisando a Figura 6.5 pode-se observar a indicação de envelhecimento dos três cabos devido às mudanças de inflexão em 10 kV e 20 kV, as quais são sugeridos ser devido a mudança de mecanismo de condução [26].

A Figura 6.6 apresenta o comportamento corrente de fuga x tempo para as três fases (i. e., fases vermelha, amarela e verde) de cabos isolados. Na Figura 6.6 pode ser observado que o segmento de fase verde apresenta maior resistência de isolamento (i. e., menor valor de

corrente) estando portanto em melhores condições que os demais [92]. Pode ainda ser observado um decaimento inicial de todas as curvas, para as três fases. Este decaimento pode ser atribuído ao processo de absorção dielétrica, o qual é dominante nos primeiros instantes e após a aplicação do campo elétrico.

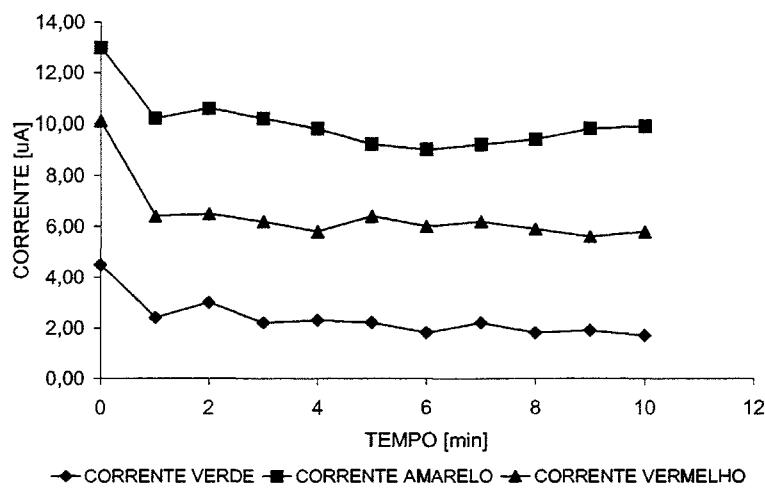


Figura 6.6: Corrente de fuga x tempo.

Na Figura 6.7 e na Figura 6.8 são mostrados os resultados do ensaio de fator de dissipação e capacidade realizados nas três amostras de cabos isolados (i. e., fases vermelha, amarela e verde) para diferentes patamares de tensão aplicada. Da Figura 6.7 pode ser observado que o fator de dissipação aumentou com a elevação da tensão aplicada, sendo este aumento mais acentuado para os segmentos de cabos das fases amarela e vermelha.. Tem sido mostrado que o fator de dissipação é uma medida da qualidade da isolação, sendo sensível à presença de umidade e contaminantes presentes no sistema isolante. O crescimento do fator de dissipação a partir de um determinado nível de tensão aplicada pode estar relacionado a ocorrência de descargas parciais nas imperfeições (vazios) do sistema isolante [25, 93]. Na Figura 6.8 é observado que a capacidade dos cabos não apresentou variação significativa em nenhuma das três amostras.

Os resultados até aqui apresentados (corrente de fuga e o fator de dissipação) parecem mostrar que as isolações dos cabos das fases amarelas e vermelhas apresentam acentuado envelhecimento em relação à outra fase (i. e., fase verde).

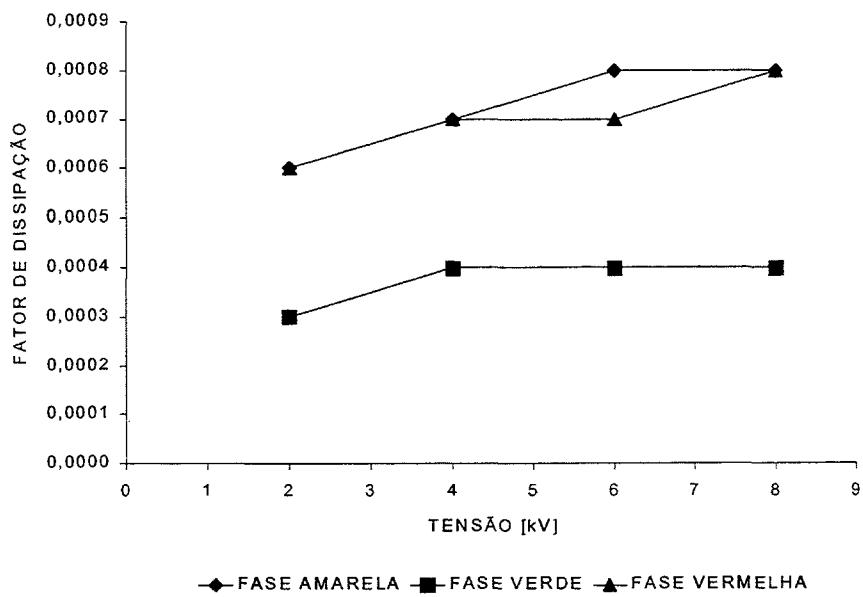


Figura 6.7: Fator de dissipação das amostras longas.

