

CONTRIBUIÇÃO À MODELAGEM E ANÁLISE DO ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Teresa Cristina Bessa Nogueira Assunção

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFMG como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: José Luiz Silvino

Co-orientador: Peterson Resende

Área de concentração: Sinais e Sistemas

Linha de pesquisa: Sistemas de controle e automação de processos

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

10 de julho de 2007

AGRADECIMENTOS

Ao meu marido José Tarcísio e aos meus filhos Eduardo e Tarsila, pelo amor, apoio, paciência e por todas as horas de convívio que os privei para dedicar à elaboração desta tese.

Aos professores José Luiz Silvino e Peterson Resende pelo apoio e orientação no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Sr. José Luiz Pereira Brites, da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), pelo fornecimento de dados experimentais utilizados neste trabalho.

À CAPES e a Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ) pelo apoio recebido durante a realização deste trabalho.

São João del-Rei, 10 de julho de 2007

Teresa Cristina Bessa Nogueira Assunção

Para José Tarcísio Assunção.

RESUMO

Os transformadores de potência são um dos componentes mais importantes e caros do sistema elétrico de potência. A sua falha repentina pode causar uma longa interrupção no fornecimento de energia elétrica, com a consequente perda de confiabilidade e geração de custos para os consumidores. Por isso, a importância da detecção precoce de todo processo que pode levar a uma falha iminente no transformador. Durante o regime normal de operação do transformador, a sua isolamento elétrica fica sujeita a vários tipos de estresses. Os mais importantes que podem ser destacados são os de origem elétrica, térmica, mecânica e química. Estes estresses podem surgir separadamente, ou simultaneamente, levando à deterioração irreversível das várias características da isolamento. Dos parâmetros usados como indicativo da degradação da isolamento destacam-se as mudanças das temperaturas em diferentes locais no interior do transformador, ou mais precisamente, a temperatura do ponto quente do enrolamento e a temperatura de topo do óleo isolante. A estimativa precisa destas temperaturas possibilita a determinação do carregamento máximo do transformador e consequentemente a estimativa de sua vida útil. O modelo mais empregado para o cálculo das temperaturas apresenta limitações devidas ao modelamento matemático do fluxo de calor em um transformador, e principalmente devido às variações dos parâmetros do modelo térmico causado pelo envelhecimento, instalação e condições de operação. Abordagens diferentes estão sendo propostas, para a solução dos problemas apresentados pelo modelo térmico do transformador, como por exemplo, o emprego de técnicas de inteligência artificial tais como, as redes neurais artificiais e a Máquina de Vetores Suporte baseada em Mínimos Quadrados (LS-SVM). Levando em consideração as observações feitas anteriormente, neste trabalho serão apresentados o cálculo do grau de polimerização do papel isolante, a estimativa da temperatura do ponto quente, da temperatura do topo do óleo e da temperatura de bolha, uma proposta para a estimativa da umidade no sistema de isolamento óleo/papel e estimativa da vida útil do transformador. Portanto, o objetivo deste trabalho é a investigação da consistência das tecnologias existentes para a avaliação das condições de operação do transformador, da articulação entre as diversas metodologias estudadas e a proposição de um metodologia para o acompanhamento do processo de envelhecimento do transformador.

ABSTRACT

Power Transformers are important and expensive elements of a power system. Inadvertent failure of power transformers would cause long interruption in power supply with consequent loss of reliability and revenue of the supply utilities. Therefore, the importance of the premature detection of every process that can take to an imminent failure in the transformer. During the normal operation of the transformer, the electrical insulation is subjected to various kinds of stresses. The more important among them are electrical, thermal, mechanical and chemical. Each of these stresses, appearing singly, or in combination, would leave to an irreversible deterioration in the several properties of the insulation. Of the many parameters used as sensitive indices of the dynamics of insulation degradation, are the winding hot-spot temperature and the top-oil temperature, that given a fairly indication of the rate of degradation. Further, the accurate estimation of the temperatures would enable to determine the maximum loading of the power transformer. However, the model more used in the temperature calculations present limitations due to the difficulty of the mathematical modeling of a complex phenomenon as the flow of heat in a transformer, and mainly due to the variations of this parameters and of the thermal model caused by the aging, installation place and operation conditions. Different approaches are employed to tackle the problems of the temperature calculation, for example, techniques of the artificial intelligence such as, Artificial Neural Network and Least Squares Support Vector Machines (LS-SVM). Taking into consideration the observations done previously, in this work will be presented the calculation of the degree of polymerization, estimative of the hot spot and top-oil temperature, calculation of the moisture in the oil/paper system of the transformers and estimate of the elapsed life of the power transformers. Thus, the objective of this work is the investigation of the consistent technologies for the evaluation of the operation conditions of the transformer, the articulation among the several applied methodologies and the proposition of a methodology for the monitoring of the process of the transformer aging.

Sumário

Simbologia	viii
1 Considerações Iniciais	1
1.1 Introdução	1
1.2 Relevância do tema	3
1.3 Objetivos do trabalho	4
1.4 Organização do texto	5
2 Sistema de Isolação de Transformadores Elétricos	7
2.1 Introdução	7
2.2 Isolação sólida dos transformadores elétricos	7
2.2.1 Características do papel isolante	9
2.2.2 Degradação da celulose	10
2.2.3 Influência da temperatura	10
2.2.4 Influência do oxigênio	11
2.2.5 Influência da umidade	12
2.2.6 Limites de temperatura	13
2.3 Óleo mineral isolante	15
2.3.1 Características do óleo mineral isolante	16
2.3.2 Características químicas do óleo mineral isolante	17
2.3.3 Características físicas do óleo mineral isolante	19
2.3.4 Características dielétricas do óleo mineral isolante	20
2.4 Conclusões do capítulo	21

3	Envelhecimento do Sistema de Isolação Elétrica (SIE)	22
3.1	Introdução	22
3.2	Técnicas tradicionais usadas para a avaliação do SIE	26
3.2.1	Estimativa do teor de umidade no sistema isolante óleo/papel	26
3.2.2	Análise da umidade relativa da superfície da isolação sólida	27
3.2.3	Método de Karl-Fisher	28
3.2.4	Medida da umidade com curvas de equilíbrio	28
3.2.5	Cálculo da umidade empregando a fórmula de Fessler	35
3.2.6	Método "Water Heat Run"(WHRT)	36
3.2.7	Método de Aubin para a estimativa do teor de umidade	38
3.2.8	Critério prático para a estimativa do teor de umidade	38
3.2.9	Estimativa do teor de umidade no papel usando o conceito da atividade da água no papel	39
3.2.10	Cálculo da taxa ou tempo de difusão da umidade	42
3.2.11	Valor percentual da saturação da água no óleo isolante segundo o IEEE	43
3.2.12	Análise dos gases dissolvidos no óleo (AGD)	44
3.2.13	Grau de polimerização	46
3.2.14	Cromatografia de permeação em gel (GPC)	47
3.2.15	Cromatografia líquida de alto desempenho	47
3.2.16	Método colorimétrico	48
3.2.17	Cromatografia gasosa (GC)	48
3.2.18	Cromatografia gasosa/espectrometria de massas (GC/MS)	49
3.2.19	Medida da capacitância e do fator de dissipação	49
3.3	Técnicas emergentes usadas para a avaliação do SIE	50
3.3.1	Medida da tensão de retorno	50
3.3.2	Polarização e despolarização da corrente (PDC)	53
3.3.3	Absorção por infravermelho (IR)	54
3.3.4	Medida da tangente delta	55
3.3.5	Medida da tangente delta em função da frequência	55

3.3.6	Medida da resistência de isolamento e do índice de polarização	56
3.3.7	Método das descargas parciais	56
3.3.8	Medição da resposta em frequência (FRA) e impedância terminal	57
3.4	Conclusões do capítulo	58
4	Avaliação da Vida Útil Através da Análise Furfural	59
4.1	Introdução	59
4.2	Análise dos compostos furfúricos presentes no óleo	60
4.3	Correlação entre a análise furfural e o grau de polimerização	62
4.4	Cálculo do grau de polimerização	65
4.5	Medida do envelhecimento da celulose	67
4.6	Expectativa inicial de vida	68
4.7	Conclusões do capítulo	70
5	Comportamento Térmico dos Transformadores	71
5.1	Introdução	71
5.2	Fontes de erros e limitações da IEEE C57.91-1995/2000	72
5.3	Bolhas de Gás em Transformadores em Operação	76
5.4	Mecanismo de formação da bolha de gás	77
5.5	Modelo da formação de bolhas de gás em transformadores	79
5.6	Temperatura de bolha	85
5.7	Conclusões do capítulo	85
6	Resultados Experimentais e Discussões	87
6.1	Determinação do grau de polimerização (GP) através do teor de furfural	88
6.1.1	Determinação do GP para o papel kraft comum e o termoestabilizado	88
6.2	Cálculo da perda de vida dos transformadores	90
6.2.1	Cálculo da perda de vida usando papel kraft comum	91
6.2.2	Cálculo da perda de vida usando papel termoestabilizado	92
6.3	Cálculo da temperatura do topo do óleo (TOT)	97
6.3.1	Dados experimentais	98

6.3.2	Cálculo da TOT usando o Anexo G da IEEE Standard	98
6.3.3	Influência da TOT no cálculo da HST	98
6.3.4	Cálculo da TOT usando as RNA	100
6.3.5	Cálculo da TOT usando a LS-SVM	104
6.3.6	Cálculo da HST empregando o valor estimado da TOT pela rede LS-SVM .	108
6.3.7	Análise dos resultados	109
6.4	Estimativa da vida útil corrigida pela análise furfural	112
6.4.1	Método proposto para a estimativa da vida útil do transformador	112
6.4.2	Aplicação da metodologia do cálculo da vida útil do transformador	114
6.4.3	Transformador novo com monitoramento térmico e análise furfural	115
6.4.4	Transformador usado com monitoramento térmico e a análise furfural	117
6.4.5	Transformador usado com o início da análise furfural após o início do mo- nitoramento térmico	122
6.4.6	Transformador usado com monitoramento térmico e aumento do intervalo da análise furfural	122
6.4.7	Transformador usado com monitoramento térmico e interrupção da análise furfural	126
6.4.8	Análise dos resultados	127
6.5	Estimativa da temperatura de bolha	132
6.5.1	Cálculo da temperatura de bolha	133
6.5.2	Influência da umidade na temperatura de bolha	134
6.5.3	Análise dos resultados	135
6.6	Proposta para a estimativa da umidade em transformadores em operação	138
6.6.1	Avaliação da umidade em tranformadores em operação	138
6.6.2	Exemplo de aplicação	140
6.6.3	Análise dos resultados	143
6.7	Conclusões do capítulo	143
7	Conclusões e Proposta de Trabalhos Futuros	144

Apêndices	173
A Redes Neurais Artificiais e LS-SVM	173
A.1 Redes neurais artificiais estáticas	173
A.1.1 Rede neural multicamadas	174
A.1.2 Algoritmo de retropropagação padrão	175
A.2 Redes neurais temporais	176
A.2.1 Redes neurais com atraso no tempo	177
A.2.2 Redes neurais recorrentes	177
A.3 Redes de funções bases radiais	178
A.4 Máquinas de vetores suporte	181
A.5 Máquinas de vetores suporte baseada em mínimos quadrados (LS-SVM)	182
A.6 Funções de kernel	182
A.7 Função regressão	183

Simbologia

A_{fp} = fator pré-exponencial

A_{fp1} = fator pré-exponencial na condição 1

A_{fp2} = fator pré-exponencial na condição 2

A^i = constante relativa do gás

A e B = coeficientes para o cálculo da solubilidade do óleo

A_{CO_2} = constante para o gás CO_2 [mol/g/hora]

A_{CO} = constante para o gás CO [mol/g/hora]

A_f e B_f = constantes empíricas

A_{WP} = atividade da água no papel

A_{H_2O} = constante para o cálculo de K_{H_2O} [ppm]

atm = unidade de pressão (atmosfera)

B_g = constante para o cálculo da concentração de gás [cal/mol]

B_{H_2O} = constante para o cálculo de K_{H_2O} [°K]

C = capacitância [F]

C^i = concentração do gás [ppm por volume]

C_2H_2 = acetileno

CO_2 = dióxido de carbono

C_2H_6 = etano

C_2H_4 = etileno

CO = monóxido de carbono

CH_4 = metano

D = coeficiente de difusão da água no papel [m^2/s]

- d = delay na entrada das redes
- q = delay na saída das redes
- DT = intervalo de tempo de cada iteração (Anexo G)
- E = energia de ativação de degradação da celulose [J/mol]
- E_1 = energia de ativação de degradação da celulose relativa a constante k_{10} [J/mol]
- E_2 = energia de ativação de degradação da celulose relativa a constante k_2 [J/mol]
- E_{HS} = perdas parasitas no ponto quente do enrolamento [pu]
- E_{max} = máxima diferença entre o valor calculado e o medido [°C]
- EV = estimativa de vida [horas]
- EVM = estimativa de vida (medida)[horas]
- EVC = estimativa de vida (calculada)[horas]
- Fur = concentração total de furanos [ppb]
- f = expoente da pressão
- F(z) = coeficiente de difusão
- g = porcentagem de gás no óleo [%]
- H_2 = hidrogênio
- GPT = grau de polimerização calculado
- GP_0 = grau de polimerização inicial
- GP_f = grau de polimerização final
- GPFUR = grau de polimerização calculado em função dos furanos
- HST = temperatura do ponto quente do enrolamento [°C]
- H_{HS} = localização do ponto quente (altura) [pu]
- HST_i = temperatura do ponto quente no tempo Δt_i [°C]
- HST_N = temperatura nominal do ponto quente do enrolamento [°C]
- k = constante da equação de Emsley
- k_{10} = valor inicial de k
- k_{20} = constante que determina a taxa de decréscimo de k
- K^i = constante de proporcionalidade do gás
- K_f = constante de equilíbrio [g(água) / g(papel)]/atm]

i = índice do intervalo de tempo

m = número de funções de base radial

M_{cc} = massa do núcleo [kg]

M_{fluido} = massa do fluido [kg]

M_{tanque} = massa do tanque [kg]

n_h = número de neurônios das camadas das redes

O_2 = oxigênio

P_W = perdas no cobre [W]

P_E = perdas parasitas [W]

P_S = perdas por dispersão [W]

p_v = pressão do vapor de água [atm]

p_{vs} = pressão do vapor de água saturado [atm]

P^i = pressão do gás [atm]

P_g = pressão do gás gerado [atm]

P_{amb} = pressão atmosférica do ambiente em [torr] ou [mmHg]

PV = perda de vida [horas]

PVC = perda de vida (calculada)[horas]

PV_L = perda de vida segundo Lundgaard [horas]

PVM = perda de vida (medida) [horas]

PV_S = perda de vida segundo Stebbins [horas]

PV% = perda de vida percentual

Q = taxa de geração do gás em condições normais de pressão e temperatura [$cm^3/h/g$]

R = constante universal do gás = 8,314 [J/mol/°K]

RH = umidade relativa do óleo para temperatura [%]

RH_1 = umidade relativa do óleo para temperatura T_1 [%]

RH_2 = umidade relativa do óleo para temperatura T_2 [%]

R_g = constante para o cálculo da concentração de gás [cal/mol/°K]

RS_{eq} = saturação equivalente relativa do óleo [%]

SO = solubilidade da água no óleo [ppm]

SO_g = solubilidade do gás gerado [%]

SO_{N_2} = solubilidade do nitrogênio [%]

% saturação = saturação relativa do óleo [%]

$\tan\delta$ = fator de dissipação

TA = temperatura ambiente [°C]

t = tempo de envelhecimento (idade equivalente do transformador)

t = tempo [horas]

t_e = tempo de estabilização da umidade do óleo/papel [horas]

t_{op} = tempo de operação do transformador [anos]

T = temperatura de operação do transformador [°C]

T_b = temperatura de bolha [°C]

T_e = temperatura de ensaio [°C]

TF = total de furanos [ppb]

T_1 = temperatura do óleo na condição 1 [°C]

T_2 = temperatura do óleo na condição 2 [°C]

TPNN = rede neural artificial dinâmica (não recorrente)

TOT = temperatura de topo do óleo [°C]

τ = constante de tempo do enrolamento [min]

τ_d = constante do tempo de difusão da umidade [horas]

V = tensão aplicada [V]

V_p = tensão no primário do transformador [kV]

V_s = tensão no secundário do transformador [kV]

vidaSEo = perda de vida segundo Emsley [anos]

vidaSL = perda de vida segundo Lundgaard [anos]

W = perda dielétrica do isolante

w_b = peso do bias

w = peso da rede RFBR

W_{CO} = umidade no óleo para temperatura T [ppm]

W_{CO1} = umidade no óleo para temperatura T_1 [ppm]

W_{CO_2} = umidade no óleo para temperatura T_2 [ppm]

W_P = teor de água no papel no equilíbrio [%]

W_e = teor de água no equilíbrio entre papel e óleo [%]

WCP_A = teor de água ativo do papel [%]

ΔW = quantidade de água liberada da isolação sólida para o óleo [%]

ω = frequência angular

$\Delta\theta_{T0,U}$ = aumento da temperatura máxima do topo do óleo sobre a temperatura ambiente

$\Delta\theta_{T0,I}$ = aumento da temperatura inicial do topo do óleo sobre a temperatura ambiente

$\tau_{TO,R}$ = aumento da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, com carga nominal

$\Delta\theta_{H,U}$ = aumento da temperatura máxima do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, com uma determinada carga,

$\Delta\theta_{H,R}$ = aumento da temperatura máxima do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, sob carga nominal e determinado tap do transformador ,

K = razão entre a carga nominal e outro valor de carga, em pu,

$\Delta\theta_H$ = aumento da temperatura do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo

$\Delta\theta_{H,I}$ = aumento da temperatura inicial do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, para t (tempo) = 0,

τ_W = contante de tempo do enrolamento,

$\theta_{H,I}$ = temperatura inicial do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, para t (tempo).