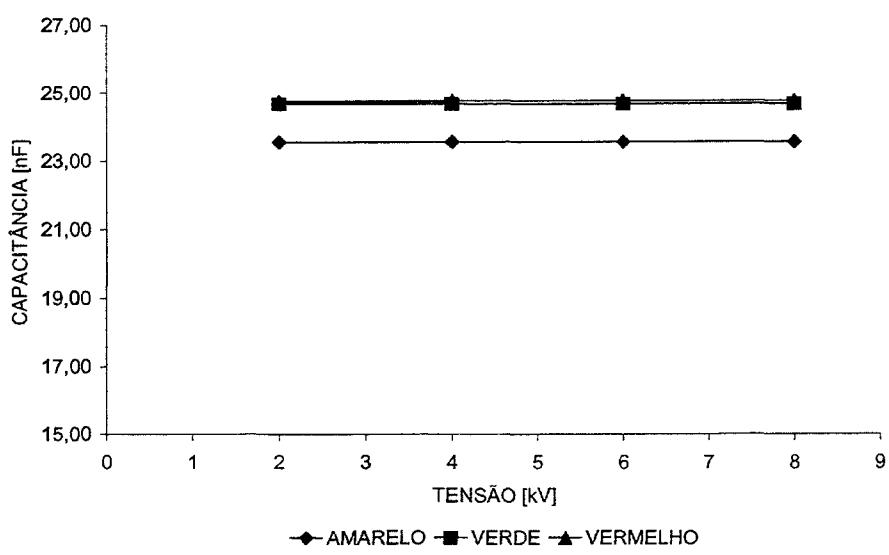


Figura 6.8: Capacitância das amostras longas.

A Figura 6.9 apresenta os resultados de medição de tensão de retorno com ciclo de carga de 1000 s e ciclo de descarga de 2 s para as tensões de carga de 1000 e 2000 V CC e a Tabela 6.1 apresenta os tempos para atingir a tensão de retorno máxima. Pode-se notar da Figura 6.9 que os segmentos de cabo das fases amarela e vermelha apresentam os maiores valores de tensão de retorno e fator de diagnóstico. Ainda pode ser visto da Tabela 6.1 que o segmento de cabo de fase amarela apresenta tempo para atingir a tensão de retorno máxima, superior ao apresentado pelo segmento de cabo de fase verde. Pode ser sugerido que o cabo da fase amarela apresenta arborescências mais longas em relação ao cabo de fase vermelha, enquanto que este último apresentaria um maior número de arborescências, porém, de menor comprimento [78, 81, 82]. Portanto pode ser observado que o cabo de fase amarela apresenta maior probabilidade de ocorrência de ruptura.

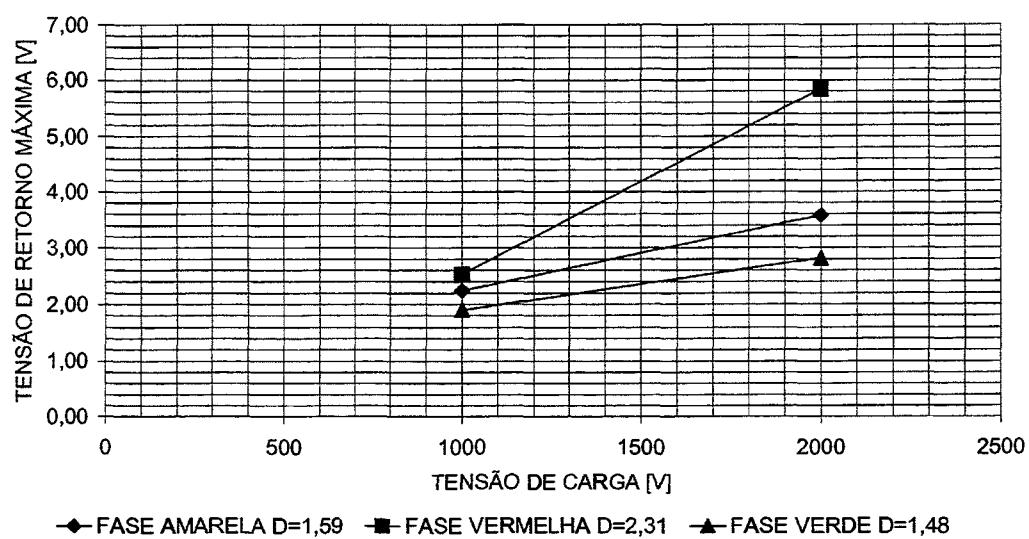


Figura 6.9: Tensão máxima de retorno para tensões de carga de 1000 V CC e 2000 V CC.

Tabela 6.1: Tempo para o valor máximo de tensão de retorno.

TENSÃO DE CARGA	$t_{MAX-FASE\ AMARELA}$ [s]	$t_{MAX-FASE\ VERMELHA}$ [s]	$t_{MAX-FASE\ VERDE}$ [s]
1000	99,00	67,20	45,30
2000	215,00	132,00	76,60

Deve ser ressaltado que o segmento de cabo de fase amarela, foi o causador da retirada de serviço do alimentador. O resultado do ensaio de tensão de retorno corrobora os resultados dos ensaios de corrente de fuga e fator de dissipação e, além disso, fornece mais informações concernentes ao estado da isolação, principalmente quanto ao crescimento de arborescências (*water trees*).

Embora o método proposto [78, 81, 82] sugira a utilização de tensões de carga múltiplas da tensão nominal, a aplicação de valores menores (1000 V CC a 2000 V CC) possibilitou, neste caso monitorar o estado de envelhecimento da isolação.

A Figura 6.10 e a Tabela 6.2 mostram a repetição dos ensaios nas amostras, em relação aos valores obtidos anteriormente (Figura 6.9 e Tabela 6.1: Tempo para o valor máximo de tensão de retorno., após um período de 4 semanas. Pode-se notar a diminuição dos valores de tensão de retorno máximos, provavelmente devido à perda de umidade dos cabos, embora um aumento do tempo para atingir o máximo seja observado na fase amarela. Pode ser observado que apesar das diferenças quantitativas, é possível inferir o mesmo diagnóstico obtido anteriormente.

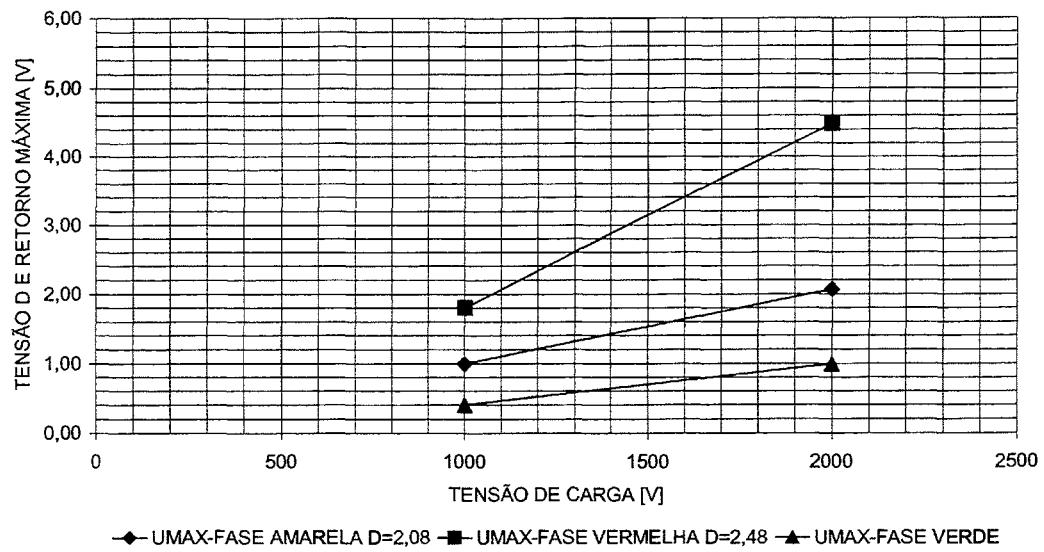


Figura 6.10: Tensão máxima de retorno para tensões de carga de 1000 V CC e 2000 V CC.

Tabela 6.2: Tempo para o valor máximo de tensão de retorno.

TENSÃO DE CARGA	$t_{MAX-FASE AMARELA}$ [s]	$t_{MAX-FASE VERMELHA}$ [s]	$t_{MAX-FASE VERDE}$ [s]
1000	99,00	67,20	45,30
2000	363,00	129,60	80,00

Quanto aos cuidados experimentais foi observado a dependência dos resultados com a carga residual e o estado das terminações [81, 82]. A carga residual afeta drasticamente os valores de tensão de retorno e, principalmente, os tempos até a tensão de retorno máxima. O estado das terminações, notadamente a resistência superficial entre os pontos de conexão (condutor e blindagem), afetam a magnitude da tensão de retorno. Para evitar estas dificuldades e, portanto, assegurar a qualidade das medições são sugeridos a verificação da carga residual (teste zero), limpeza e cuidado no preparo das terminações e contatos acidentais entre terminações e blindagens. Observou-se ainda, que existe dependência dos resultados com a temperatura do cabo [79].

Outro cuidado experimental importante é verificar a influência de ruídos da rede de alimentação no funcionamento do equipamento. Apesar de utilizarmos um equipamento desenvolvido para uso em campo e empregar-se reguladores de tensão na fonte de alimentação, não foi possível em muitos experimentos a realização das medições devido à presença de harmônicos quando do funcionamento de máquinas de solda, geradores, equipamentos com controle de potência tiristorizados e fontes de grande potência operando intermitentemente.