θ_{HS} = temperatura do ponto quente do enrolamento [°C]

θ_W = temperatura nominal do enrolamento [°C]

θ_{TO} = temperatura de topo do óleo [°C]

θ_{TDO} = temperatura do óleo no topo do duto [°C]

θ_{TBO} = temperatura do óleo no fundo do tanque [°C]

δt - incremento de tempo

$GP_{t-\delta t}$ = grau de polimerização para o tempo $t - \delta t$

Δt_i = intervalo de tempo [h];

$\phi(.)$ = função de base radial

μ = centros da função de base radial

σ = largura da função de base radial ou largura da função kernel

Lista de Figuras

2.1	Sistema de isolamento híbrida.	9
2.2	Composição química da celulose.	10
2.3	Decomposição térmica da celulose.	11
2.4	Ação do oxigênio.	12
2.5	Ação da umidade.	12
3.1	Envelhecimento do SIE.	24
3.2	Mecanismos de envelhecimento.	25
3.3	Curvas para estimativa da umidade a partir do ponto de orvalho.	27
3.4	Curvas de Piper para o sistema papel-óleo com baixo teor de umidade.	29
3.5	Curvas de Fabre-Pichon.	30
3.6	Curvas de Beer.	31
3.7	Curvas de Beer.	32
3.8	Teor de umidade no papel em função da umidade relativa - Curva de Jeffries.	33
3.9	Curvas de Oommen.	34
3.10	Curvas de Oommen para o sistema papel-óleo com baixo teor de umidade.	35
3.11	Curvas de Griffin.	35
3.12	Curvas MIT.	36
3.13	Curvas de equilíbrio de umidade relacionando A_{WP} e WCP_A	40
3.14	Tabela para diagnóstico off-line da umidade em transformadores com óleo novo.	41
3.15	Evolução do drau de polimerização e do furfural.	48
3.16	Espectro de polarização.	50
3.17	Esquema típico para aplicação do ensaio da tensão de retorno.	51

3.18	Método da polarização e despolarização da corrente	54
3.19	Correntes de polarização e despolarização.	55
4.1	Produção de compostos furânicos.	60
4.2	Curva de correlação Grau de polimerização x furfural.	64
5.1	Esquema da formação da bolha de gás.	77
5.2	Representação do condutor isolado em um transformador.	79
5.3	Constantes da Lei de Henry para gases dissolvidos no óleo.	81
5.4	Gráfico pressão do vapor de água, teor de água no papel e temperatura.	82
5.5	Constantes da Lei de Henry para gases dissolvidos no óleo com valores modificados para a água.	83
5.6	Gráfico pressão do vapor de água, teor de água no papel e temperatura	84
6.1	Teor de furfural x Grau de polimerização - Papel termoestabilizado.	89
6.2	Teor de furfural x Grau de polimerização - Papel kraft comum.	89
6.3	Teor de furfural x Grau de polimerização - Stebbins.	90
6.4	Perda de vida - Papel kraft comum - Burton x Lundgaard.	91
6.5	Perda de vida - Papel kraft comum - Pahlavanpour x Lundgaard.	92
6.6	Perda de vida - Papel kraft comum - Pablo x Lundgaard.	93
6.7	Perda de vida - Papel kraft comum - Stebbins x Lundgaard.	94
6.8	Perda de vida - Papel termoestabilizado - Burton x Lundgaard.	94
6.9	Perda de vida - Papel termoestabilizado - Pahlavanpour x Lundgaard.	95
6.10	Perda de vida - Papel termoestabilizado - Pablo x Lundgaard.	95
6.11	Perda de vida - Papel termoestabilizado - Stebbins x Lundgaard.	96
6.12	Dados Experimentais: Carga [pu], Temperatura Ambiente [°C], Temperatura de topo do óleo [°C], Temperatura do ponto quente [°C].	99
6.13	Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste usando o Anexo G	99
6.14	Valor medido e estimado da HST e o erro de teste usando a TOT medida	100
6.15	Valor medido e estimado da HST e o erro de teste usando a TOT calculada	101
6.16	Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - rede SNN	105

6.17	Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - rede TPNN	106
6.18	Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - rede RNN	106
6.19	Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - rede RFBR	107
6.20	Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - LS-SVM recorrente	109
6.21	Valor medido e estimado da HST e o erro de teste usando o valor calculado da TOT pela LS-SVM	110
6.22	Estimativa da vida útil do transformador com a análise furfural.	113
6.23	Ciclo de carga.	115
6.24	Grau de polimerização x Teor de furanos	116
6.25	Perda de vida x Expectativa de vida	117
6.26	Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente	118
6.27	Grau de polimerização x Teor de turanos	119
6.28	Perda de vida x Expectativa de vida	119
6.29	Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente	121
6.30	Grau de polimerização x Teor de furanos	123
6.31	Perda de vida x Expectativa de vida	123
6.32	Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente	124
6.33	Grau de polimerização x Teor de furanos	125
6.34	Perda de vida x Expectativa de vida	125
6.35	Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente	128
6.36	Grau de polimerização x Teor de furanos	128
6.37	Perda de vida x Expectativa de vida	129
6.38	Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente	129
6.39	Umidade relativa x Umidade do papel.	141
A.1	Modelo Estático do Neurônio Artificial.	173
A.2	Tipos de funções não-lineares utilizadas como função de ativação.	174
A.3	Rede temporal com atraso no tempo.	177
A.4	Rede neural recorrente.	178
A.5	Estrutura da Rede de Função Base Radial.	179

Lista de Tabelas

2.1	Limites máximos de temperatura para sistemas de isolamento.	14
3.1	Coefficientes A e B para o cálculo da solubilidade da água no óleo.	32
3.2	Coefficientes A e B para o cálculo da solubilidade da água no óleo.	34
3.3	Limite de umidade em função da classe de tensão do transformador.	39
3.4	Interpretação dos valores de saturação do óleo isolante.	43
3.5	Teor de umidade segundo a IEEE Standard 62-1995.	44
3.6	Teor de umidade segundo a IEEE Standard C57.106-2002.	44
3.7	Gases gerados por faltas elétricas.	45
4.1	Efeitos relacionados aos compostos furânicos.	62
4.2	Determinação da estimativa de vida da isolamento (GP = 200) [1].	69
4.3	Determinação da estimativa de vida da isolamento (IEEE C57.91-1995/2000 [2]). . .	69
5.1	Comparação de coeficientes de difusão da umidade.	84
6.1	Características principais do transformador de potência.	98
6.2	Influência da TOT no cálculo da HST.	101
6.3	Comparação entre os erros MSE e Emax da TOT calculada com as RNA.	103
6.4	Comparação entre os melhores resultados da TOT obtidos com as RNA.	104
6.5	Comparação entre o melhor resultado da TOT estimada pelas RNA e o Anexo G. .	104
6.6	Comparação entre os erros MSE e Emax da TOT calculada com os modelos LS-SVM.	108
6.7	Comparação entre os melhores resultados da TOT estimada pelas RNA e o Anexo G.	109

6.8	Comparação entre os erros MSE e Emax da HST em função da TOT estimada e medida.	110
6.9	Dados Experimentais x Dados Calculados.	120
6.10	Dados Experimentais x Dados Calculados.	121
6.11	Dados Experimentais x Dados Calculados.	126
6.12	Dados Experimentais x Dados Calculados	127
6.13	Dados Experimentais x Dados Calculados	130
6.14	Parâmetros experimentais.	132
6.15	Dados experimentais do modelo A.	133
6.16	Temperatura de bolha - modelo A.	134
6.17	Dados experimentais do modelo B.	135
6.18	Temperatura de bolha - modelo B.	136
6.19	Temperatura de bolha (influência do vapor de água) - modelo A.	136
6.20	Temperatura de bolha (influência do vapor de água) - modelo B.	137
6.21	Dados característicos dos transformadores.	141
6.22	Resultados experimentais x estimados (metodologia teor de umidade).	142
A.1	Funções típicas utilizadas como Kernels.	183

Capítulo 1

Considerações Iniciais

1.1 Introdução

Quando da invenção dos transformadores, por volta de 1880, existiam poucos materiais isolantes elétricos. Os primeiros transformadores eram unidades pequenas, do tipo seco e isoladas com celulose. Com o aparecimento de transformadores de potência maiores, precisou-se de melhores isolações e meios mais eficientes para a dissipação das perdas dos enrolamentos e do núcleo. O óleo mineral, combinado com o papel e o papelão, proporcionou excelentes características térmicas e elétricas [3]. Desde então, o emprego destes materiais como sistema isolante de transformadores tem prevalecido, pois são comprovadamente seguros e econômicos, quando utilizados dentro da faixa de suas limitações técnicas. Uma das suas principais limitações é a temperatura máxima que a isolação pode suportar, sem prejuízo do tempo de vida útil de operação.

Os transformadores de potência são peças fundamentais no sistema elétrico e, consequentemente, a sua perda causa um impacto relevante na qualidade de serviço prestado, além da elevação dos custos envolvidos. O funcionamento destes equipamentos é essencialmente influenciado pelas propriedades dos materiais isolantes empregados, que devem manter suas características dielétricas durante os seus 25 a 30 anos de operação.

A experiência mostra que, a expectativa de vida desses equipamentos pode ser superior a 30 anos, desde que o processo de envelhecimento dos materiais seja conhecido e eficientemente controlado. Torna-se importante então, investigar o fim de vida útil dos transformadores de potência,

através de técnicas preditivas e economicamente viáveis, para o estabelecimento de um diagnóstico confiável de sua condição de operação. Estas ferramentas auxiliam na supervisão de um parque de transformadores, a fim de selecionar de maneira objetiva, os equipamentos a substituir ou transferir, fornecendo indicativos da viabilidade econômica de um reparo ou substituição.

A grande maioria dos transformadores de potência atualmente em operação no mundo, está se aproximando do fim de sua vida útil. A avaliação da expectativa de vida útil dos transformadores envolve a análise da influência dos parâmetros relacionados ao projeto dos transformadores, o tipo de papel isolante utilizado, o teor de oxigênio e de umidade do óleo, a temperatura e o tempo de operação. Os materiais isolantes se deterioram devido às altas temperaturas de trabalho, e à presença do oxigênio e umidade. A deterioração térmica afeta as propriedades elétricas, químicas e mecânicas da isolação [4, 5]. Felizmente, já existem técnicas modernas que permitem avaliar a condição da isolação de transformadores elétricos. As informações a respeito das mudanças na integridade mecânica dos enrolamentos, e o monitoramento das propriedades físicas e químicas do óleo e do papel isolante, podem permitir o diagnóstico das condições de operação e o estado geral de deterioração do isolante, e indicar a condição real de operação do transformador [6]. A temperatura é função das características de projeto de cada transformador, das condições de ambiente e do carregamento imposto às unidades, podendo ser monitorada e controlada através de ações externas.

O grau de envelhecimento da isolação celulósica enfoca principalmente a detecção e a quantificação de produtos específicos de sua degradação, em particular, os compostos derivados do furano, que são solúveis no óleo isolante, e a medida do grau de polimerização do papel isolante [1, 7]. Entretanto, a interpretação destas análises e a estimativa do fim de vida útil do equipamento não são simples, devido às particularidades de fabricação (projetos diferentes, materiais e sistemas de preservação), além das condições de operação.

Recentemente, vem aumentando o interesse em relação a outras técnicas como os métodos da tensão de retorno (RVM), resposta em frequência (FRA) e impedância terminal e da polarização e despolarização da corrente, para estimar o envelhecimento da isolação do transformador elétrico de potência [8, 9, 10].

1.2 Relevância do tema

As empresas concessionárias de energia elétrica possuem um grande número de transformadores de potência instalados. Em função da vida útil limitada destes equipamentos, podem ocorrer faltas que acarretam a necessidade da substituição dos transformadores, provocando a perda operacional da unidade ou uma manutenção não programada. Isto compromete a confiabilidade do sistema elétrico, bem como exige a utilização de equipamentos reservas, gerando custos adicionais, e a necessidade de atendimentos de emergência.

É interessante observar que, embora os transformadores de potência estejam entre os dispositivos mais confiáveis, apresentando um índice muito baixo de falhas, procura-se mesmo assim caminhar no sentido de reduzi-las ainda mais; dado ao transtorno causado por um defeito inesperado neste equipamento.

Recorrendo à simulação computacional e a técnicas mais precisas de acompanhamento do envelhecimento dos transformadores, espera-se melhorar os aspectos estratégicos e de segurança, pois, uma intervenção preditiva pode diminuir muito a probabilidade de ocorrer uma falha no equipamento.

As técnicas e metodologias existentes, para se avaliar o tempo de vida útil dos transformadores, são baseadas na detecção de mudanças nas características dos elementos componentes do equipamento. Para isto, são realizados testes das condições da isolação, medições do grau de polimerização do papel isolante e medição da concentração de furfuraldeído. Apesar da eventual indicação do tempo de vida útil do equipamento através destas técnicas, elas ainda são apenas prospectivas. Ainda não estão consolidados os conhecimentos necessários para se determinar com maior precisão o tempo de vida útil do transformador. Além disso, os ensaios empregados são complexos e normalmente exigem o desligamento do transformador.

Nas concessionárias de energia existem muitos transformadores antigos que, através de um processo de revitalização, podem ter sua vida útil estendida por mais algumas dezenas de anos. Este processo é mais econômico do que a substituição por uma unidade nova. Ainda mais se for considerado que estes podem ser repotenciados ou revitalizados usando-se a isolação híbrida (sistemas onde as áreas mais frias do transformador são isoladas com os tradicionais papéis celulose, enquanto que um material isolante de aramida é aplicado nas áreas mais quentes). Mas um ponto chave para se

realizar a revitalização dos transformadores, com ou sem repotenciação, é a identificação razoavelmente precisa do fim da sua vida útil. Isto é necessário, porque a execução da revitalização com o transformador tendo ainda um longo resto de vida útil é claramente antieconômica.

O quadro descrito acima motiva a realização de uma investigação da consistência das tecnologias existentes neste campo, da articulação entre as diversas metodologias propostas e a proposição de novas técnicas para o acompanhamento do processo de envelhecimento do transformador, para a determinação mais precisa da vida útil dos transformadores de potência.

1.3 Objetivos do trabalho

Identificadas as necessidades e as dificuldades para se determinar com maior precisão a vida útil dos transformadores de potência, esta pesquisa tem como objetivos:

- Estudar as perdas e o comportamento, em regime permanente, do transformador visando o desenvolvimento de um modelo do comportamento térmico do mesmo;
- Estudar e avaliar a influência das faltas e transitórios elétricos no processo de envelhecimento do transformador;
- Estudar, avaliar e propor um modelo para simulação considerando os processos físico-químicos do envelhecimento dos materiais isolantes e deterioração do óleo isolante;
- Estudar, avaliar e propor procedimentos para monitoramento e ensaios para o acompanhamento e avaliação do envelhecimento do transformador;
- Propor uma metodologia de especificação e carregamento de transformadores de potência com base na estratégia de manutenção e vida útil esperada.

Para alcançar tais objetivos, as atividades correspondentes foram organizadas basicamente nos seguintes tópicos:

- Revisão bibliográfica referente ao tema em estudo;
- Comportamento térmico dos transformadores de potência;
- Redes Neurais Artificiais e Teoria das Máquinas de Vetores Suporte

1.4 Organização do texto

- Capítulo 1

No capítulo 1 são incluídos a motivação, objetivos e organização do texto.

- Capítulo 2

No capítulo 2 é apresentada uma descrição geral do sistema de isolamento papel/óleo de transformadores elétricos.

- Capítulo 3

Este capítulo apresenta um estudo dos fatores que levam ao envelhecimento do sistema de isolamento elétrica, e também discute as principais técnicas para a verificação das condições gerais da isolamento sólida e líquida dos transformadores.

- Capítulo 4

No capítulo 4 é apresentada uma descrição da avaliação da vida útil da isolamento dos transformadores, através da análise periódica do furfural. Serão também apresentadas, a correlação entre o grau de polimerização do papel e o furfural e o cálculo da perda de vida do transformador.

- Capítulo 5

Apresentação do modelo térmico do transformador de potência da IEEE Standard C57.91-1995 e as suas principais fontes de erros. Também são abordadas as condições que proporcionam a formação de bolhas de gás nos transformadores e os modelos existentes para o cálculo da temperatura de bolheamento.

- Capítulo 6

No capítulo 6 são desenvolvidos os modelos e apresentados os resultados experimentais das metodologias propostas neste trabalho.

- Capítulo 7

Finalmente, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões gerais deste trabalho. Também são apresentadas as propostas de continuidade para trabalhos futuros, relacionados ao tema desenvolvido.

- Apêndice A

Neste apêndice é apresentada uma breve pesquisa sobre as redes neurais artificiais e a rede Máquinas de Vetores Suporte baseada nos mínimos quadrados.

Capítulo 2

Sistema de Isolação de Transformadores Elétricos

Este capítulo visa a apresentação das principais características e respectivas funções dos materiais componentes do isolamento elétrico dos transformadores. São também apresentados os fatores responsáveis pelos seu processo de degradação e envelhecimento [11].

2.1 Introdução

A isolação elétrica em equipamentos de alta tensão tem como função principal minimizar o fluxo de corrente entre os condutores submetidos a diferenças de potencial elétrico, suportando o campo elétrico resultante. Deve atuar também na transferência de calor gerado entre os condutores, possuindo boa estabilidade térmica, apresentar propriedades mecânicas que possam suportar os esforços eletromecânicos na ocorrência de transitórios, e ainda apresentar uma estabilidade química dentro de níveis que possam garantir as suas funções como isolante elétrico.

2.2 Isolação sólida dos transformadores elétricos

Os materiais isolantes feitos à base de celulose, comumente chamados de papel kraft, têm sido largamente usados desde 1900. Apesar das suas deficiências, o papel kraft continua a ser a melhor escolha por seu baixo custo e desempenho considerado razoavelmente bom [12]. Os equipamentos

elétricos isolados com papel kraft, devem ser projetados para operarem com temperaturas relativamente baixas. No anexo D, da norma IEEE C57.91.1995/2000 [2], é sugerido que a temperatura máxima de operação contínua, do papel kraft comum, seja no máximo 95 °C, e a IEC 354 recomenda que esta temperatura seja 98 °C [13].

Em 1950, a celulose termicamente estabilizada foi desenvolvida, e foi considerada a mais notável evolução do papel isolante. Os aditivos químicos adicionados ao papel retardavam o seu processo de degradação térmica, permitindo um maior tempo de vida a temperaturas mais elevadas [12, 14, 15, 16]. Com este aprimoramento térmico, a IEEE C57.91.1995/2000 recomenda que a temperatura contínua de operação passe de 95 °C para 110 °C [2].