7 CONCLUSÕES

- O uso da técnica de tensão de retorno fornece informações sobre os mecanismos de envelhecimento dominantes e / ou defeitos localizados dos sistemas isolantes em papel – óleo de transformadores e de cabos extrudados em XLPE, complementando os dados obtidos pelas técnicas convencionais normalizadas;
- A implementação e a aceitação desta técnica nas concessionárias de energia elétrica depende de normalização de procedimentos de ensaio e análise, os quais encontram-se ainda em estágio de pesquisa e desenvolvimento;
- No caso de transformadores, os resultados obtidos com a utilização da técnica de tensão de retorno concordam, pelo menos qualitativamente, com resultados de técnicas convencionais. Além disso, a técnica de tensão de retorno permite análise de presença de umidade do volume (bulk) e não só a superfície;
- Foi demonstrada a operacionalidade da técnica de tensão de retorno na recepção e manutenção de transformadores de grande porte, principalmente pela facilidade de ensaiar o equipamento como um todo, sem a necessidade de expor o núcleo para retirada de amostras;
- No caso de cabos extrudados em XLPE, o uso da técnica de tensão de retorno permite uma análise do tamanho das arborescências presentes na isolação, que pode fornecer subsídios sobre a probabilidade de ocorrência de ruptura dielétrica;
- Embora ambos os processos estejam relacionados à presença de umidade no sistema isolante é importante estabelecer que no caso dos transformadores com isolamento em papel impregnado com óleo o processo de polarização, mais notadamente a mobilidade das cargas por estarem em meio líquido, acontece de forma quase independente da tensão de excitação. Por outro lado, no caso dos cabos extrudados, a umidade está presente em

canais que podem ter sua influência e efeito estendidos em função da tensão de excitação aplicada.

8 TRABALHOS FUTUROS

- Correlacionar o espectro de polarização por tensão de retorno com outras técnicas de avaliação do estado de envelhecimento do sistema isolante em papel - óleo de transformadores, tais como, o GP do papel, e o teor de furanos. Esforços para se chegar a resultados confiáveis dependem do levantamento de mais dados experimentais e do aprofundamento no estudo dos mecanismos de envelhecimento dominantes nestes sistemas isolantes [94];
- Realizar um amplo estudo dos mecanismos de envelhecimento presentes no polietileno utilizado como isolante em cabos para distribuição e transmissão de energia elétrica, correlacionando o mecanismo dominante com o espectro de polarização de tensão de retorno;
- Estudar de forma ampla a influência de vários fatores, tais como: tensão de carga, tempo de carga tempo de curto – circuito, temperatura, umidade e contaminantes, em materiais dielétricos.
- Realizar estudos comparativos utilizando a técnica de determinação do espectro de tensão de retorno na avaliação do envelhecimento do sistema isolante em papel - óleo, nos casos em que se utiliza papel Kraft normal em comparação com papel termo - estabilizado;
- Otimizar a metodologia de determinação da tensão de retorno em cabos, estabelecendo os parâmetros do ensaio, requisitos e aterrramento do sistema, níveis de ruído da fonte e procedimentos, de forma a permitir comparação de resultados entre laboratórios;
- Correlacionar a tensão de retorno em cabos com o fator de dissipaçāo em diferentes freqüências e correntes de despolarização com variação dos tempos de carga.

9 BIBLIOGRAFIA

- 1 MONTANARI, G. C.; SIMONI, L. Aging Phenomenology and Modeling. **IEEE Trans. Elect. Insul.**, vol. 28, n. 5, p. 775-776, Oct. 1993.
- 2 ROBERT, R. **Envelhecimento de materiais sólidos**: Notas de aula do curso de Física dos Dielétricos - PIPE, 1997, 4f. Apostila.
- 3 DENSLEY, R. J.; BARTNIKAS, R.; BERNSTEIN, B. Multiple Stress Aging of Solid Dielectric Extruded Dry-cured Insulation Systems for Power Transmission Cables. **IEEE Trans. Power Del.**, vol. 9 ,n. 1, p. 559-571, Jan. 1994.
- 4 HERPERTZ, P. Jicable 1999 - **Preventive Maintenance - Test and Diagnosis of Medium and High Voltage Cable Networks**. Capturado em fev. 2000. Online. Capturado em fev.2000. Online. Disponível na internet, <http://www.kmt.de>.
- 5 GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA. Recomendação Técnica: **Método para determinação da umidade da superfície do isolamento (URSI)**, SCM-093, agosto 1991.
- 6 BOGNAR, A. et. al. Diagnostic test method of solid/liquid electric insulation using polarization spectrum in the range of long - time constants. In: International Symposium on High Voltage Engineering, 7, 1991, Dresden. **Proceedings ...** Dresden: 1991. p. 345 - 348.
- 7 LEVY, N. M., BERG, E. F., NACHVALGER, E. E. **Um método sensível para determinação do 2 - furfuraldeido via espectrofotometria visível**. Curitiba: LAC, 1990. 6p (Comunicação técnica número:10/93).
- 8 NUNES, J. L., GALDEANO, C. Diagnose do estado da isolação sólida de transformadores através do ensaio RVM. In: SEMEL, 6, 1996. Curitiba, **Anais ...** Curitiba, 1996. p.4685-4694.

-
- 9 CSÉPES, G. et. al. **Practical foundations of the RVM**. Capturado em fev. 2000. Online.
Disponível na internet,
http://www.haefely.com/measuring_diagnostics/rvm_docu/ceidp98.pdf.
- 10 SCHLAG, A . G. **The recovery voltage method for transformer diagnosis**. Switzerland:
Tetex Instruments, s. ano, 84p.
- 11 DISSADO, L.A.; FOTHERGILL, J.C. **Electrical Degradation and Breakdown in Polymers**. London: Peter Peregrinius, 1992.
- 12 NIKOLAJEVICK, S.V. Investigation of Water Effects on Degradation of Crosslinked Polyethylene (XLPE) Insulation. **IEEE Trans. Power Del.**, vol. 8, n. 4, p. 1682-1688, Oct. 1993.
- 13 NIKOLAJEVICK, S.V. The Behaviour of Water in XLPE and EPR Cables and its Influence on the Electric Characteristics of Insulation. **IEEE Trans. Power Del.**, vol. 14, n. 1, p. 39-45, Jan. 1999.
- 14 BLYTHE, A .R. **Electrical Properties of Polymers**. United Kingdom: The Alden Press/Oxford, 1979.
- 15 BARTNIKAS, R. Dielectric Loss In Solids. In: Bartrikas, R., Eichhorn, R., M., **Engineering Dielectrics -Volume IIA - Electrical properties of solid Insulating materials: Molecular structure and electrical behavior..** New Jersey, USA, ASTM Special Technical Publication 783, 1983,721p, v.IIA, p.3-117.
- 16 HARROP, J. P. **Dielectrics**. London: Butterworth Group. 1972. 155p.
- 17 FOURNIÉ, R. **Les isolants en életrotecnique: Concepts et théories**. Eyrolles: Paris, 1986. Collection de la Direction des études et recherches délectricité de France.
- 18 DANIEL, V. V. **Dielectric Relaxation**. London: Academic Press. 1967. 257p.

-
- 19 KU, C. C.; LIEPINS, R. **Electrical properties of polymers.** Munich: Hanser Publishers. 1987. 388p.
- 20 SILVA, G. C. **Comportamento elétrico e dielétrico de cabos de potência extrudados utilizados em redes de distribuição de energia elétrica.** Curitiba, 2000. 122p. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Ciência dos Materiais) - Universidade Federal do Paraná.
- 21 AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **Standart Test Methods for AC Loss Characteristics and Permittivity of solid Electrical insulation,** ASTM D 150 - 95. West Conshohoken, Pa, 1995. 19 p.
- 22 ROBERT, R. **Propriedades elétricas dos polímeros:** Apostila do curso de especialização em materiais para equipamentos elétricos - CEMEE, 1993, 50f. Apostila.
- 23 BOGORODITSKY, N. P.; TAREEV, B. M.; PASYNKOV, V.V. **Electrical Engineering Materials.** URSS: Mir, 1979, p. 218-226.
- 24 GAMBOA, L. R. A . **Espectro de polarização em transformadores de Potência.** Curitiba. 1994. 23p. Monografia do Curso de especialização em Materiais para Equipamentos elétricos – CEMEE, Universidade Federal do Paraná.
- 25 TAREEV, B. **Physics of dielectrics Materials.** Moscow: Mir Publishers. 1979. 279 p.
- 26 DAS-GUPTA, D. K., GERHARD-MULTHAUPT, R. **Dielectric Spectroscopy of polar and Non -polar polymers Including biopolymers and liquid crystal polymers and their applications:** Curso, 26-30 de maio de 1997. 400p. Apostila.
- 27 COELHO, R.M. **Physics of Dielectrics for the Engineer.** New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1979.