Por volta de 1960, um papel sintético de fibras de aramida (poliamida aromática) foi introduzido no mercado, sob o nome comercial Nomex [12, 16, 17, 18]. Atualmente, dispõe-se de papéis e filmes sintéticos, que podem ser usados em temperaturas maiores que 220 °C. A sua estabilidade térmica está relacionada às fortes ligações químicas encontradas em suas moléculas. Essas ligações asseguram, também, ótima estabilidade química e compatibilidade do polímero, frente aos diversos tipos de óleo e resinas usados como materiais isolantes. Entretanto, o seu custo é de 10 a 50 vezes superior ao do papel kraft, o que torna anti-econômico o seu emprego em certas aplicações [12]. Os materiais sintéticos, como os papéis aramida, têm sido usados somente em certas aplicações, tais como subestações móveis e em transformadores usados em tração elétrica. Diferentemente da celulose, a aramida não produz gases nem água, quando submetida a temperaturas até aproximadamente 750 °C. Do ponto de vista mecânico, as folhas de aramida demonstram melhor estabilidade e resistência, quando submetidas a forças de compressão [19].

Na metade dos anos 80, a introdução do material pressboard, resistente a altas temperaturas, possibilitou mudanças no conceito dos sistemas de isolamento de transformadores de potência imersos em líquido isolante, em relação ao sistema convencional celulose-óleo mineral. Pode-se citar, como exemplo do desenvolvimento de isolamento de alta temperatura, a combinação do isolante sólido de alta temperatura com um fluido também de alta temperatura [19].

Outro sistema isolante, chamado de isolamento híbrida, foi desenvolvido por meio da combinação de materiais isolantes sólidos de alta temperatura, celulose e óleo mineral [20, 21]. Esta proposta tem sido largamente aplicada em grandes transformadores de potência, onde existem altos gradien-

tes de temperatura entre as partes ativas e inativas dos componentes [12, 19, 22]. A isolação de alta temperatura é colocada somente nos locais onde realmente proporciona benefícios, ou seja, no isolamento dos condutores e chapas para os espaçadores e nos canais de refrigeração (figura 2.1). O restante da isolação é feito com papel isolante comum, e o óleo mineral é utilizado na refrigeração [19].

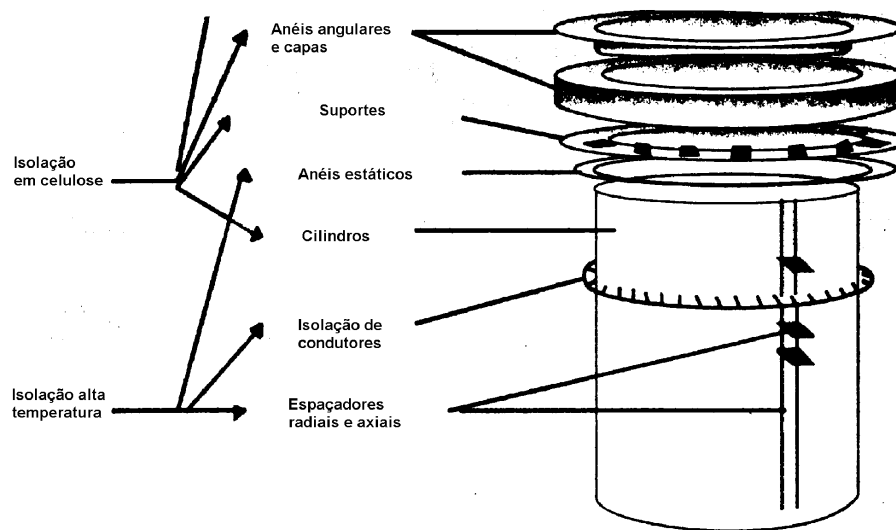


Figura 2.1: Sistema de isolação híbrida.

A disponibilidade de materiais isolantes com melhores propriedades térmicas e dielétricas está permitindo que os fabricantes de transformadores substituam o papel kraft comum nos enrolamentos dos transformadores. O emprego desta tecnologia e o seu considerável potencial de vantagens têm proporcionado melhorias significativas nos projetos atuais, sem alterações nas dimensões do núcleo, em transformadores usados em tração elétrica, subestações móveis, fornos ou retificadores.

2.2.1 Características do papel isolante

O papel é uma malha de fibras de celulose que podem ser extraídas de qualquer vegetal, sendo mais comum a de madeira de árvores. As fibras de celulose são constituídas por um feixe de moléculas de celulose de diferentes comprimentos, dispostas lado a lado e que são unidas por ligações de hidrogênio, envolvendo grupos hidroxílicos (grupos OH), como representado na figura 2.2 [4, 23, 24]. O grande peso molecular e a alta cristalinidade da celulose são responsáveis pela resistência mecânica dos papéis isolantes [25]. Durante a operação do transformador, as moléculas da celulose do papel isolante se degeneram, quebrando as ligações de hidrogênio e outras ligações químicas,

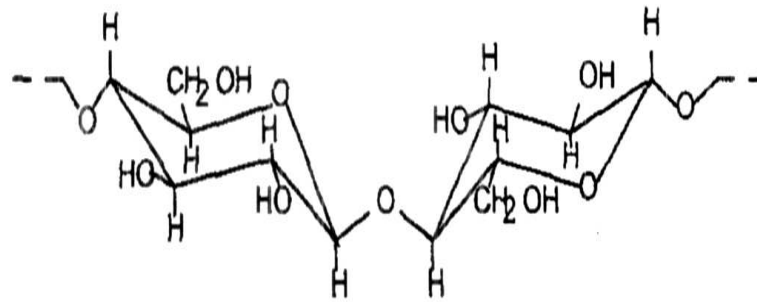


Figura 2.2: Composição química da celulose.

devido à combinação do estresse térmico, da umidade, da oxidação e outros fatores [4, 23, 24].

2.2.2 Degradação da celulose

A degradação da celulose é um processo complexo, que é acelerado principalmente pelo efeito da temperatura, oxigênio e umidade. Outros produtos, como os resultantes da degradação do óleo isolante, podem também ser responsáveis pela degradação do papel. Desta degradação resulta uma mistura das mais diversas substâncias, que são [23, 26]:

- A água e os óxidos de carbono, que são as principais substâncias produzidas pela decomposição da celulose;
- Em segundo lugar, em termos quantitativos, vêm os furanos e os derivados carbonílicos, tais como os aldeídos e as cetonas, e finalmente os ácidos orgânicos, os hidrocarbonetos aromáticos que são produzidos em menor quantidade.

Embora não seja possível separar na prática a temperatura, o oxigênio e a umidade, uma vez que eles coexistem no transformador, a seguir será discutido o efeito de cada um deles, sem no entanto, esquecer a interação existente entre eles.

2.2.3 Influência da temperatura

A decomposição térmica da celulose depende da velocidade de seu aquecimento, com a geração de vários gases e produtos de alto ponto de ebulição, que pode ser exemplificado pelo esquema da figura 2.3 [26].

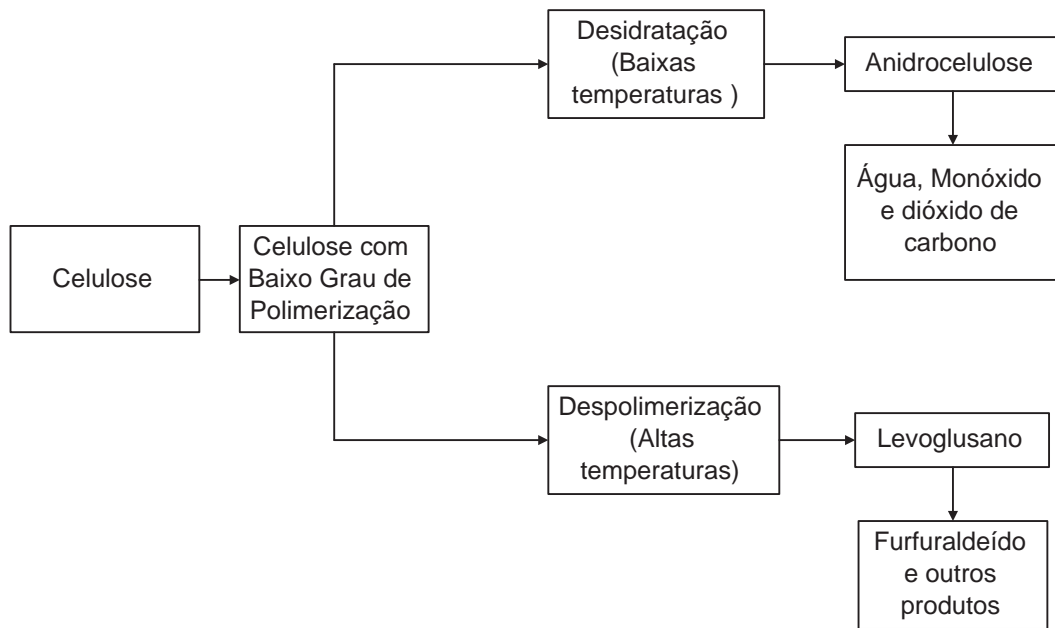


Figura 2.3: Decomposição térmica da celulose.

A partir da figura 2.3, pode-se verificar que, sob baixas temperaturas há a produção de anidrocelulose, monóxido e dióxido de carbono, além da água. A formação da água, pela degradação da celulose, é relacionada com a ruptura das ligações hidrolisáveis. Com temperaturas mais elevadas (acima de 100 °C), predomina o efeito da despolimerização com a formação de levoglusano que, após uma série de reações, produz o furfuraldeído entre outros produtos.

Pode-se dizer, de forma genérica, que 90 a 95% da isolação sólida dos transformadores é somente influenciada pela temperatura do óleo; 5% a 10% de celulose encontram-se nas proximidades de condutores que conduzem a corrente, os quais operam geralmente a uma temperatura 10 °C a 20 °C mais elevada do que a do óleo de um transformador a plena carga, e somente uma pequena porcentagem da celulose opera a uma temperatura superior a 30 °C à temperatura do óleo [27].

2.2.4 Influência do oxigênio

O oxigênio funciona como catalisador das reações da decomposição térmica da celulose, provocando um decréscimo na sua temperatura de decomposição [26]. Os produtos da decomposição do óleo, como os ácidos e peróxidos (figura 2.4), atuam também como agentes de deterioração do papel, mas têm um efeito secundário devido à ação direta do oxigênio [27].

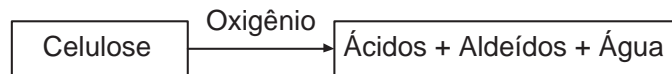


Figura 2.4: Ação do oxigênio.

2.2.5 Influência da umidade

A umidade tem um efeito prejudicial na vida da isolação dos transformadores elétricos de potência. De acordo com Fabre [28], a taxa de envelhecimento térmico do papel é proporcional ao seu teor de água. Se a quantidade de água dobra no papel, a sua vida útil em termos da sua resistência mecânica cai pela metade. Devido às altas temperaturas nos enrolamentos, a água no óleo do transformador pode levar à formação de bolhas, com a conseqüente liberação de água do papel para o óleo [29]. O efeito da umidade é esquematizado na figura 2.5. Depois de formada a glucose é decomposta pela água, provocando a quebra das cadeias de sua molécula. A degradação continua através de um conjunto de reações complexas, originando diversos produtos, dos quais pode-se destacar os compostos furânicos, o formaldeído e a água.

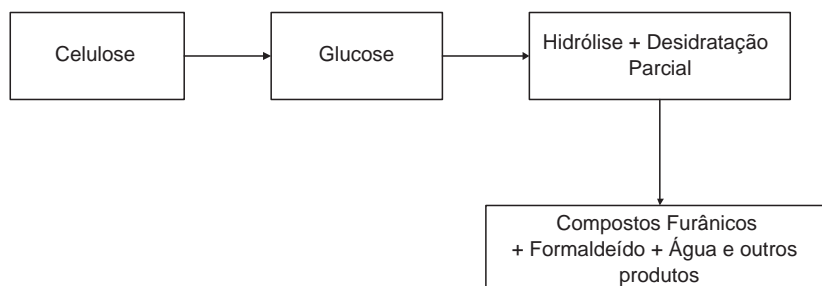


Figura 2.5: Ação da umidade.

O efeito de uma determinada concentração de água na degradação do papel é tanto maior quanto mais avançado for o seu grau de degradação. Verificou-se, experimentalmente, que a água acumula-se preferencialmente no papel [30].

A presença da água no interior do transformador pode ser de origem interna, como a umidade residual não extraída durante o processo de secagem do transformador na fábrica, e a umidade originada da degradação do óleo e do papel. A água de origem externa é devido à entrada de umidade do ambiente, ou através de juntas defeituosas do transformador.

A presença da umidade no sistema de isolação papel-óleo tem sido avaliada desde 1920 [31], e

é uma das variáveis que devem ser controladas durante a operação do transformador.

Com o recente desenvolvimento de sensores para a medida da água dissolvida no óleo do transformador, a medição da umidade está se tornando uma prática habitual nos sistemas de monitoramento do transformador [28].

Além da temperatura e da presença da umidade, a composição dos produtos resultantes da degradação da celulose depende do tamanho da molécula e da textura da celulose, do grau de cristalinidade e da presença de impurezas, tais como os metais [26].

2.2.6 Limites de temperatura

Antes do aparecimento de materiais isolantes de celulose termicamente elevados, era comum projetar o enrolamento considerando um aumento de temperatura de 55 °C sobre a temperatura ambiente média. Com o aumento de 10 °C na temperatura do ponto mais quente, a temperatura média para uma expectativa normal de vida é igual a 95 °C (30 + 10 + 55), com a possibilidade de se ter uma temperatura máxima do ambiente de 40 °C [32].

Durante este mesmo período, as normas européias permitiam um aumento médio de temperatura do enrolamento sobre a temperatura ambiente de 65 °C, quando a dissipação de calor era por convecção natural, e 70 °C quando a dissipação de calor era feita por convecção forçada. Isto pode ter sido reflexo do emprego de uma celulose de alta qualidade, ou pode ser devido à falta da definição de uma temperatura máxima [32].

A IEEE C57.91.1995/2000 sugere a temperatura de operação da celulose termicamente elevada de 95 °C a 120 °C [12]. Na tabela 2.1, são relacionados os valores de temperatura, para três tipos de sistema de isolamento elétrica (SIE).

A temperatura máxima do óleo permitida para esses transformadores está limitada a 105 °C, em sistemas convencionais. Existe uma diferença quando se consideram os transformadores baseados na IEC 60076 [33]. A elevação de temperatura do ponto mais quente do óleo sobre a temperatura ambiente é de 60 °C. A operação em altas temperaturas (acima do ponto de fulgor do óleo, 145 °C), é justificada devido à falta de oxigênio livre próximo aos pontos mais quentes do enrolamento. O risco da presença de bolhas de gases será também influenciado pelo teor de umidade da isolação dos condutores [34].

Elevação média da temperatura do SIE [°C]	SIE 65	SIE Híbrido 95	SIE Híbrido 115
Elevação máxima da temperatura do ponto mais quente do enrolamento [°C]	80	130	150
Temperatura ambiente máxima [°C]	40	40	40
Ponto mais quente do enrolamento [°C]	120	170	190
Temperatura máxima do topo do óleo [°C]	105	105	105
Ponto mais quente da celulose [°C]	120	120	120

Tabela 2.1: Limites máximos de temperatura para sistemas de isolamento.

2.3 Óleo mineral isolante

O óleo mineral foi patenteado como dissipador de calor pelo Prof. E. Thomson em 1882 e, uma década depois, esta idéia foi posta em prática. Em 1892, a Companhia General Electric usou pela primeira vez o óleo mineral em um transformador. Nesta época, a atenção da indústria estava voltada para a determinação das propriedades do óleo mineral para uma aplicação dielétrica, e no desenvolvimento de processos de produção de um fluído de melhor qualidade [35].

Os primeiros óleos usados por volta de 1887 [36] eram óleos parafínicos. A oxidação destes óleos leva à formação de uma borra insolúvel, que se deposita nas partes mais frias e na parte ativa do transformador, resultando na perda de sua capacidade de transferência de calor e, conseqüentemente, no seu sobreaquecimento e redução de sua vida útil. Os óleos parafínicos foram substituídos com sucesso pelos óleos naftênicos que, embora sejam mais oxidantes que os parafínicos, os produtos de sua oxidação são solúveis no óleo [37].

Em 1899, após a identificação das propriedades características do óleo mineral, uma refinaria começou a produzir óleo mineral específico para transformadores elétricos [35].

Testes usando óleos vegetais como dissipador de calor foram feitos na mesma época em que se fazia a pesquisa com o óleo mineral. Em relação ao óleo mineral, o óleo vegetal apresentou valores inferiores de viscosidade, ponto de fulgor e permissividade [34, 38].

Outros líquidos isolantes têm sido usados em transformadores. No começo de 1934, nos Estados Unidos da América, centenas de transformadores isolados com áscarel, que é uma mistura de bifênils policlorinatos (PCB) e clorobenzenos, foram fabricados. Contudo, a produção do áscarel nos Estados Unidos foi proibida em meados dos anos 70, e os transformadores com áscarel foram retirados de operação na maioria dos países, pois ficou comprovado que o áscarel é um elemento altamente tóxico para pessoas, animais e ambiente [39].

Desde que o áscarel foi proibido, as pesquisas foram concentradas na busca de novos isolantes líquidos, dando ênfase aos de baixa inflamabilidade [39]. Atualmente, são listados como fluídos de baixa inflamabilidade, ou resistentes ao fogo, ou não propagadores de chama [40]: os silicones, os hidrocarbonos de elevado peso molecular (HMWHs), os poliésteres e os polialfaolefins [41, 42].

No ano de 1984, foi usado pela primeira vez o éster sintético em transformadores. O emprego dos ésters sintéticos tem sido limitado a certas aplicações, devido ao seu alto custo, quando compa-

rado com outros fluídos dielétricos. Por causa da regulamentação ambiental, e dos riscos envolvendo os óleos classificados como não comestíveis, foi feito em 1990, um esforço para a revitalização dos ésters naturais ou óleos vegetais. Os ésters naturais são óleos retirados de sementes, e são considerados não adequados para o uso em transformadores, embora já tenham sido usados em capacitores. Mas, segundo McShane [43, 44], um projeto especial dos transformadores e a incorporação de aditivos químicos compensam esta deficiência. A aplicação de ésters naturais nos transformadores possibilita um equilíbrio entre o transformador e o ambiente, o que não é conseguido com outros fluídos, e eles são mais econômicos que os ésters sintéticos. O grande atrativo destes óleos, é que são derivados de fontes renováveis [43, 44].