-
- 28 AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **Standard Test Methods for AC Loss Characteristics and Permittivity of Solid Electrical insulation**, ASTM D 150 - 95. West Conshohoken, Pa, 1995. 19 p.
- 29 SCARPA, P. C. N. **Efeito posterior em dielétricos sólidos**. Curitiba, 1989. 199p.
Dissertação (Mestrado em Física) - Universidade Federal do Paraná.
- 30 URBANI, G.M., BROOKS, R. S. **Using the recovery voltage method to evaluate aging oil-paper insulation**. Disponível na internet. http://www.haefely.com/measuring_diagnostics/rvm_docu/ceidp98.pdf.
- 31 TETTEX INSTRUMENTS. **How to connect the recovery voltage meter**. Measuring & Diagnostics. Disponível na internet. http://www.haefely.com/measuring_diagnostics/rvm_docu/ceidp98.pdf.
- 32 GAMBOA, L. R. A . Espectro de polarização em transformadores de Potência. In: XIII SNPTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, 13, 1995. Florianópolis. **Anais** ..., publicação FL/GEM/19, Florianópolis, 1995. p. 1-6.
- 33 TEIXEIRA JR. J. A., PIAZZA F., SOARES J. C. Avaliação de equipamentos elétricos utilizando o método da tensão de retorno. In: III Encontro Técnico de Manutenção de Usinas, 3, 1999. Foz do Iguaçu. **Anais** ..., CD ROM Copel/Geração, Foz do Iguaçu, 1999.
- 34 BOGNAR, A. et. al. Spectrum of polarization phenomena of long time - constant as diagnostic method of oil paper insulation systems. In: International Conference on Dielectric Materials, measurements and applications, 3, Tokyo, Japan. 1991. **Proceedings** ..., Tokyo, 1991. p. 723/726.

-
- 35 DARVENIZA, M., SAHA, T. K., HILL, D. J. T. et al. Assessment of insulation in aged power transformer by interfacial polarization spectrum and its correlation with chemical properties. In: International Conference on Dielectric Materials, measurements and applications. 6. Manchester, UK. 1992. **Proceedings** ..., p. 233-236.
- 36 NÉMETH, E. Measuring Voltage Response: a Non-Destructive Diagnostic Test Method of HV Insulation. **IEE Proc.-Sci. Meas. Technology**, vol. 146, n. 5, p. 249-252, Sept. 1999.
- 37 MILASH, M. **Manutenção de transformadores em líquido isolante**. Edgard Blücher Ltda.. 1984. 354p.
- 38 KARSAI, K., KERENYI, D., KISS, L. **Large power transformer**. [s. l.]: Elesvier, 1987 p.282-325.
- 39 D'ALMEIDA E SILVA, V. L. , MORAIS, R. M. Evolução de produtos de degradação do papel em óleo mineral isolante durante o envelhecimento térmico. In: IV SEMINÁRIO DE MATERIAIS NO SETOR ELÉTRICO, 4, 1994, Curitiba. **Anais...** Curitiba : 1994. 813p. p.117-126.
- 40 DUPONT – NOMEX ELECTRICAL APPLICATIONS. Transformadores. Disponível na internet. <http://www.dupont.com/nomex/electapps/index.html>
- 41 MYERS, S. D., KELLY, J. J., PARRISH, R. H. **A guide to transformer maintenance**. Ohio: Transformer Maintenance Institute. s. a. 830p.
- 42 LIPSTEIN, R. A.; SHAKNOVICH, M. I. **Transformer oil**. 2. Ed. Jerusalem, Israel program for, Scientific translations, 1970. 275p.
- 43 CLARK, F. M. **Insulating materials for design and engineering practice**. s. ed. New York, John Wiley and Sons, 1962. v.1. p.131 -209.
- 44 WILSON, A. C. M. **Insulating liquids: their uses manufacture and properties**. New York: The Institution of electrical engineers, 1980. 221 p.

-
- 45 VÁZQUEZ, J. R. **Materiales Electro-tecnicos**. Barcelona: CEAC, Barcelona, 1977.
- 46 PABLO. A . , PAHLAVANPOUR, B. Furanic Compounds Analysis: A tool for predictive maintenance of oil filled electrical equipment. **ELECTRA**, n. 175, p. 9-31, dez. 1997.
- 47 SHROFF, D., H., STANNET, A ., W., A review of paper aging in power transformers. **IEE Proceedings**. v. 132, n.6, p. 312-319, Nov. 1985.
- 48 FERNANDES, P. O. **Manutenção de transformadores através do controle do óleo isolante mineral**: Notas de aula do curso de Manutenção de transformadores, Westinghouse do Brasil - Divisão de Serviços Industriais, 17f. Apostila.
- 49 LEVY, N. M. , NAKAMORI , A., PEREIRA, N. , et . al. Determinação de envelhecimento relativo de transformadores de potência, através da correlação dos teores de produtos de degradação da isolação sólida e líquida. In: IV SEMINÁRIO DE MATERIAIS NO SETOR ELÉTRICO, 4, 1994, Curitiba. **Anais...** Curitiba : 1994. 813p. p.349-354.
- 50 LEVY, N. M. , RIBEIRO, L. H. NACHVALGER, E. E., et. al. Determinação de carboidratos em óleo mineral isolante originados da degradação da isolação celulósica, através de método espectrofotométrico. In: IV SEMINÁRIO DE MATERIAIS NO SETOR ELÉTRICO, 4, 1994, Curitiba. **Anais...** Curitiba : 1994. 813p. p.561- 566.
- 51 BOGNAR, A. et. al. **Diagnostic tests of high voltage oil** : paper insulating systems using DC dielectrometrics. Paris, 1990. Cigré, 15/33-08, 6p.
- 52 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Papéis celulósicos novos e envelhecidos, para fins elétricos**: Medida do grau de polimerização viscosimétrico médio, NBR 8148. Rio de Janeiro, 1983. 17p.

-
- 53 DARVENIZA. M., SAHA, T. K., HILL, D. J. T. et . al. Studies of the insulation in aged power transformers Part 2 - Fundamental electrical and chemical considerations properties. In: International Conference on Properties of Dielectric Materials, 3, Tokyo, Japan. 1991. **Proceedings** ..., Tokyo, 1991. p. 1120-1123.
- 54 AZIZIAN, H., et. al. Relative saturation vs. moisture content of insulating oils and its application in monitoring electrical equipment. In: Doble Engineering Company Conference, 62, 1995. **Proceedings** ..., 1995. 5p. 5-4.1/5-4.6.
- 55 TETTEX INSTRUMENTS. Water, paper, oil and temperature. Measuring & Diagnostics. Disponível na internet. http://www.haefely.com/measuring_diagnostics/rvm_docu/ceidp98.pdf.
- 56 OSVATH, P., CSEPES, G., WEBB, M. Polarization spectrum analysis for diagnosis of insulation systems. In: International Conference on Dielectric Materials, measurements and applications. Manchester, 6, 1992. **Proceedings** ..., publication 363, Manchester, 1992. p. 270-273.
- 57 BOGNAR, A. et. al. Comparing various methods for the dielectric diagnostic of oil - paper insulation systems in the range of low - frequencies or long time - constants. In: International Symposium on High Voltage Engineering, 8, 1993. Yokohama, Japan. **Proceedings** ..., Yokohama, 1993. 4p. 177/180.
- 58 TETTEX INSTRUMENTS. The recovery voltage meter (RVM) test method. Measuring & Diagnostics. Capturado em fev. 2000. Online. Disponível na internet. http://www.haefely.com/measuring_diagnostics/rvm_docu/ceidp98.pdf.
- 59 TETTEX INSTRUMENTS . Polarization spectrum - differents transformer of differents age. Measuring & Diagnostics. Capturado em fev. 2000. Online. Disponível na internet. http://www.haefely.com/measuring_diagnostics/rvm_docu/ceidp98.pdf.

-
- 60 KOZLOVSKIS, A. ; RONS, J. Temperature dependence of return voltage characteristics. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 14, n. 3 , p. 705-708, July 1999.
- 61 TETTEX INSTRUMENTS . Correlation. Measuring & Diagnostics. Capturado em fev. 2000. Online. Disponível na internet. http://www.haefely.com/measuring_diagnostics/rvm_docu/ceidp98.pdf .
- 62 MALIK, N. H.; AL - ARAINY, A . A ; QURESHI, M. I. **Electrical Insulation In Power Systems**. New York: Marcel Dekker Inc., 1998. 394p.
- 63 MAMEDE FILHO, J.. **Manual de equipamentos elétricos**. 2 ed. Rio de Janeiro: LTC - Livros técnicos e Científicos S. A., 1994. 525p.
- 64 BARLOW, A. The Chemistry of Polyethylene Insulation. **IEEE Elect. Insul. Magazine**, vol. 7, n. 1, p. 8-17, Jan./Feb. 1991.
- 65 BILLMEYER JR., F.W. **Textbook of Polymer Science**. 3. ed. New York: John Wiley and Sons, 1984.
- 66 FELDMAN, D.; BARBALATA, A. **Synthetic Polymers**. London: Chapman & Hall, 1996.
- 67 HALL, C. **Polymer Materials**, London: Macmillan Education, 1989.
- 68 CALLISTER, W.D. **Materials Science and Engineering: an Introduction**. 4. ed. Salt Lake City: John Wiley and Sons, 1996.
- 69 LEGUENZA, E.L. **Influência do Negro de Carbono nas Propriedades Dielétricas do Polietileno Envelhecido sob Radiação UV**. Curitiba, 1999. Dissertação (Mestrado em Física) – Departamento de Ciências Exatas, Universidade Federal do Paraná.
- 70 DAS-GUPTA, D.K. Polyethylene: Structure, Morphology, Molecular Motion and Dielectric Behaviour. **IEEE Elect. Insul. Magazine**, vol . 10, n. 3, p. 5-15, mai/jun. 1994.