Os fluídos HMWHs são largamente usados, especialmente em transformadores de subestações móveis. Há mais de 120.000 transformadores isolados com HMWH instalados. Não existem registros de explosões ou incêndio envolvendo o HMWH [35]. O desempenho do HMWH a altas temperaturas, e a sua resistência a um rápido impulso de ruptura, têm-se mostrado altamente positivos. Devido a sua comprovada compatibilidade com a isolação de aramida, HMWHs têm sido usados em transformadores de alta temperatura, ou com uma elevação média de 115 °C (175 °C - 185 °C no ponto mais quente) [35].

O óleo de silicone é classificado como um óleo não comestível, e ensaios provam que ele é não biodegradável, e é responsável pela contaminação dos solos [35]. As características destes óleos diferem dos outros óleos de transformadores e, normalmente, não podem substituir o óleo mineral em transformadores em operação ou em unidades reparadas. O seu custo e disponibilidade têm limitado o seu emprego, como uma alternativa ao óleo mineral em novos transformadores [39].

2.3.1 Características do óleo mineral isolante

A quantidade de óleo nos transformadores varia de acordo com a sua capacidade de carga e tamanho físico. Uma unidade, típica de um sistema de distribuição de 25 kVA, contém cerca de 76 litros de óleo. Por outro lado, um transformador de 400 MVA pode conter mais de 37800 litros de óleo [45].

O óleo em um transformador torna-se altamente contaminado com o passar dos anos. Os contaminadores são derivados da degradação térmica, oxidante e elétrica do óleo ou da isolação sólida.

Os óleos isolantes têm uma baixa afinidade com a água, porém a sua solubilidade aumenta acen-

tuadamente com a temperatura. A água pode existir em um transformador em três estados, mas na prática é encontrada dissolvida no óleo [46]. A água absorvida pode ser liberada para o óleo, através da isolação celulósica, durante as variações da temperatura. A água também pode ser formada pela degradação da celulose durante o seu envelhecimento [45]. A umidade no óleo é medida em partes por milhão (ppm), usando o peso da umidade dividido pelo peso do óleo ($\mu\text{g/g}$) [46].

Com a degradação do óleo, a sua tensão de ruptura diminui, tornando-se então um indicador confiável do envelhecimento de um transformador em operação. Devido aos grandes esforços dos refinadores, foram significativamente melhoradas a sua estabilidade à oxidação e a tendência de se tornarem gasosos, quando submetido a uma tensão elétrica. Entretanto, fatores econômicos e as limitações dos ensaios realizados reduzem a possibilidade da completa eliminação da mistura dos hidrocarbonetos, responsáveis pela deterioração do óleo em serviço [45, 47].

2.3.2 Características químicas do óleo mineral isolante

Os óleos crus são misturas complexas de hidrocarbonos e a quantidade destes hidrocarbonos podem ser muito diferentes, em óleos crus de fontes diferentes. A composição do óleo do transformador varia em função da origem do óleo cru do qual foi extraído. Como não são definidos os limites da quantidade de hidrocarbono no óleo do transformador, é praticamente impossível analisar as variedades moleculares existentes. No entanto, muitas das características do óleo de transformador refletem o comportamento de suas classes de hidrocarbonos [45].

Através das propriedades químicas tais como índice de neutralização ou de acidez, teor de água, ponto de fulgor, estabilidade à oxidação, e a tendência à absorção de gases, pode-se avaliar a estabilidade química dos líquidos isolantes.

O *índice de neutralização ou acidez* (ASTM D974, ABNT MB101) determina a concentração de compostos de caráter ácido presentes no líquido isolante, provenientes de contaminação ou da decomposição do óleo, durante a sua utilização. Esses compostos, a partir de uma certa concentração, são indesejáveis, pois reagem com materiais de construção dos equipamentos e, ainda, polimerizam-se formando uma borra. A borra, ao se depositar sobre a parte ativa do transformador ou nos trocadores de calor, dificulta a transferência de calor para o meio ambiente, diminuindo a vida útil dos equipamentos. Os fluídos em uso devem sofrer um acompanhamento sistemático do índice de neutraliza-

ção, devido principalmente à formação de compostos ácidos [47]. O *índice de neutralização máximo*, expresso através de KOH (hidróxido de potássio), é a quantidade de KOH necessário para tornar neutro o PH de 1 g de óleo [48].

O *teste da cor* (ASTMM D1500, ABNT MB 351) indica também a formação da borra (que é um sinal de envelhecimento), e deve-se tomar cuidado para não confundí-la com contaminações, ou dissolução de madeiras ou de vernizes. Note-se ainda que, se o óleo de um transformador circular internamente, poderá mudar de cor, evidenciando a borra, que antes era encoberta [48].

O *teor de água* é a medida direta da quantidade de água presente no óleo isolante [47].

A *estabilidade à oxidação* é indicada para se determinar a resistência à degradação dos líquidos isolantes na presença do oxigênio, sendo a velocidade da reação de oxidação proporcional à variação da temperatura. A estabilidade à oxidação dos líquidos isolantes é crescente à medida que suas estruturas possuam ligações químicas mais fortes, conforme a ordem: éster, óleo mineral, silicone, áscarel. Uma grande estabilidade à oxidação aumenta a vida útil do fluído e, conseqüentemente, do equipamento, através da diminuição dos ácidos e da borra [47, 49].

O *ponto de fulgor* é a menor temperatura na qual se formam vapores inflamáveis na superfície do óleo, e são identificados pela formação de um lampejo na presença de uma chama. Os gases inflamáveis são perigosos, razão pela qual é importante conhecer a temperatura que estes vapores se formam [50]. O óleo mineral apresenta o menor ponto de fulgor dentre os líquidos isolantes [47].

O *ponto de congelamento ou de fluidez*, é a temperatura mais baixa na qual o óleo escoar, em condições perfeitamente estabelecidas. A contaminação e a deterioração do óleo não têm praticamente nenhuma influência sobre o seu ponto de fluidez. A sua determinação contribui para a determinação dos tipos de óleo (parafínico, naftênico), e permite concluir em que tipo de equipamentos e condições que pode ser utilizado. O óleo deve ter um ponto de fluidez compatível com a temperatura do ambiente de instalação do transformador [50].

A *tensão interfacial óleo-água* (ASTM D 971, NBR 6234 MB 320) [48] indica a presença de moléculas hidrofílicas no líquido isolante, oriundas ou não de sua degradação. O óleo mineral deve ser acompanhado sistematicamente, pois o valor da sua tensão interfacial indica a presença de produtos intermediários de oxidação, e podendo indicar também a contaminação ou a incompatibilidade com algum material utilizado na construção do equipamento [47].

2.3.3 Características físicas do óleo mineral isolante

Uma avaliação das características de refrigeração, ou da troca térmica dos líquidos isolantes, pode ser realizada através de suas propriedades físicas, tais como a condutividade e viscosidade [47].

A *viscosidade* é a resistência que o óleo oferece ao escoamento contínuo sem turbulência, inércia ou outras forças. A quantidade de calor que o óleo é capaz de transferir, do transformador para o meio ambiente, depende da sua viscosidade [50].

A viscosidade dos líquidos isolantes varia em função do peso molecular e da interação molecular; portanto, quanto maior o tamanho das moléculas e da sua polaridade, maior será a sua viscosidade. Um líquido isolante adequado deve permitir uma fácil convecção do óleo no interior do equipamento elétrico, a fim de facilitar a troca térmica com o meio ambiente [47].

A viscosidade do óleo mineral é o principal parâmetro nos cálculos do projeto do dissipador de calor, por convecção natural em pequenos transformadores, ou por convecção forçada em unidades maiores. A *viscosidade dinâmica* é a medida da resistência de um líquido para fluir, e a *viscosidade cinemática* é a razão entre a viscosidade dinâmica do líquido e a sua densidade. A densidade do óleo é normalmente igual a 0,9 na temperatura de 24 °C [50].

A padronização dos limites da viscosidade cinemática, para diferentes temperaturas, permite aos fabricantes projetarem o tamanho e a colocação dos dutos, reservatórios, radiadores e bombas nos transformadores.

A viscosidade do óleo mineral é a mais baixa de todos os fluídos, seguida da do éster e do silicose. A viscosidade do áscarel pode ser modificada através da adição de um solvente, como o triclobenzeno. A baixa viscosidade do óleo mineral, aliada à condutividade térmica próxima à dos outros líquidos, permite que um menor volume de óleo seja utilizado para a refrigeração de equipamentos, tornando-os mais compactos e, portanto, mais baratos. Os valores mais críticos da viscosidade são as do áscarel e do silicone. Estes líquidos também são apropriados para a refrigeração de transformadores, porém o projeto dos equipamentos deve prever uma área maior de troca térmica e um maior volume de líquido [47].

O líquido isolante de um transformador também deve ser um fluído de transferência de calor. Isto porque, nas regiões do transformador onde os estresses de tensão são relativamente baixos, apenas o óleo é usado como isolante elétrico. Nas regiões onde os estresses de tensão são altos, ou

em uma determinada configuração física usa-se uma isolação sólida impregnada com óleo mineral, para aumentar a sua resistência à ruptura elétrica.

Na operação dos transformadores, as perdas no núcleo e enrolamentos geram um significativo calor interno que, se não removido, pode aumentar a taxa de envelhecimento dos componentes não metálicos, e reduzir a vida do sistema de isolação. O objetivo básico no projeto de um transformador é limitar as temperaturas internas, ou seja, busca-se o equilíbrio entre o calor gerado pelo carregamento elétrico nos enrolamentos e no núcleo do transformador, e a capacidade de transferência de calor do sistema de circulação do óleo.

2.3.4 Características dielétricas do óleo mineral isolante

A eficiência do isolamento pode ser avaliada através de algumas propriedades elétricas, tais como: a rigidez dielétrica e as perdas dielétricas. A rigidez dielétrica mede a capacidade de um líquido isolante de se opor a uma descarga disruptiva, medida pelo gradiente de potencial do local da descarga [50]. Os valores baixos de rigidez dielétrica indicam a presença de agentes contaminantes, como a água, impurezas, fibras celulósicas ou partículas. Fibras celulósicas e água no óleo podem reduzir o valor da sua rigidez dielétrica até 90%, enquanto que no óleo sem água essa redução é de 20% [50].

As perdas dielétricas indicam a presença de compostos polares ou polarizáveis, bem como partículas no líquido isolante, provenientes de sua contaminação ou degradação. É uma medida da qualidade do líquido e pode ser utilizada para seu acompanhamento em serviço [47].

Na ASTM Standard Specification D 3487 e na Norma IEEE C57.106, são apresentados os limites das características elétricas do óleo mineral em transformadores novos e em operação, e os limites para os óleos envelhecidos em serviço, mas ainda adequados para o uso [45]. Os resultados dos ensaios, usando os métodos D1816 e D877 da ASTM Standard Specification, indicam a presença de contaminantes, e limitam os níveis aceitáveis de sua presença no óleo. O método D1816 é mais sensível a baixas concentrações de água e partículas do que o método D877. O método D877 é menos sensível a contaminações sólidas, e é o mais adequado para a verificação do grau de contaminação. Muitas vezes, o óleo pode ser contaminado quando é introduzido no transformador, ou contaminado pelo resíduo de água do papel isolante e pelas partículas celulósicas do

papel, ou por um material vindo do fabricante ou da instalação. Por isso, a C57.106 [51] recomenda o uso do método de ensaio D1816 para a verificação do óleo em um transformador novo. Os limites sugeridos na C57.106 [51] permitem verificar se o sistema de isolação de um transformador novo está livre de partículas contaminantes [45].

O óleo de um transformador, em operação, torna-se altamente contaminado com o passar dos anos. Os agentes contaminantes resultam da deterioração térmica, oxidante e elétrica do óleo ou da isolação sólida. A água absorvida pelo óleo, pode se originar das variações térmicas, sofrida pela isolação sólida, ou formada pela degeneração da celulose devido ao seu envelhecimento. A tensão de ruptura do óleo pode diminuir em virtude do seu envelhecimento. Testes realizados recomendam que, quando os resultados obtidos no ensaio D1816 estão abaixo dos limites sugeridos pelo padrão IEEE, o óleo deve ser substituído ou reconicionado [45].

Por causa de sua baixa sensibilidade às partículas e à água, o valor da tensão de ruptura, medida pelo método de ensaio D877, não é um indicador confiável do envelhecimento de um transformador [45]. Um outro método usado para determinar a tensão de ruptura do óleo de um transformador, é o Standard Method 3300. A *tensão de impulso de ruptura* de um óleo é a média dos valores de crista de cinco pulsos de tensão, durante os quais a ruptura do óleo ocorre. Os impulsos de tensão de ruptura do óleo de transformadores também são sensíveis à água e às partículas contaminantes. Os valores dos impulsos de tensão de ruptura estão, tipicamente, na faixa de 120 kV [45].

A solubilidade da água no óleo cresce com a temperatura. Quando a temperatura diminui, uma parte da água dissolvida passará para o forma de vapor, e a sua rigidez dielétrica terá um valor mais baixo [50].

2.4 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foram apresentadas as características referentes ao isolamento elétrico, considerando o conjunto papel-óleo, bem como o comportamento de cada um destes materiais separadamente. Alguns valores das principais grandezas elétricas destes materiais foram listados, e também descritos os principais agentes e produtos da degradação e envelhecimento do sistema de isolamento elétrico dos transformadores.

Capítulo 3

Envelhecimento do Sistema de Isolação Elétrica (SIE)

São apresentados neste capítulo, os fatores que levam ao envelhecimento da isolação elétrica dos transformadores, e as técnicas já existentes, utilizadas para a sua avaliação. Estas técnicas são divididas em tradicionais e emergentes [11].

3.1 Introdução

Não existem dúvidas de que o envelhecimento da isolação é considerado uma ameaça em potencial à segurança operacional dos transformadores, principalmente para as unidades submetidas a elevados gradientes de tensão. A gradual deterioração da pureza do óleo tem um importante papel no sistema de isolação destes equipamentos. Como a relação entre o envelhecimento do óleo e a deterioração da isolação interna dos enrolamentos quase nunca é monitorada, o envelhecimento do sistema de isolação é analisado pela lenta mudança das propriedades analíticas dos óleos, o que não é, geralmente, considerado como uma ameaça à segurança operacional dos transformadores. Alguns engenheiros acreditam que as impurezas do óleo, devidas ao seu envelhecimento, podem ser seletivamente removidas apenas pela sua manutenção preventiva. A análise de aspectos teóricos deste assunto, bem como novas propostas de um estudo específico, sugerem a verificação da relação entre as propriedades analíticas do líquido isolante e as propriedades dielétricas dos enrolamentos. Devido aos esforços dos refinadores durante décadas, a qualidade dos óleos minerais usados

como isolantes tem melhorado consideravelmente. Entretanto, fatores econômicos e limitações dos ensaios de laboratórios reduzem a possibilidade da eliminação completa de todos os componentes instáveis dos seus hidrocarbonetos, responsáveis por sua deterioração em serviço. Por causa do calor, do estresse elétrico gerado pelos enrolamentos e núcleo, e do efeito catalítico do cobre na oxidação, os transformadores podem ser comparados a um reator químico. Uma melhor compreensão da relação, entre a pureza do óleo e a sua influência no envelhecimento da isolação, podem reduzir os altos custos de uma manutenção inadequada, já que a confiabilidade dos transformadores de potência dependem, literalmente, da condição do seu sistema isolante [52].

O envelhecimento de um sistema de isolação elétrica (SIE) é definido como as mudanças irreversíveis das suas propriedades, devido à ação de um ou mais fatores de envelhecimento [53]. O envelhecimento e a expectativa de vida de um SIE são dependentes do comportamento físico dos materiais isolantes, do projeto, da fabricação e das suas condições de emprego.

O envelhecimento elétrico [54] é influenciado pela força do campo gerado, seja ele devido a uma fonte AC, DC ou a um impulso, e ocasiona:

- descargas parciais, quando a força do campo local excede o campo máximo do líquido ou dos dielétricos gasosos adjacentes, incluídos no sistema de isolação elétrica;
- eletrólise;
- aumento de temperatura, produzido pelas altas perdas dielétricas;
- o aparecimento de cargas espaciais.

O envelhecimento mecânico é influenciado pela taxa de ocorrência de estresse mecânico repetitivo e pela amplitude de estresses não repetitivos, e envolve o seguinte [54]:

- a fadiga dos componentes da isolação causada por um grande número de ciclos de estresses de baixo nível;
- efeitos termomecânicos causados pela expansão ou contração térmica;
- ruptura da isolação devido a altos níveis de estresse mecânico, que podem ser causados por forças externas ou pela própria operação do equipamento;

- desgaste abrasivo provocado pelo movimento relativo entre os componentes do equipamento;
- perda gradativa da isolação devido ao estresse elétrico, térmico ou mecânico.

O envelhecimento ambiental envolve os processos de reação química, mencionados no envelhecimento térmico.

Os fatores ambientais podem influenciar de vários modos, o tipo e o grau de degradação aos quais o SIE é exposto. Outros aspectos importantes são a redistribuição dos estresses devido a mudanças no ambiente, a influência do pó, e outro tipo de contaminação no comportamento elétrico. Os fatores de aceleração do envelhecimento do SIE, devido ao ambiente, ainda não são documentados na literatura técnica [54]. Um esquema básico representativo do envelhecimento de um SIE é representado na figura 3.1. Quando o envelhecimento é devido a um único fator, ele é referido como

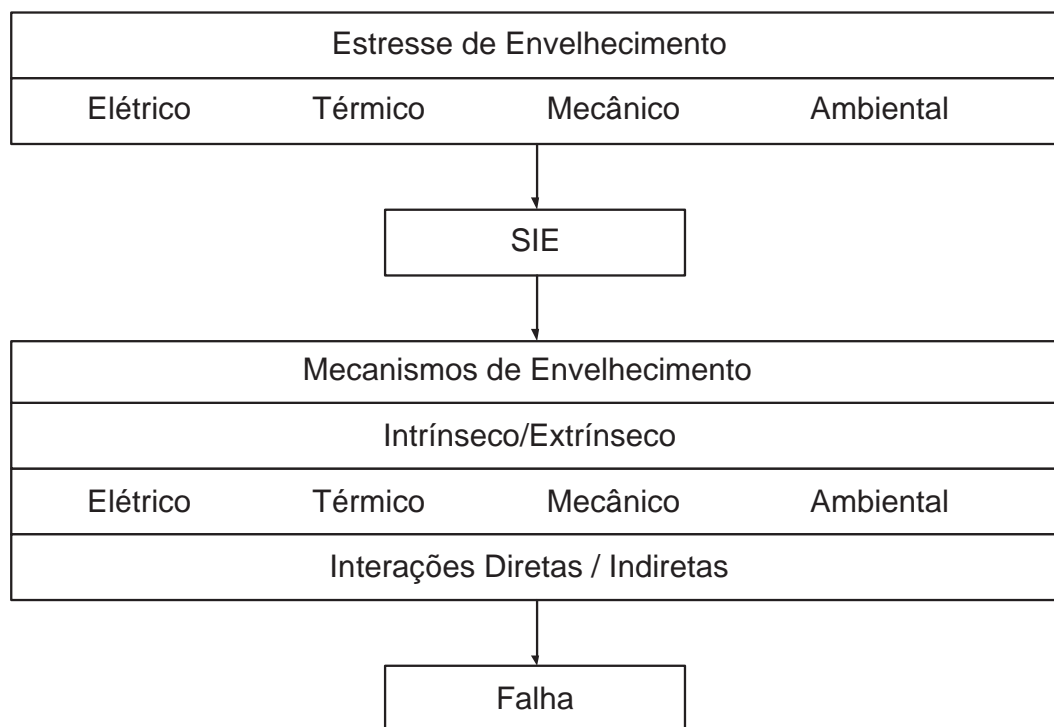


Figura 3.1: Envelhecimento do SIE.

um fator simples de envelhecimento. Mas multifatores podem ocorrer, ou seja, o envelhecimento de um SIE pode ser complexo e sua falha pode ser causada por uma combinação de mecanismos de envelhecimento, mesmo que exista somente um fator dominante. Na figura 3.2 é apresentado

um diagrama do envelhecimento de um SIE, causado pela combinação de fatores de envelhecimento [54].

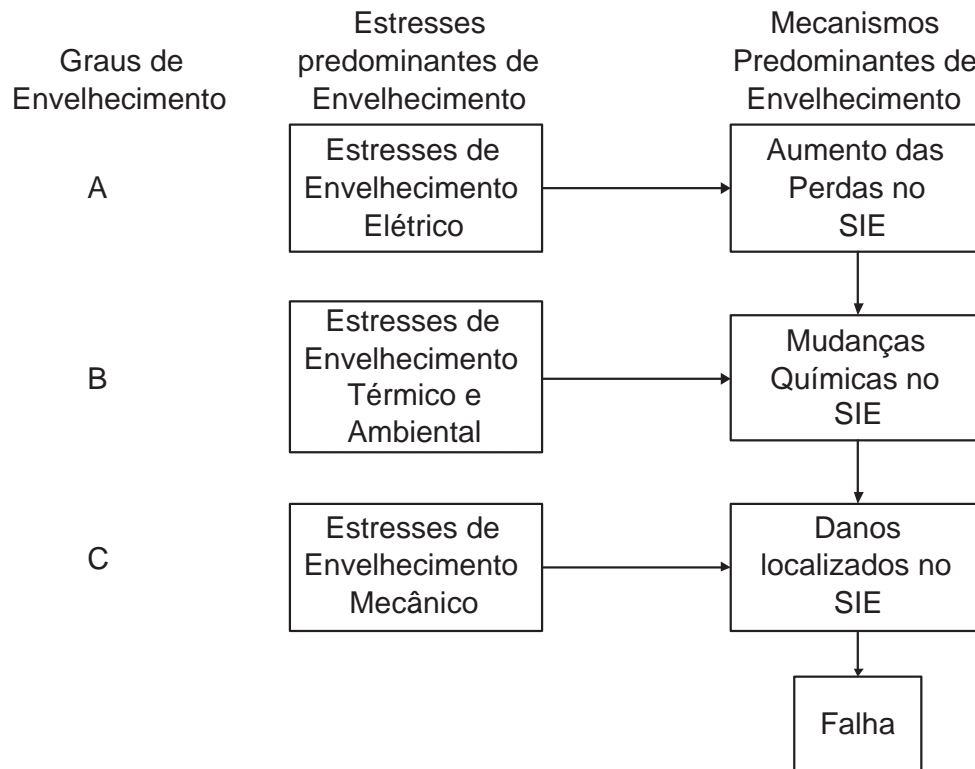


Figura 3.2: Mecanismos de envelhecimento.

O envelhecimento ou a vida útil do transformador é determinado pela degradação da isolação sólida (papel isolante), causada pelo aumento do nível térmico do papel isolante, o que provoca a sua decomposição. O envelhecimento não depende somente do carregamento do transformador, mas é influenciado significativamente pelo tipo de papel isolante, composição do papel, teor de umidade e de oxigênio, e também do nível de acidez do óleo [55, 49]. A degradação da celulose foi estudada usando vários métodos. Oommen e outros [56] estudaram os materiais isolantes de celulose, determinando o seu grau de polimerização, e diagnosticando os pontos quentes da estrutura isolante. Shroff e outros [5] monitoraram o conteúdo de furfuraldeído no óleo, e indicaram o nível de decomposição do papel isolante, relacionando o grau de polimerização com o teor de furfuraldeído. Burton e outros [57] avaliaram a isolação do transformador monitorando apenas o conteúdo de furfuraldeído. Carballeira sugeriu o método do cromatógrafo líquido de alto desempenho, em que o transformador é monitorado em operação [58].

3.2 Técnicas tradicionais usadas para a avaliação do SIE

Nesta etapa do estudo é feita uma avaliação das técnicas tradicionais e emergentes utilizadas para a avaliação do sistema de isolação papel/óleo, procurando enfatizar as vantagens e limitações de cada uma delas.

Os métodos clássicos ou tradicionais de análise aplicáveis à caracterização do isolamento incluem as propriedades físico-químicas do óleo, tais como a tensão interfacial, teor de água ou teor de umidade, índice de neutralização, análise cromatográfica dos gases dissolvidos (AGD), ensaios elétricos no óleo (rigidez dielétrica e fator de dissipação), e ainda ensaios elétricos do equipamento. Estas análises caracterizam-se pelo custo reduzido e simplicidade, não exigindo equipamentos sofisticados para a sua execução, e são empregadas rotineiramente pelo setor elétrico, que possuem uma larga experiência acumulada ao longo dos anos.

3.2.1 Estimativa do teor de umidade no sistema isolante óleo/papel

A umidade tem um efeito prejudicial na vida da isolação dos transformadores elétricos de potência, e os métodos aplicados para a sua estimativa podem ser do tipo direto ou indireto. Para a aplicação do método direto retiram-se amostras de papel do transformador, e determina-se o teor de umidade. A retirada das amostras de papel só é possível quando o transformador é retirado de operação e, portanto, o seu emprego é limitado. No método indireto, os dados da isolação são obtidos, medindo-se as características que podem ser relacionadas ao teor de umidade. Pode-se estimar o teor de umidade pelo método indireto usando amostras do óleo isolante, ou através da espectroscopia dielétrica da isolação. Com amostras do óleo isolante, o teor de umidade é estimado empregando curvas de equilíbrio, que relacionam o teor de umidade no óleo com o do papel. A espectroscopia dielétrica deve ser feita com o transformador no seu local de instalação e fora de operação, os seus ensaios consomem muito tempo e as suas estimativas são aproximadas. A espectroscopia pode ser feita por medidas no domínio do tempo (espectro da polarização), ou no domínio da frequência (fator de dissipação x frequência).

A seguir, é feita uma análise das técnicas empregadas para a estimativa do teor de umidade no sistema isolante óleo/papel dos transformadores elétricos.

3.2.2 Análise da umidade relativa da superfície da isolação sólida

O método tradicionalmente utilizado pelas concessionárias de energia elétrica, para a medição do teor de umidade da isolação sólida, é conhecido como URSI (Umidade Relativa da Superfície da Isolação). A URSI é obtida através do preenchimento do transformador com nitrogênio ou ar e, após 24 horas, mede-se o ponto de orvalho do gás e a temperatura da parte ativa. De posse destes dados e empregando um diagrama, como o apresentado na figura 3.3, obtém-se o teor de umidade do papel. A restrição deste método é que se avalia apenas a umidade da superfície do papel, e não de toda a massa de papel isolante. Portanto, a medição da umidade empregando a URSI pode levar a falsas interpretações quanto ao estado real da isolação sólida. Este método foi desenvolvido por um fabricante de transformadores, para ensaios de campo de equipamentos recém saídos de fábrica. O transformador é submetido ao processo de secagem e, após a sua montagem, são inseridos corpos de prova em sua parte ativa. O transformador é então ensaiado, e tem-se a garantia de que a parte ativa apresenta baixos valores de umidade. Se, durante a instalação em campo, quando da montagem de radiadores, buchas e outros acessórios, ocorrer contaminação por umidade, esta será superficial e, nestas condições, a medição pela URSI é satisfatória. Para transformadores em operação e submetidos ao tratamento termo-vácuo, a medição por URSI pode levar a falsas interpretações quanto a condição real da isolação celulósica [59], pois este tratamento apresenta uma eficiência relativa para a remoção da umidade, pois remove apenas a umidade das camadas superficiais da isolação.

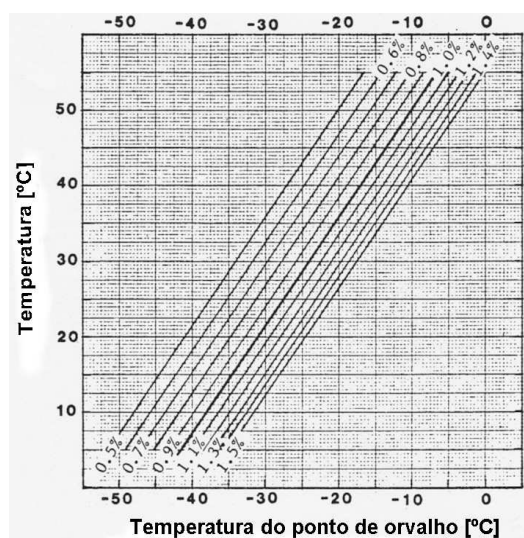


Figura 3.3: Curvas para estimativa da umidade a partir do ponto de orvalho.

3.2.3 Método de Karl-Fisher

Um dos métodos mais tradicionais para a medida do teor de água no óleo isolante é o ASTM D - 1533, conhecido como Teste de Reação Karl Fisher. Quando este método é aplicado a um óleo processado, novo e filtrado, é obtida uma medida precisa do teor de água no óleo em ppm. Por outro lado, quando empregado para medir o teor de água em um transformador em operação, este teste não fornece verdadeiramente a quantidade de água no transformador, o que pode dar uma falsa idéia de segurança. Na realidade, muitos profissionais acreditam que se, no óleo do transformador, o teor de água é menor do que 20 ppm, o transformador pode ser considerado seguro, seco e em perfeitas condições, o que muitas vezes não é a realidade [60].

O método de Karl-Fisher não é realizado em tempo real, e requer uma adequada instrumentação química para a sua implementação. Este método é propenso a apresentar um erro grande em suas medidas, e seus resultados são difíceis de serem interpretados. Para este ensaio há também a necessidade da medida da temperatura do óleo, no momento da coleta de sua amostra [61].

3.2.4 Medida da umidade com curvas de equilíbrio

O sistema de isolamento óleo-papel dos transformadores possui níveis variáveis de umidade, dependentes da temperatura ambiente e da temperatura de operação. Pequenas alterações na temperatura alteram significativamente o teor de umidade do óleo e, ligeiramente, o do papel. Para mostrar estas mudanças, podem ser empregadas curvas isotérmicas, mostrando a relação entre o teor de umidade do óleo e papel. Durante anos, pesquisadores têm desenvolvido conjuntos de curvas para estimar o teor de água no papel isolante, através da medida do teor de água do óleo do transformador. Este é um método indireto de medir o teor de umidade no papel isolante. Quando o transformador estiver em operação, este talvez seja um dos únicos métodos capaz de estimar o teor de água no papel isolante. A desvantagem destes conjuntos de curvas, é que produzem um resultado não confiável, quando o sistema óleo/papel não estiver em equilíbrio. Na literatura técnica existem vários conjuntos de curvas para a estimativa da umidade do papel através do óleo isolante. Podem ser citadas as curvas de Fabre-Pichon, de Oommen, de Griffin e as curvas MIT. A seguir, são apresentadas as curvas de equilíbrio citadas e, também discutidos a sua validade e o método de construção.

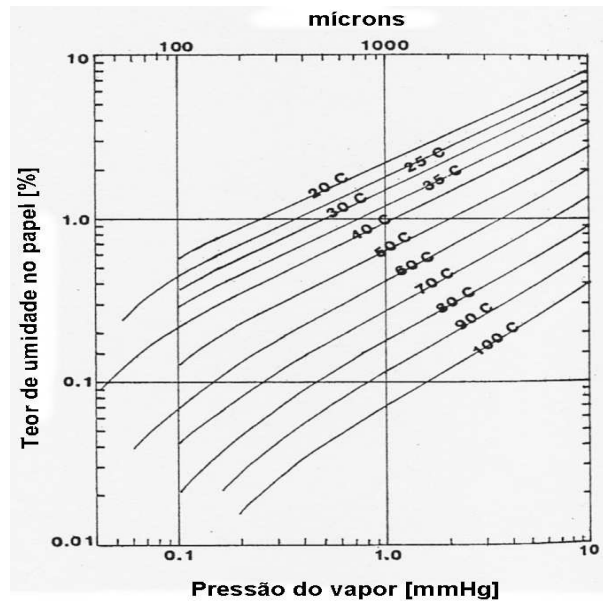


Figura 3.4: Curvas de Piper para o sistema papel-óleo com baixo teor de umidade.

Gráfico de Piper

Em 1946, Piper apresentou um conjunto de curvas de equilíbrio entre óleo/papel, conhecido como "Gráfico de Piper", que foram as primeiras curvas usadas para a estimativa do nível de umidade na isolação sólida. As curvas de Piper relacionam o teor de umidade do papel e a pressão do vapor de água [62].

Para a obtenção das curvas, Piper utilizou os dados característicos de fibras de algodão que, depois, foram ajustados para o papel. Da interpolação e extrapolação de dados experimentais, Piper verificou que, para a mesma pressão do vapor de água, o teor de umidade no papel Kraft é 1,7 vezes o do algodão. Mas, em 1960, Jeffries considerou que o fator 1,7 era muito alto, em relação aos seus dados experimentais [62].

Na figura 3.4 é apresentada a curva de Piper, nas condições de equilíbrio [62].

Curvas de Fabre Pichon

Em 1960, foram apresentadas as curvas de Fabre Pichon, que é o conjunto de curvas mais conhecido. As curvas de Fabre Pichon são mostradas na figura 3.5

Das curvas de Fabre-Pichon, pode-se observar que estas não apresentam uma boa indicação para baixo teor de umidade (por exemplo: menor que 1%). Outra desvantagem é o tipo de óleo e

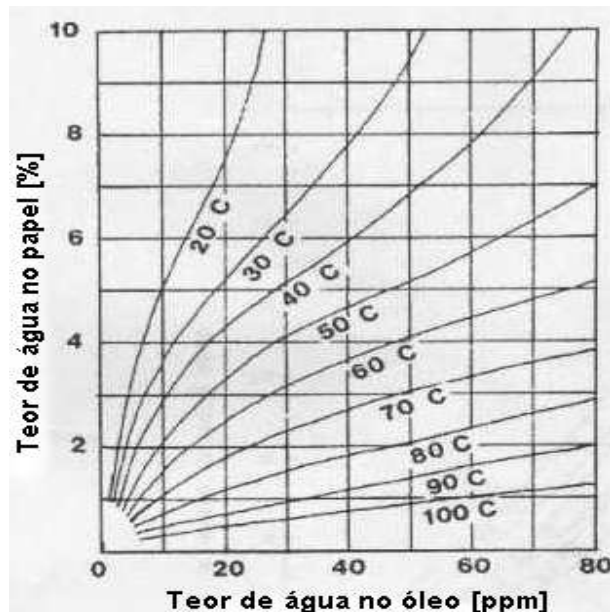


Figura 3.5: Curvas de Fabre-Pichon.

papel usados na época da elaboração das curvas e, portanto, estas curvas não devem ser aplicadas ao sistema de isolamento usado atualmente [63].

Curvas de Beer

Em 1966, foram apresentadas as curvas de Beer (figura 3.6), que são aparentemente as curvas de Piper aperfeiçoadas, pois os dados experimentais usados para a sua obtenção foram medidos diretamente do papel Kraft [62, 64].

O gráfico de Beer foi plotado em papel log, e o resultado é apresentado na figura 3.7. Pode-se observar que o gráfico de Beer é similar ao gráfico de Piper, mas apresenta valores ligeiramente menores para o teor de umidade, para um determinado valor de temperatura e de pressão do vapor de água. Este novo conjunto de curvas pode ser usado em substituição ao gráfico de Piper [62].

Curvas de Jeffries

Segundo Reason, com a umidade relativa do óleo, que pode ser medida por sensores, a curva de Jeffries (figura 3.8) pode ser usada diretamente para estimar o teor de umidade no papel isolante [65].

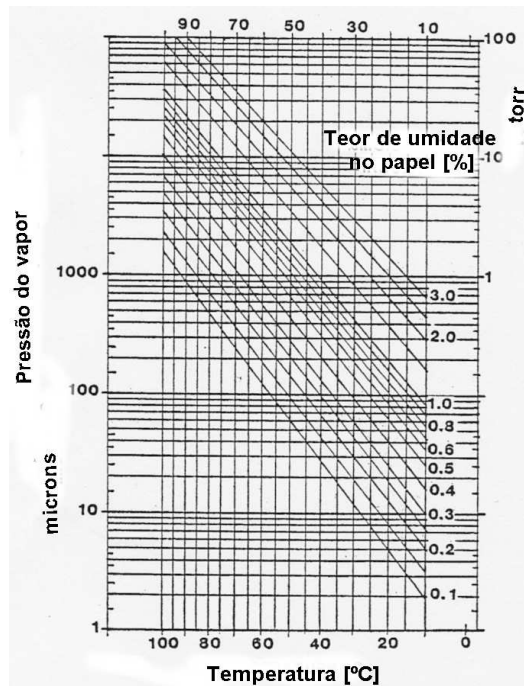


Figura 3.6: Curvas de Beer.

Curvas de Oommen

No ano de 1983, Oommen desenvolveu um conjunto de curvas de equilíbrio, mostradas na figura 3.9.