-
- 71 KATZ, C., WALKER, M., DYNDUL, J. Comparative evaluation by laboratory aging of 15 and 35kV extruded dielectric cables. **IEE Transactions on Power Delivery**, v.5, n.2 p. 816-824, April 1990.
- 72 WOLTER, K. D. JONHSON, J. F., TANAKA, J. Polymer degradation and its measurement. In: **Engineering Dielectrics - Measurements techniques**, vol. II B. Philadelfia: ASTM Special Technical Publication 926, R. Bartnikas editors, 1987, p. 355-445.
- 73 RUVULO FILHO, A. **Polímeros**: Curso, outubro de 1997. 78f. Appostila. Material xerocopiado.
- 74 MASHIKIAN, M. S. Keary.ppt. **Diagnostic testing of shielded power cables**. Curso: Curitiba., 2000., 1 arquivo (1349 kbytes). Disquete 100MB. Power Point.
- 75 EICHHORN, R.M. Treeing in Solid Organic Dielectrics Materials. In: EICHHORN, R.M.; BARTNIKAS, R. **Engineering Dielectrics – Electrical Properties of Solid Insulating Materials: Molecular Structure and Electrical Behaviour**, vol. IIA. Baltimore: ASTM Special Technical Publication 783, Eichhorn/ Bartnikas editors, 1983, p. 355-445.
- 76 PATSCH, R. Electrical Aging and Water Treeing. **IEEE Trans. Elect. Insul.**, vol. 27, n. 3, p. 532-542, 1992.
- 77 MASHIKIAN, M. S. et al. Evaluation of field aged crosslinked polyethilene cables by partial discharge location. **IEEE Transctions on Power DeliveryVancouver**, v. 9, n.2 , p. 620-628, April 1994.
- 78 JUNG, J.; PATSCH, R.; KAMENKA, D. Return Voltage – a Reliable Diagnosis for Water Treed Cables? In: **Conference on Elect. Insul. Diel. Phenomena**. Texas, vol II, p. 626-629, Oct. 1999.
- 79 YOSHINO, K.; KYOKANE, J.; YUN, M.; et al. Residual Voltage in Polyethylene. **Jap. Journal of App. Physics**, vol. 21, n. 9, p. 1333-1336, Sept. 1982.

-
- 80 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Ensaio de Capacitância e Fator de Dissipação, NBR-7295. Rio de Janeiro, 1982.
- 81 HAGENUK KMT. Cable diagnosis. Application, Testing and fault location in power cables, methods and their applications. Disponível na internet, <http://www.kmt.de/english/applik/methfaul.htm>.
- 82 KAMENKA, D.; OETJEN H. Non Destructive Diagnostic Test Method for Assessing Damage Due to Water Tree Formation in PE/XLPE Insulated Cables. Disponível na internet, <http://www.kmt.de>.
- 83 MORSHUIS, P.H.F.; v.BREEN, H.J.; SMIT, J.J.; URBANI, G. Recovery Voltage Measurements on XLPE Cables. In: **Conference on Elect. Insul. Diel. Phenomena**. Texas, vol II, p. 568-72, Oct. 1999.
- 84 YAMANAKA, S.; FUKUDA, T.; SAWA, G.; IEDA, M. Residual Voltage in Low-Density Polyethylene Film Containing Antioxidant. **Jap. Journal of App. Physics**, v. 23, n. 6, p. 741-747, June, 1984.
- 85 OKAMOTO, H. Dielectric Diagnosis of HV Apparatus by DC Residual Voltages. In: **International Symposium on High Voltage Engineering**, 4, conf. 62.02. Athens, Greece, Sept. 1983, p. 1-4.
- 86 TETTEX INSTRUMENTS. **Polarization spectrum analysis for diagnosis of insulation systems**. Zurique, 1993. Information n° 29, 14p.
- 87 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Óleo mineral isolante: Determinação do teor de água**, NBR 5755. Rio de Janeiro, 1981. 5 p
- 88 MANUAL DE MANUTENÇÃO DO SISTEMA DA COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL. **Cabos de energia: Ensaios elétricos em cabos de energia**, ITP 0933026-01. Curitiba, 1998. 30 p.

-
- 89 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Fios e cabos elétricos: Ensaio de Resistência de Isolamento**, NBR 6813. Rio de Janeiro, 1981. 5 p.
- 90 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Ensaio de Capacitância e Fator de Dissipação**, NBR 7295. Rio de Janeiro, 1982. 7p.
- 91 TETTEX INSTRUMENTS. Measuring & Diagnostics. Capturado em fev. 2000. Online. Disponível na internet. http://www.haefely.com/measuring_diagnostics/rvm_docu/ceidp98.pdf . fevereiro de 2000.
- 92 AVO INTERNATIONAL. **DC Dielectric Test Sets**. Instruction Manual, AVTM22-726Jc, 1990.
- 93 BAHDER, G.; KATZ, C.; EAGER JR., et al. Life Expectancy of Crosslinked Polyethylene Insulated Cables Rated 15 to 35 kV. **IEEE Trans. Power Ap. Systems**, vol. PAS-100, n. 4, p. 1581-1590, Apr. 1981.
- 94 BOISDON, C., CARBALLEIRA, M., POITTEVIN, J. Condition diagnosis and monitoring of transformers - possibility of estimating transformer lifetime. In: CIGRÉ 1992 12-106. Paris. **Poccedings** Paris: 1992. 6 p.