Oommen usou as curvas obtidas a partir dos dados de Jeffries (figura 3.8), e gerou as curvas de equilíbrio do sistema óleo-papel mostradas na figura 3.9. As linhas tracejadas indicam as curvas de desadsorção da umidade, e as linhas sólidas indicam as curvas de adsorção da umidade. Para um mesmo valor de umidade relativa, o teor de umidade das curvas de desadsorção é ligeiramente maior do que o das curvas de adsorção [64].

O método de Oommen baseia-se no fato de que, no ponto de equilíbrio, o papel e o óleo têm o mesmo valor de saturação, para um determinado valor de temperatura. Para a obtenção destas curvas, Oommen combinou as curvas de umidade do óleo versus a umidade relativa do ar, com as curvas de umidade no papel versus a umidade relativa do ar.

A curva umidade no óleo (W_{CO}) versus umidade relativa (RH) obedece a relação dada pela equação 3.1:

$$W_{CO} = SO \times RH \quad (3.1)$$

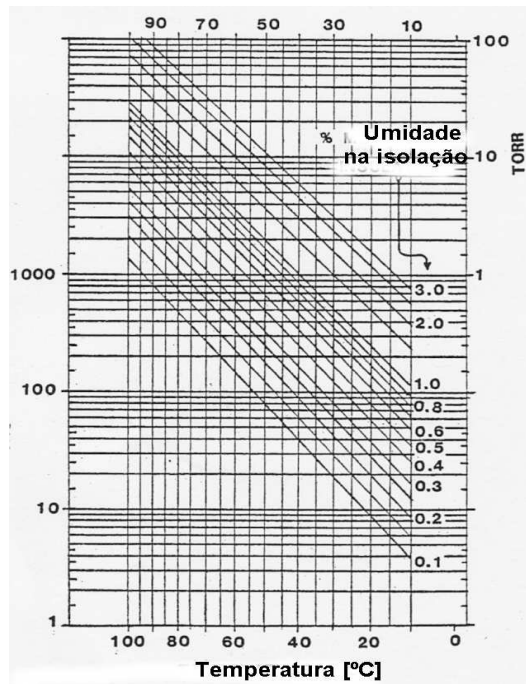


Figura 3.7: Curvas de Beer.

A solubilidade da água (SO) no óleo pode ser expressa na forma da equação de Arrhenius; pela equação 3.2 ou pela equação 3.3:

$$\log SO = A - \frac{B}{T} \tag{3.2}$$

Na tabela 3.1, são relacionados os coeficientes A e B para a equação 3.2, empregados no cálculo da solubilidade da água no óleo.

Coeficientes A e B			
	Oommen [14]	Griffin [16]	Shell [17]
A	7,42	7,09	7,30
B	1670	1567	1630

Tabela 3.1: Coeficientes A e B para o cálculo da solubilidade da água no óleo.

$$SO = A \cdot e^{-\frac{B}{T}} \tag{3.3}$$

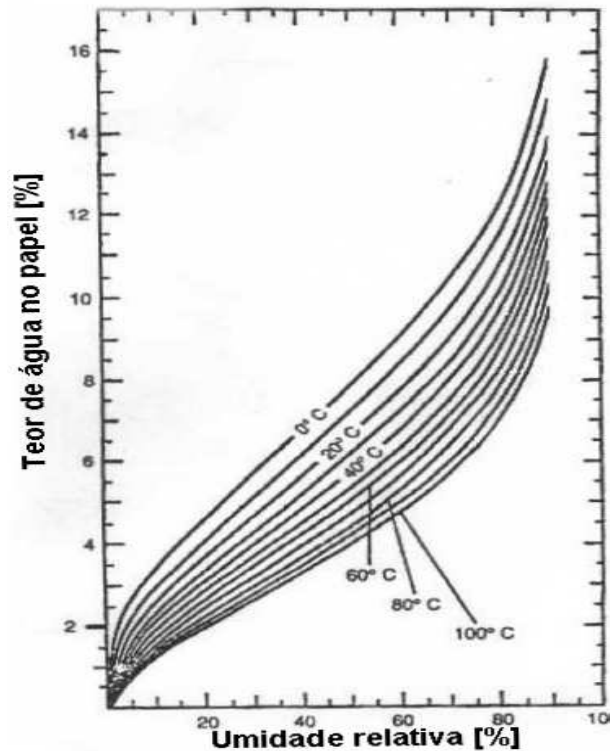


Figura 3.8: Teor de umidade no papel em função da umidade relativa - Curva de Jeffries.

Na tabela 3.2 são relacionados os coeficientes A e B para a equação 3.3, empregados no cálculo da solubilidade da água no óleo.

Combinando as curvas de sorção para o papel e óleo, Oommen construiu as curvas de sorção para a região de baixa umidade, como mostrado na figura 3.10. O termo sorção abrange os termos adsorção e desadsorção de umidade.

Curvas de Griffin

Em 1988, Griffin gerou curvas de equilíbrio para o sistema óleo-papel, usando o método de Oommen [64]. As curvas originais são mostradas na figura 3.11.

Curvas MIT

A maioria das curvas de equilíbrio disponíveis são para um conteúdo de umidade no óleo em torno de 100 ppm, porque esta é a faixa do teor de umidade no meio ambiente do transformador. Mas,

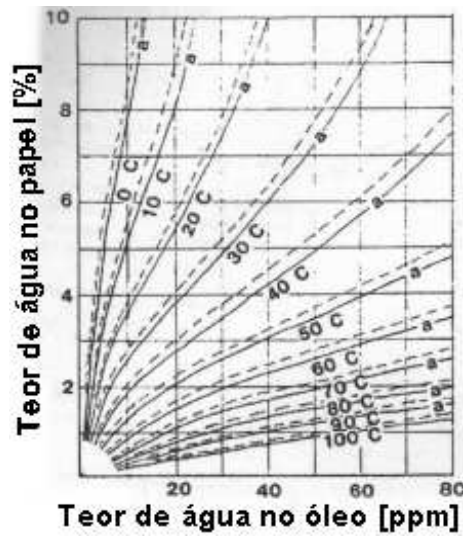


Figura 3.9: Curvas de Oommen.

Óleo	Conteúdo Aromático [%]	Coeficientes	
		A	B
1	5	16,91e9	3777
2	8	23,08e6	3841
3	16	22,76e6	3783
4	21	13,16e6	3538
5	Óleo Silicone	1,925e8	2733

Tabela 3.2: Coeficientes A e B para o cálculo da solubilidade da água no óleo.

certos experimentos em laboratórios operam com altas taxas de umidade e requerem curvas que abrangem uma faixa mais extensa de umidade. Usando o método de Oommen e as curvas de Jeffries, foi gerado um conjunto de curvas de equilíbrio para a temperatura variando de 0 a 100 °C, e a umidade no óleo de 0 a 800 ppm, como mostrado na figura 3.12. Para uma concentração de água no papel, abaixo de 1%, devem ser usadas as curvas de Oommen (figura 3.10).

Vários conjuntos de curvas de equilíbrio do teor de umidade entre óleo/papel foram apresentados e comparados. Deve-se ter o cuidado ao empregá-los, pois eles diferem nas medições, na fonte de dados e nos métodos de geração. Os gráficos de Beer não são muito utilizados, em função do seu formato. Oommen, em 1984 [66], construiu gráficos similares usando os dados de Beer.

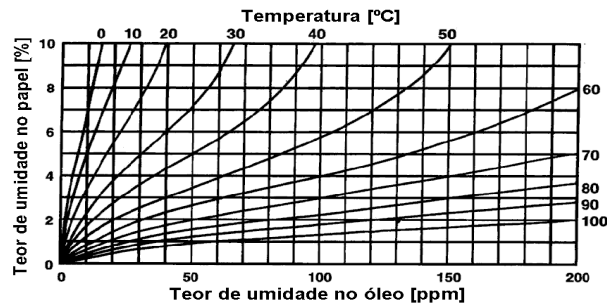


Figura 3.10: Curvas de Oommen para o sistema papel-óleo com baixo teor de umidade.

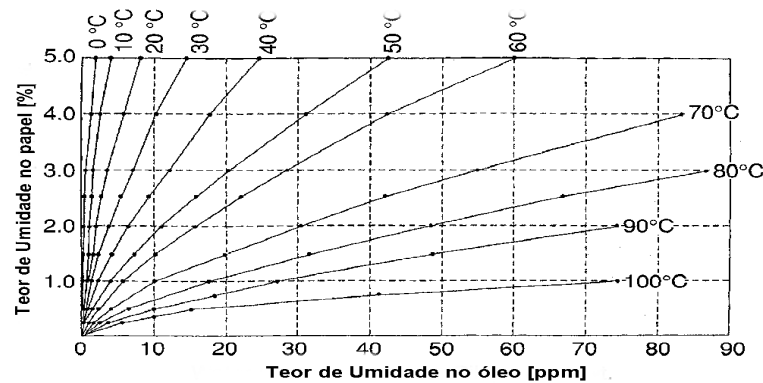


Figura 3.11: Curvas de Griffin.

Comparando-se os gráficos, verificou-se que as curvas de Oommen fornecem valores ligeiramente menores de umidade, para a mesma pressão de vapor, do que os fornecidos pelas curvas de Piper. Quando o sistema papel/óleo não está em equilíbrio, as curvas não devem ser usadas para a estimativa da umidade isolamento sólida.

3.2.5 Cálculo da umidade empregando a fórmula de Fessler

Fessler [67] pesquisando um modelo para a avaliação da formação de bolhas em transformadores, verificou as diferenças entre os métodos disponíveis na literatura para a estimativa do teor de umidade do SIE. Em seu experimento, Fessler mediu diretamente a umidade no papel e a pressão do vapor da água (p_v), e comparou com os dados existentes [67]. Os resultados mostraram que os dados de Piper tendiam a ter valores maiores do que os de outras bases de dados. Fessler então relacionou os dados de Oommen [62], Houtz [68] e Ewart [69], e os seus próprios experimentos, e determinou uma fórmula para o cálculo da umidade no equilíbrio do sistema água-papel (W_P);

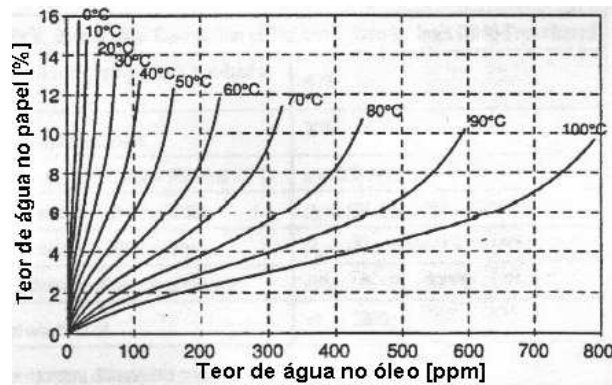


Figura 3.12: Curvas MIT.

apresentada a seguir:

$$W_P = 2,173 \times 10^{-7} \times p_v^{0,6685} \times e^{\left(\frac{4725,6}{T}\right)} \quad (3.4)$$

A pressão do vapor de água, em função da concentração de água e da temperatura (T), pode ser calculada pela equação 3.5, conforme apresentado por Feller e outros [64]:

$$p_v = 5,8869 \times 10^9 \times W_P^{1,4495} \times e^{\left(-\frac{6996,7}{T}\right)} \quad (3.5)$$

Mas, a correta inversão algébrica da equação 3.4, é apresentada por Du e outros [64] como:

$$p_v = 9,2683 \times 10^9 \times W_P^{1,4959} \times e^{\left(-\frac{7069}{T}\right)} \quad (3.6)$$

A equação 3.5 não é a inversa da equação 3.4, pois o valor calculado de p_v para 100 °C deve ser igual a 1 atm, como pode ser verificado empregando a equação 3.6 .

3.2.6 Método "Water Heat Run"(WHRT)

O WHRT é, atualmente, uma das técnicas mais empregadas para a detecção de uma possível redução substancial da característica dielétrica de transformadores em operação, e a estimativa do seu nível de contaminação pela água e outras partículas [70, 71].

Os objetivos deste método são:

- Avaliação da situação do transformador sob condições nominais de operação - temperatura máxima permitida;

- Avaliação do nível de contaminação de água, empregando a elevação do teor de umidade do óleo em relação ao tempo e temperatura;
- Avaliação do estado e da distribuição da água dentro do transformador, usando a elevação do teor de umidade do óleo.

O método WHRT considera a temperatura de migração de umidade e partículas, e utiliza o aumento do teor de umidade do óleo, quando o transformador é aquecido para a temperatura máxima de topo do óleo (65-75 °C). O transformador carregado é aquecido, através da redução de sua ventilação, até a temperatura máxima do óleo. Isto resulta na diminuição do valor da saturação percentual do óleo, e na obtenção do possível valor do teor de umidade da isolação. A duração do ensaio deve possibilitar a liberação da umidade da isolação e a consequente elevação da quantidade de água dissolvida no óleo. Para detectar o teor de umidade na faixa de 1,5 a 2%, recomenda-se que se faça o ensaio por três dias para uma faixa de temperatura de 60-75 °C. Na prática, para um teor de umidade superior a 2%, basta apenas um dia de ensaio. Com isso, a taxa de transferência de umidade é baixa, indicando que o estado de quase equilíbrio entre óleo e papel foi atingido. A saturação relativa da água no óleo é então usada para calcular o teor de umidade no papel isolante [70, 71].

A condição da isolação dentro dos enrolamentos, ou seja, a estrutura fina da isolação, que compreende os cilindros isolantes de pressboard, coberturas das extremidades, etc. é a de maior interesse para a verificação da condição real do transformador. Apesar desta isolação representar cerca de 20 - 30 % da massa total da isolação [70, 71, 72], é aceitável que os cálculos da umidade no papel sejam limitados ao papel na parte mais quente dos enrolamentos, e que é bem irrigada pelo óleo isolante.

Admitindo que a principal fonte de contaminação de umidade seja a estrutura fina da isolação, o teor de umidade (W_P) pode ser estimado usando a equação:

$$W_P = W_e + \frac{\Delta W}{1 - F(z)} \quad (3.7)$$

Ou seja, a condição de defeito do transformador pode então ser avaliada pelo aumento da umidade no óleo, e pela redução acentuada da tensão de ruptura devido ao aumento da umidade.

3.2.7 Método de Aubin para a estimativa do teor de umidade

Alternativamente, o teor de umidade pode ser estimado pelo conteúdo relativo ao seu valor saturado, conforme Du [64, 73]. O valor medido da saturação relativa está diretamente relacionado com a temperatura do óleo, que também deve ser medida.

O método de Aubin propõe o monitoramento on-line da umidade relativa do óleo isolante e, a partir da curva característica do óleo, é possível extrapolar e obter a umidade relativa para a temperatura do ponto quente do enrolamento e para a temperatura de condensação [31]. A determinação da temperatura de condensação do vapor de água dissolvido no óleo é importante para a operação de transformadores em ambientes de baixa temperatura.

Com 100% de carga, pode-se assumir que o óleo no transformador é homogêneo. Esta suposição é verdadeira em operação normal, pois a circulação do óleo é muito mais rápida que a transferência de umidade, de modo que se pode assumir que o teor de umidade do óleo é o mesmo através de todo o conteúdo de óleo [31].

Portanto, a umidade relativa saturada pode ser determinada para qualquer temperatura do óleo do transformador. A curva característica do óleo é construída através da medida do valor do teor de umidade saturado e da temperatura. Quando as características do óleo são desconhecidas, para a obtenção da curva, há a necessidade da medida da umidade para dois valores de temperatura diferentes. Quando o teor de umidade do óleo muda, a linha característica é deslocada, mas permanece paralela à linha original. Portanto, quando é conhecida a inclinação específica da curva característica do óleo, uma medida apenas é o suficiente [31].

Para a estimativa do teor de umidade do papel, o método de Aubin faz o monitoramento on-line da umidade relativa e, com o transformador operando com carga próxima à nominal, procura identificar períodos de quase-equilíbrio, como proposto pelo método WHRT de Sokolov [70, 71]. Em seguida, usa-se uma curva de equilíbrio óleo/papel [64] para a estimativa da umidade no papel.

3.2.8 Critério prático para a estimativa do teor de umidade

O critério básico adotado para avaliar se a isolação de um transformador está envelhecendo anormalmente, pressupõe que se conheça a evolução do teor de umidade para a operação normal, e então o valor estimado é comparado com o medido, na mesma temperatura base. Para um transfor-

mador novo admite-se um teor de umidade máximo de 0,5%. O envelhecimento anual dos transformadores de potência pode causar uma variação do teor de umidade na faixa entre 0,05% e 0,1% (média de 0,75%). Um critério prático seria considerar que o envelhecimento normal é obtido pela equação 3.8. Por exemplo, para um transformador com 15 anos de vida útil, pode-se esperar que, para um envelhecimento normal, a umidade no papel seja 1,62%. Os resultados devem ser avaliados em conjunto com as características de operação, tempo de operação (t_{op}) e o histórico do transformador. A tensão nominal do transformador é importante, o que levou ao estabelecimento de um critério que sirva de referência quando se pensa em valores limites, conforme mostrado na tabela 3.3 [74, 75].

$$RH (\%) = 0,5 + t_{op} * 0,075 \tag{3.8}$$

Tensão do transformador [kV]	Umidade Máxima [%]
< 110	3,00
110 < 220	2,80
> 220	2,60

Tabela 3.3: Limite de umidade em função da classe de tensão do transformador.

3.2.9 Estimativa do teor de umidade no papel usando o conceito da atividade da água no papel

O conceito da atividade da água no papel (A_{WP}) foi desenvolvido para a verificação do teor de umidade no sistema de isolamento de transformadores novos e velhos. Neste estudo, foi introduzido um novo termo, chamado teor de água ativo do papel (WCP_A), que reflete a umidade trocada entre o óleo e o papel isolante do transformador. Uma nova curva de equilíbrio de umidade relacionando o WCP_A foi desenvolvida, e é mostrada na figura 3.13 [61].

Numericamente a atividade da água no papel (A_{WP}) é igual ao valor percentual da saturação relativa do óleo (RS_{eq}) dividido por 100 [61].

Existem diversos métodos para estimar o valor de WCP_A em um sistema de isolamento óleo/papel.

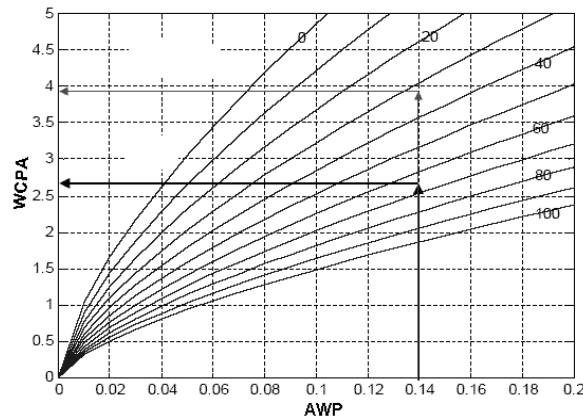


Figura 3.13: Curvas de equilíbrio de umidade relacionando A_{WP} e WCP_A .

Um dos métodos é usar a curva de equilíbrio da umidade representada na figura 3.13, em condição de equilíbrio, e medir o RS_{eq} com um sensor de medida da saturação relativa do óleo [61]. Outro método para estimar o valor de WCP_A , é empregar a curva de equilíbrio desenvolvida por Oommen [64, 62], mostrada na figura 3.10.

A curva representada na figura 3.10 mostra a relação entre o teor de umidade no óleo (W_{CO}), a temperatura e a porcentagem de umidade no papel, que é igual a WCP_A . Portanto, para estimar o valor de WCP_A é necessário que o sistema de isolamento óleo/papel esteja em equilíbrio, e que seja medido o valor de W_{CO} usando o método de Karl Fisher. Mas, antes de estimar o valor de WCP_A , é necessário que seja calculado o valor da solubilidade da água no óleo (valor limite da solubilidade em ppm) [61].

O transformador elétrico em operação não atinge o equilíbrio de umidade. Portanto, as curvas apresentadas nas figuras 3.10 e 3.13 não podem ser aplicadas diretamente para estimar a umidade. Por isso, foi desenvolvido um algoritmo com três etapas, apresentadas a seguir [61]:

- Estimativa do valor de saturação do óleo do transformador (RS_{eq});
- Estimativa do valor da variável atividade da água no papel (A_{WP});
- Estimativa do valor do teor de água ativa no papel (WCP_A), em função de A_{WP} e da temperatura.

Segundo uma pesquisa realizada na "Monash University", para uma estimativa confiável da

umidade na isolação dos transformadores de potência, há a necessidade do monitoramento contínuo do carregamento do transformador, da temperatura, do valor da saturação relativa do óleo e da medida do valor da solubilidade da água no óleo [61].

Para classificar os transformadores foi então desenvolvido um procedimento baseado nas cores vermelha, amarela e verde, que indicam a situação da umidade nos transformadores. A cor vermelha indica que o teor de umidade é preocupante, a amarela que o transformador requer observação e a verde indica que não há problemas com relação ao teor de umidade. Esta classificação é baseada no método de avaliação do valor do WCP_A , descrito no item anterior, e é disponível na forma de uma tabela, mostrada na figura 3.14.

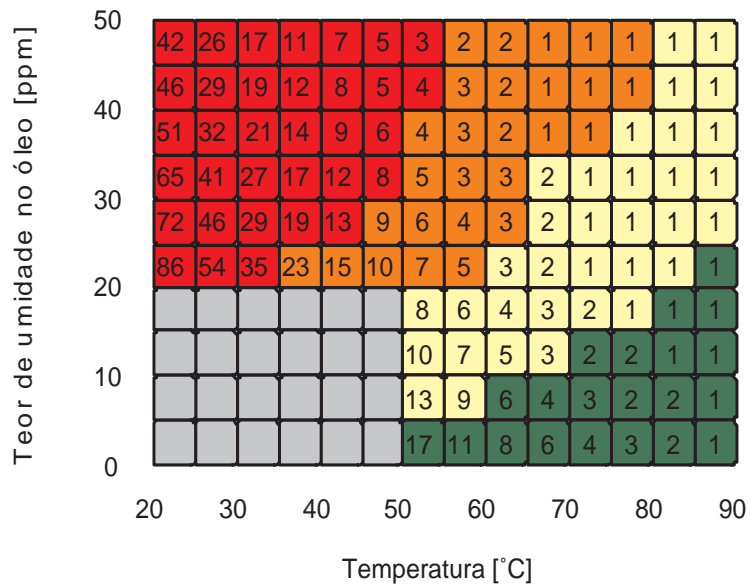


Figura 3.14: Tabela para diagnóstico off-line da umidade em transformadores com óleo novo.

Na tabela representada na figura 3.14, os valores de WCP_A são distinguidos por cores. A cor verde corresponde aos valores de WCP_A menores que 1%, a amarela corresponde aos valores de WCP_A entre 1% e 2%, e a vermelha aos valores de WCP_A maiores que 2%. Os valores de WCO são as medidas do teor de umidade no óleo, obtidas através do método de Karl Fisher, e T é o valor da temperatura do óleo, no momento da retirada da amostra para o ensaio. Os números nos quadrados representam a constante do tempo de difusão da umidade através do papel isolante de 1 mm, exposto ao óleo de ambos os lados. O papel de 1 mm foi escolhido por refletir aproximadamente a atividade da água no papel aplicada nesta classificação de transformadores. Pode-se perceber na figura 3.14,

que a parte inferior do lado esquerdo é sombreada, porque para temperatura do óleo abaixo de 45 °C e W_{CO} menor do que 20 ppm, o tempo de difusão da umidade é muito longo, tornando não confiável o diagnóstico pelo método proposto. A classificação proposta na tabela é válida para o óleo que apresenta um valor de solubilidade próximo ao valor da solubilidade de um óleo novo, pois o valor característico da solubilidade da água no óleo novo e velho pode ser muito diferente [61].

3.2.10 Cálculo da taxa ou tempo de difusão da umidade

A taxa de difusão da umidade através do sistema óleo-papel determina a taxa de mudança da distribuição da umidade, ou seja, representa o tempo necessário para que o sistema de isolação atinja o equilíbrio.

Em 1987, Foss [76] generalizou o trabalho empírico feito por Ast [77] e Steele [78], e calculou o coeficiente de difusão (D) em função da temperatura e do teor percentual de umidade, através da equação 3.9.

$$D = D_0 e \left[0,5 \cdot W_P + E_a \cdot \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.9)$$

sendo:

- $T_0 = 298 \text{ °K}$;
- $E_a = 8140 \text{ °K}$, $D_0 = 2,62 \times 10^{-11} \text{ m}^2/\text{s}$ para o papel seco;
- $E_a = 8074 \text{ °K}$, $D_0 = 2,62 \times 10^{-11} \text{ m}^2/\text{s}$ para o papel impregnado de óleo.

No artigo de Guidi e Fullerton [69], para o papel impregnado de óleo, os coeficientes calculados com os dados do trabalho de Ewart são:

- $E_a = 7700 \text{ °K}$, $D_0 = 6,44 \times 10^{-14} \text{ m}^2/\text{s}$

A constante do tempo de difusão (τ_d) da umidade, para o papel impregnado de óleo nos dois lados, é calculado com a equação 3.10, dada a seguir.

$$\tau_d = \frac{d^2}{\pi^2 D} \quad (3.10)$$

O cálculo da constante de tempo de difusão da umidade, considerando apenas um lado do papel impregnado de óleo, é feito com a equação 3.11.

$$\tau_d = \frac{4 d^2}{\pi^2 D} \quad (3.11)$$

3.2.11 Valor percentual da saturação da água no óleo isolante segundo o IEEE

O valor percentual da saturação da água no óleo isolante indica a possibilidade de formação da água em suspensão no óleo. Haverá então uma troca de água entre o papel e o óleo, em função das variações de temperatura, devido a operação do transformador. Com o aumento da temperatura de operação do transformador, o movimento da água será do papel para o óleo, o que pode aumentar o valor de saturação do óleo, resultando no aumento do seu teor de umidade [51].

O valor percentual da saturação é calculado pela equação 3.12, dada a seguir:

$$RH\% = 100 \cdot \frac{W_{CO}}{SO} \quad (3.12)$$

Na tabela 3.4, são apresentadas as faixas de valores da saturação do óleo, e as respectivas condições do papel isolante, segundo a IEEE Standard 57.106.

Saturação [%]	Condição do papel isolante
0-5	Isolação seca
6-20	Teor de umidade moderado
21-30	Teor de umidade alto
> 30	Teor de umidade extremamente alto

Tabela 3.4: Interpretação dos valores de saturação do óleo isolante.

A IEEE Standard 62-1995 define o teor de umidade na isolação sólida, de acordo com a tabela 3.5.

Condição da isolação	Teor de Umidade
Seca	0 - 2%
Úmida	2 - 4%
Muito Úmida	+ de 4,5%

Tabela 3.5: Teor de umidade segundo a IEEE Standard 62-1995.

Recentemente, a IEEE Standard C57.106-2002 apresentou o teor de umidade no papel em função do teor de umidade do óleo, assumindo a estabilidade térmica e o equilíbrio entre papel e óleo. Os dados são apresentados na tabela 3.6.

Tensão nominal do transformador [kV]	Teor de umidade no óleo [ppm]			Teor de umidade no papel [%]
	50 [°C]	60 [°C]	70 [°C]	
menor que 69	27	35	55	3
69 a 230	12	20	30	2
maior que 230	10	12	15	1.25

Tabela 3.6: Teor de umidade segundo a IEEE Standard C57.106-2002.

3.2.12 Análise dos gases dissolvidos no óleo (AGD)

A deterioração de materiais dielétricos, como o óleo e o papel isolante, leva à produção de gases, que variam na sua concentração e composição, revelando o rigor dos estresses elétrico e mecânico, aos quais os materiais elétricos são submetidos.

A presença de gases no óleo isolante foi detectada graças ao emprego de técnicas de cromatografia de gases, que separa e identifica os gases dissolvidos no óleo. A cromatografia começou a ser estudada por M. S. Tsvet, um botanista russo, que analisava a mistura de pigmentos de plantas. Ele separou esta mistura em faixas coloridas em uma coluna cromatográfica. Com o aperfeiçoamento deste método de separação da mistura de líquidos, por volta do anos 50, foi possível separar uma mistura de gases. Nos anos 60, foi empregada a cromatografia do gás, o que veio a ajudar os enge-

nheiros eletricitas, pois, empregando esta técnica, foi possível a identificação dos gases dissolvidos no óleo do transformador [79, 80].

Os gases mais comumente encontrados no óleo de transformadores em operação são: oxigênio (O_2), hidrogênio (H_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2) [54], chamados de gases chaves, e cuja presença pode indicar:

- Hidrogênio: grandes quantidades são relacionadas ao efeito corona;
- Hidrogênio, Metano, Etano e Etileno: são resultantes da decomposição térmica do óleo;
- Monóxido e Dióxido de Carbono: produzidos pelo envelhecimento térmico do papel;
- Acetileno: associados a arcos elétricos no óleo.

A natureza e a concentração dos gases indicam o tipo e a severidade da falta no transformador. As mudanças verificadas na produção de cada gás e a sua taxa de produção são fatores importantes na determinação do tipo e evolução de faltas nos transformadores [54, 79, 80].

Na tabela 3.7 [54], são apresentados os gases e as faltas correlacionadas.

Tipo de falta	Tipo de gás produzido
Pontos quentes no óleo	C_2H_4
Pontos quentes no papel	CO, CO_2
Descargas parciais	H_2, CH_4
Arcos elétricos	H_2 e C_2H_2

Tabela 3.7: Gases gerados por faltas elétricas.

Os métodos mais comuns de diagnóstico de gases no óleo são os seguintes: IEEE C57.104-1991, Método de Doernenburg, Método de Rogers, IEC 60599, Triângulo de Duval, Método dos gases chaves [54, 81, 82, 83].

3.2.13 Grau de polimerização

A celulose é um polímero linear, constituído por uma cadeia longa de moléculas de glucose, conectadas entre si por ligações de hidrogênio, estabelecidas entre os grupos hidroxil existentes ao longo da cadeia. As propriedades mecânicas da celulose, como a resistência à tração, alongamento, elasticidade e resistência à flexão, são devidas aos seus polímeros e fibras naturais. O comprimento médio da molécula de glucose, dado pelo número de unidades de glucose, é denominado grau de polimerização (GP) do papel, e determina a integridade das cadeias de polímeros da celulose, ou seja, o GP mede a degradação mecânica do papel isolante. Quanto maior o GP, maior será a resistência mecânica do papel [23, 81].

A vida da isolação pode ser medida através do GP do papel. O GP é considerado um método confiável para estimar a expectativa de vida do transformador, e caracteriza-se pela sua simplicidade, exigindo somente instrumentos normalmente disponíveis em laboratórios. Entretanto, o emprego deste método, só é possível quando o transformador está aberto para inspeção interna, ou seja, fora de operação, o que é usualmente feito a cada dez anos [24, 54, 84, 85].

A deterioração do papel pode provocar a falha do transformador devido ao:

- papel quebradiço, que pode sair dos enrolamentos e dutos do transformador;
- aumento da umidade, que reduz a resistividade do papel;
- desgaste do papel, que aumenta a condutividade e provoca o sobreaquecimento e defeito nos condutores.

Segundo os estudos feitos por Staudinger em 1930, o GP foi calculado primeiramente através do valor da viscosidade dos polímeros diluídos no óleo [86]. Em 1960, foi publicado, pela primeira vez, o emprego da medida do GP. Em 1974, foi publicada a norma IEC 450 [87, 88], para a medida do GP de papéis isolantes novos e velhos. A equivalente norma americana à IEC 450 é a ASTM D4243-86 [88].

Para a medida do GP, amostras de papel são retiradas do transformador, e mede-se a força tensional das amostras. Um dos inconvenientes deste método é que, para a obtenção da amostra de papel, o transformador tem que ser aberto. Além disto, não existe a garantia de que a amostra seja representativa para todo o enrolamento [54].

3.2.14 Cromatografia de permeação em gel (GPC)

Para a avaliação do estado de degradação do material celulósico, a cromatografia de permeação em gel é sugerida como a substituta da medida do grau de polimerização do papel isolante, pois fornece uma detalhada distribuição do peso molecular do polímero [89, 90].

Como desvantagem em relação ao método da determinação do GP, pode-se citar a exigência de um equipamento mais sofisticado, o cromatógrafo líquido, normalmente não disponível nas empresas do setor elétrico.

3.2.15 Cromatografia líquida de alto desempenho

Infelizmente, a avaliação da isolação celulósica, através da medição do grau de polimerização, é difícil em um transformador, pois este tem que ser retirado de operação, para a obtenção das amostras de papel. Por esta razão, a verificação da deterioração da celulose é feita usando os produtos encontrados no óleo isolante do transformador [91].

O monitoramento do envelhecimento dos transformadores em operação, e a deterioração de sua isolação pela análise do óleo isolante, é um procedimento que, após o aparecimento da análise dos gases dissolvidos no óleo, é muito usado no setor elétrico. Com a degradação térmica da celulose, há a geração do furano (C_4H_4O) e seus derivados no óleo isolante. A medida do conteúdo furfural no óleo, pode ser usada para a avaliação do grau de polimerização do papel isolante [54].

Na figura 3.15, é mostrada a evolução do grau de polimerização e a formação do gás furfural, de uma amostra de isolação celulósica impregnada de óleo mineral e envelhecida em laboratório. Pode ser verificado, que o aumento mais significativo do nível do furfural ocorre para um valor de GP menor do que 400, aproximando-se do valor crítico, $GP = 200$. Com o GP igual a 200, o papel perde toda a sua resistência mecânica [23].

Em 1980, o cromatógrafo líquido de alto desempenho (HLPC) começou a ser usado para a análise do furano dissolvido no óleo de transformador, e para verificar a decomposição da celulose [57, 92, 93]. Pablo, em seu artigo [23], correlacionou o furfural dissolvido no óleo e o grau de polimerização, por meio de fórmulas empíricas (modelos de Burton, Vuarchex e Chendong).

Segundo estudos de casos, feitos por Emsley e Stevens [94], em transformadores em operação, a taxa de mudança da concentração de furfural, em um óleo, pode ser mais importante do que o seu

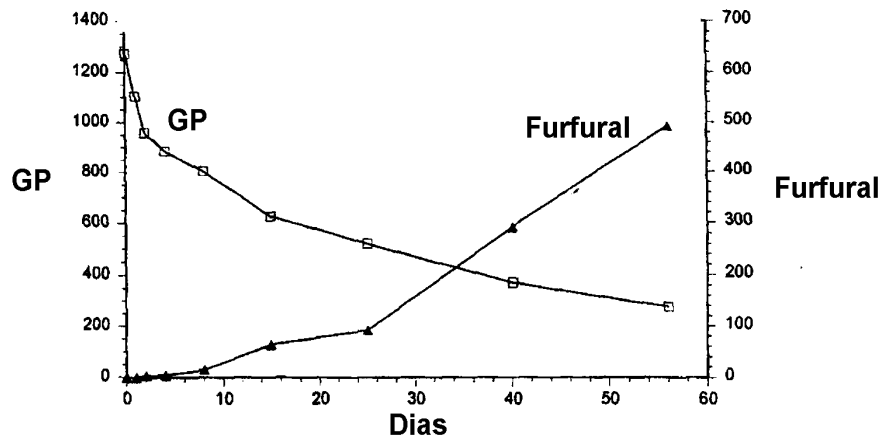


Figura 3.15: Evolução do grau de polimerização e do furfural.

nível absoluto, porque o furfural é usado no processo de refinação e, com isso o óleo novo poderá ter um resíduo significativo do produto [95].

A análise furfural é uma técnica bastante usada, e considerada uma ferramenta poderosa para indicar o envelhecimento acelerado, além de atuar como um supervisor do envelhecimento normal do transformador [96].

3.2.16 Método colorimétrico

Este método foi adaptado de práticas utilizadas na indústria do petróleo para a quantificação do 2-furfuraldeído ou 2-furfural (2-FAL), que é adicionado no refino do óleo.

No Brasil, esta técnica vem sendo largamente empregada, em virtude de seu baixo custo e facilidade de implementação [97].

3.2.17 Cromatografia gasosa (GC)

A cromatografia gasosa utiliza uma coluna capilar e detetores FID (ionização de chama), TDC (condutividade térmica) e MS (espectrometria de massas), para a quantificação dos derivados furânicos, em conjunto com a tradicional análise dos gases dissolvidos no óleo, por meio da medida cromatográfica. O limite de detecção é da ordem de 0,3 ppm para o 2-furfuraldeído ou 2-furfural (2FAL), 0,4 ppm para o 5-metil-2-furfuraldeído (5M2FAL), 3 ppm para o 5-hidróximetil-2-furfural (5H2F) e 1 ppm para o 2-álcool furfuril (2FOL) [37, 98, 99].

3.2.18 Cromatografia gasosa/espectrometria de massas (GC/MS)

Esta técnica é a mais adequada quando exige-se uma maior especificidade, ou uma maior sensibilidade que a obtida com a análise HLPC, ou ainda para a identificação de outros compostos de significativa importância para o diagnóstico. O fator limitante da GC/MS está associado ao seu alto custo. Não se tem conhecimento no Brasil, do emprego desta técnica para a avaliação da degradação dos materiais isolantes utilizados em transformadores [18].

3.2.19 Medida da capacitância e do fator de dissipação

A qualidade de um isolante é determinada pela medida de sua perda dielétrica. A isolação de equipamentos usados em sistemas de alta tensão deve ter baixa perda dielétrica. A variação da perda dielétrica com a tensão aplicada fornece a informação sobre qualquer imperfeição na isolação. A perda dielétrica de um isolante pode ser expressa pela equação 3.13 [100].

$$W = \omega C V^2 \tan \delta \quad (3.13)$$

Da equação 3.13 pode-se verificar que a perda dielétrica é diretamente proporcional ao fator de dissipação ($\tan \delta$).

O teor de umidade é um fator importante que afeta as propriedades dielétricas de um material isolante. Qualquer mudança no teor de umidade afetará diretamente as perdas dielétricas. Portanto, pode-se determinar a umidade no material através da medida do fator de dissipação. O fator de dissipação é medido através da Ponte de Schering.

3.3 Técnicas emergentes usadas para a avaliação do SIE

Neste item é feita uma descrição de técnicas atuais que podem ser usadas para avaliar o envelhecimento do sistema de isolamento óleo/papel, através das suas propriedades dielétricas [11].

3.3.1 Medida da tensão de retorno

A medida da tensão de retorno (RMV) tem, como objetivo principal, avaliar o estado da isolamento sólida, principalmente no que diz respeito ao teor de umidade. Isto é devido ao processo de polarização e relaxação dielétrica em estruturas isolantes, que são fortemente influenciados pela presença de moléculas polares, tais como as da água [8, 81, 90, 92, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108].

A aplicação deste método, em transformadores de potência, foi proposto originalmente por cientistas húngaros, e já vem sendo utilizado há vários anos, inclusive fazendo parte de normas técnicas para o controle periódico do isolamento elétrico de transformadores de potência, no sistema elétrico da Hungria. O método consiste na obtenção do espectro de polarização e relaxação da amostra da isolação, como mostrado na figura 3.16, quando esta é submetida a um estímulo elétrico. A medida de parâmetros, tais como tensão e corrente, relacionados aos processos de polarização e relaxação de materiais elétricos, é utilizada como ferramenta de diagnóstico de transformadores de potência [9]. O método da tensão de retorno aplicado a transformadores fornece um espectro obtido

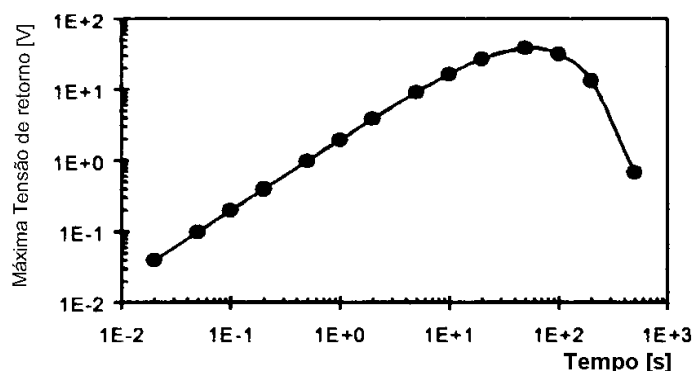


Figura 3.16: Espectro de polarização.

por ciclos. Na figura 3.17, é mostrado o esquema típico do ensaio da tensão de retorno. A medida da tensão de retorno consiste basicamente de três etapas: carga, descarga e medição da tensão de retorno, propriamente dita. Durante o processo de carga, aplica-se uma tensão contínua ao circuito,

durante um intervalo de tempo T_c (tempo de carga). Durante este período, há o carregamento da capacitância (C_g), e a polarização com uma constante de tempo menor do que T_c . Decorrido o intervalo de tempo de carga, o circuito é isolado da fonte, e é estabelecido um curto-circuito em seus terminais, durante um intervalo de tempo T_d (tempo de descarga). Nesta etapa, a capacitância (C_g) é descarregada imediatamente, e a corrente do circuito é fornecida pela descarga dos circuitos de polarização. Do mesmo modo que na etapa anterior, somente os processos de polarização com constantes de tempo menores que T_d irão se descarregar. A terceira e última etapa consiste em medir a tensão de retorno. Passado o tempo T_d , o curto-circuito é retirado e um voltímetro é colocado nos terminais do circuito. Nesse instante, somente os processos de polarização com constantes de tempo compreendidas na faixa $T_c > \text{constante de tempo do circuito de polarização} > T_d$ estarão ativados. Como resultado, a resposta dielétrica do sistema se dá com a descarga das capacitâncias da resistência geométrica (R_g), enquanto que, ao mesmo tempo, ocorre o processo de carga da capacitância geométrica. Desta forma o resultado final se traduz em uma tensão desenvolvida nos terminais do sistema, chamada tensão de retorno, e mostrada na figura 3.16.

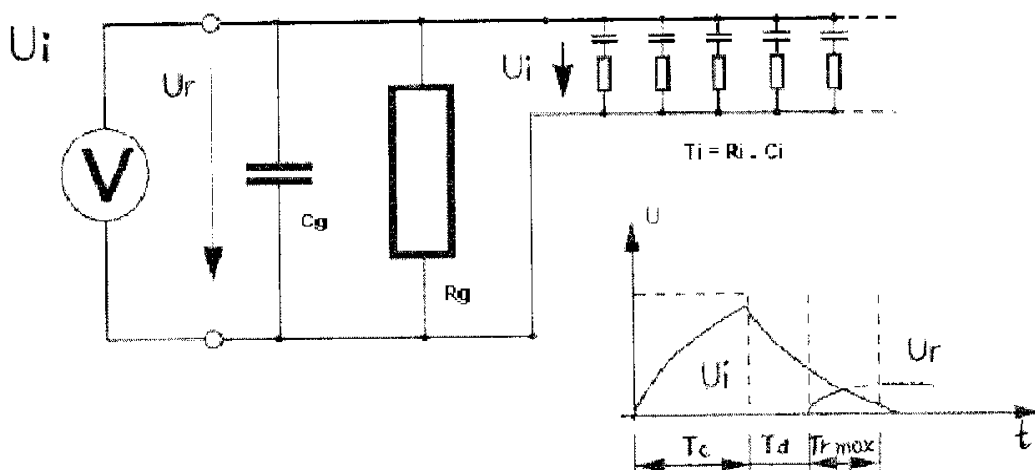


Figura 3.17: Esquema típico para aplicação do ensaio da tensão de retorno.

Com a curva do espectro de polarização, pode-se relacionar o teor de umidade da isolação celulósica com a constante de tempo de carga. Quanto menor o teor de umidade da isolação, mais tempos de aplicação de carga serão necessários, ou seja, constantes de tempo proporcionalmente maiores, até que se atinja o valor máximo da tensão de retorno.

A umidade do sistema papel-óleo, medida pelo método da tensão de retorno, representa basicamente o teor de umidade do papel. Enquanto o teor de umidade no papel mostra o estado de envelhecimento da isolação sólida, o teor de água no óleo é muito mais um indicador da rigidez dielétrica do sistema. Ambos os parâmetros são necessários para uma avaliação representativa da isolação [59].

Segundo Neves e Diogo [9, 59], a técnica da tensão de retorno mostra-se bastante promissora para o acompanhamento do processo de envelhecimento do isolante sólido do transformador, a partir da comparação dos diversos espectros de polarização ao longo de sua vida útil.

Desta forma, pode-se verificar algum tipo de deterioração precoce do equipamento, e definir os seus limites de operação.

O método RVM é mais sensível aos erros devido às falhas de medição, do que outros métodos, e também a sua interpretação tem sido uma fonte de controvérsias. Como é um método que utiliza uma alta impedância de entrada, correntes de dispersão nas buchas podem facilmente distorcer a medida da tensão de retorno [109].

O ensaio de RVM só pode ser executado com o transformador fora de operação, e a duração do ensaio pode chegar a 10 horas (no caso de equipamentos novos e/ou com valores de umidade muito baixos (< 0.5)) [59].

Para uma correta interpretação dos resultados obtidos com o RVM, estes devem ser sempre complementados com outros dados, como o histórico de falhas e/ou de manutenção, outros tipos de ensaios (Cromatografia dos gases dissolvidos no óleo, Resistência da Isolação, etc.), RVM's executados anteriormente, dados de projeto, etc. O resultado do ensaio de RVM, isoladamente, tem um valor restrito [59].

Além da determinação do teor de umidade em transformadores de potência, a técnica de tensão de retorno pode ser empregada para testes de aprovação de transformadores novos e velhos, para a verificação do processo de secagem da isolação sólida, para o diagnóstico do processo de envelhecimento e da vida útil do transformador, e para a avaliação da contaminação dos transformadores por umidade durante processo de manutenção, no qual partes do equipamento ficam expostas em ambientes em que não há um controle ideal de umidade [9, 102, 104].

3.3.2 Polarização e despolarização da corrente (PDC)

A medida da polarização e despolarização de correntes (PDC) [107, 110, 111, 112, 113, 114, 115] é um método novo, simples e direto para estimar a qualidade da isolação elétrica de transformadores de potência. Com este método a resposta dielétrica do sistema óleo-celulose é quantificada no domínio do tempo e, portanto, todos os parâmetros significativos das diferentes partes da isolação podem ser avaliados posteriormente [110].

A isolação dos transformadores consiste de uma série de chapas prensadas, dutos de óleo e espaçadores entre eles, e a forma de onda das correntes de relaxação medidas são dependentes das diferentes propriedades dielétricas do óleo, do material prensado, e da forma geométrica da isolação [110].

O método PDC fornece também o conteúdo de água presente na isolação sólida do transformador, o que permite tomar uma decisão em relação a permanência ou não do equipamento em serviço, ou seja, a medida das correntes de relaxação pode ser proposta como uma ferramenta de diagnóstico, e a sua aplicação no equipamento pode ser feita em seu local de operação [112, 113].

Na figura 3.18, é apresentado um sistema de medida PDC e a forma de onda das correntes de relaxação.

Para a análise PDC, uma tensão contínua de amplitude (U_o) é aplicada entre os terminais de baixa (BT) e alta tensão (AT) do transformador, durante um determinado período de tempo T_p , chamado tempo de polarização. Desta forma, uma corrente de carga, a corrente de polarização (i_{POL}), flui. Esta corrente tem a forma de um pulso no instante da aplicação da tensão, e decresce durante o tempo de polarização, para um valor determinado pela condutividade do sistema de isolação. Decorrida a polarização do sistema, a chave do circuito é mudada de posição, e o dielétrico é curto-circuitado através de um amperímetro. Assim, a corrente de descarga fica negativa e depois gradualmente vai a zero (i_{DEPOL}). Os dois valores da corrente de relaxação (polarização e despolarização) são armazenadas no analisador PDC. Desse modo, o modelo do sistema de isolação do transformador, o qual descreve seu comportamento dielétrico, é parametrizado. Todos os parâmetros deste modelo podem ser simulados e depois determinados, usando as características medidas de amostras de papéis isolantes com um certo teor de umidade, os parâmetros do óleo isolante e a geometria do sistema isolante. A combinação entre as correntes de relaxação medidas e calculadas, para diferen-

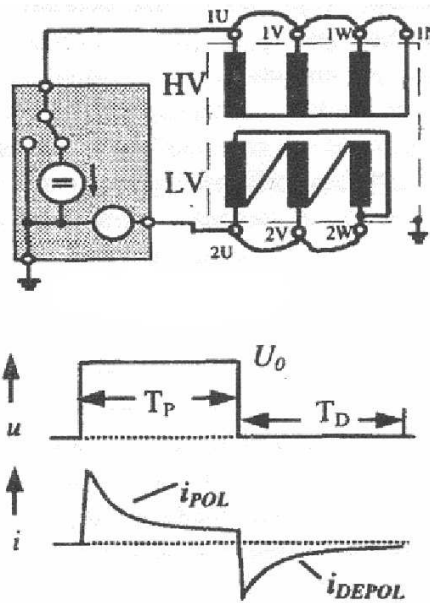


Figura 3.18: Método da polarização e despolarização da corrente.

- a. Sistema de medida das correntes de relaxação
- b. Forma de onda das correntes de relaxação.

tes teores de umidade, fornece o teor de umidade da isolação sólida e a condutividade do óleo [113].

Os resultados de medidas usando o método PDC são apresentados na figura 3.19.

A análise PDC é um método não destrutivo, que fornece uma informação confiável do teor de umidade presente na isolação de transformadores de potência. Além disso, a análise PDC pode também ser empregada para avaliar outros equipamentos, tais como capacitores, máquinas e enrolamentos de máquinas elétricas [113].

3.3.3 Absorção por infravermelho (IR)

Recentemente, a presença de umidade em materiais dielétricos é determinada através do espectro infravermelho da água, pois a sua vibração molecular não depende somente da energia de ligação do hidrogênio, mas também da estrutura de ligação da água [116].

Uma molécula de água possui muitas faixas de absorção na região infravermelha, associada a vários modos vibracionais. A absorção em determinada faixa pode ser usada para determinar o teor de água. As moléculas de água apresentam um expressivo espectro de absorção para $1,94\mu\text{m}$ (comprimento de onda da absorção de água), e quase nenhuma absorção para $1,81\mu\text{m}$ (comprimento

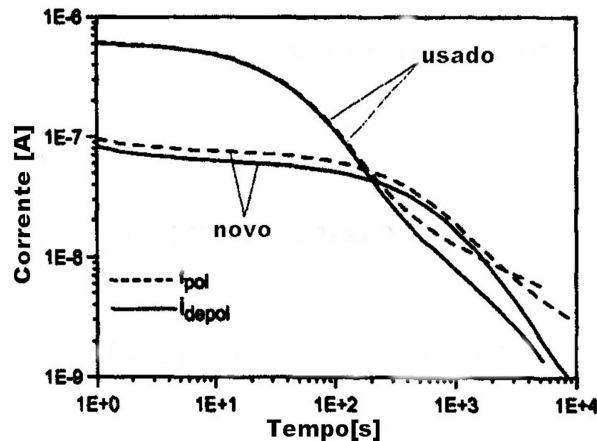


Figura 3.19: Correntes de polarização e despolarização.

de onda de referência). A razão, entre o comprimento de onda de referência e o comprimento de onda da absorção de água (B_r/B_w), é usada para a determinação do teor de água. A técnica de absorção por infravermelho é sensível para detectar mudanças da ordem de 1% (isto é, de 1,9 a 2%) no teor de umidade da isolação sólida. Por ser uma técnica de medida direta da umidade, o seu emprego é promissor [117].

3.3.4 Medida da tangente delta

A tangente delta é uma propriedade do sistema de isolação elétrica, e uma medida das perdas elétricas da isolação [108, 118, 119]. Os valores baixos, mostram a qualidade da isolação, e os súbitos aumentos de valor no tempo são um sinal da deterioração da isolação [54].

Para a medição da tangente delta são usados instrumentos portáteis para uma tensão de teste de 10 a 12 kV. O estresse elétrico, aplicado na isolação durante a aplicação da tensão de ensaio, é muito menor que o da tensão nominal e, apesar disto, tais medidas têm se tornado populares, e efetivamente revelam a deterioração das propriedades dielétricas da isolação [118].

3.3.5 Medida da tangente delta em função da frequência

Este método mede a tangente delta em função da frequência da tensão de ensaio [118, 120]. A tangente delta descreve o espectro da absorção de energia pelo dielétrico. Uma ponte especial foi desenvolvida, para medir a capacitância de isolação para 2 Hz (C2Hz) e 50 Hz (C50Hz) e, com

isso, detectar água na isolação. Uma razão $C2Hz/C50Hz$ maior do que 1,3 indica uma quantidade excessiva de água [118].

3.3.6 Medida da resistência de isolação e do índice de polarização

O ensaio da medição da resistência de isolação é um indicador de contaminação e umidade na isolação do enrolamento de transformadores [119, 121]. A resistência de isolação é a razão entre a tensão aplicada entre o enrolamento de cobre e o terra e a corrente aplicada. Quando uma tensão CC é aplicada, resultarão três componentes da corrente: uma componente na capacitância do enrolamento (corrente de carga), uma corrente de polarização ou absorção, que envolve os mecanismos moleculares na isolação, e uma corrente de fuga sobre a superfície exposta dos condutores e terra [54].

O índice de polarização é uma variação da resistência de CC da isolação. A corrente de carga, ou indiretamente a resistência de isolação, é medida para 15 s (R15) e 60 s (R60), após o enrolamento ser energizado com a tensão CC. A razão entre R60/R15 menor do que 1,3 indica a presença de material muito polarizável, como a água [118].

3.3.7 Método das descargas parciais

A descarga parcial é um fenômeno elétrico que ocorre dentro do transformador, quando a tensão é suficiente para produzir ionização, resultando descargas elétricas entre a isolação e os condutores. São descargas muito pequenas, mas que, progressivamente causam a deterioração da isolação, podendo levar o transformador a uma falha. Cada descarga parcial produz um pulso elétrico [122, 123], um pulso mecânico [123] e ondas de rádio [124].

Várias técnicas são usadas para a detecção das descargas parciais. Pode-se destacar a medição pelo método elétrico, cujo ensaio é feito conforme os procedimentos tradicionais descritos na norma IEC270 - Partial Discharge Tests Techniques. Este ensaio deve ser feito com o transformador energizado à tensão nominal de operação [125].

O outro método, que pode ser citado, é o acústico, cujas medições têm por objetivo detectar e localizar, através de sinais acústicos, atividades de descargas parciais que estejam ocorrendo no material isolante interno do transformador [126]. O ensaio de emissão acústica é realizado com o

transformador energizado, de preferência em condições normais de operação. Também são feitas medições com o transformador desenergizado, para determinar o ruído ambiente [125]. Este método deve ser realizado em laboratório de alta sensibilidade, mas não deve ser usado em ambientes sujeitos a ruídos, embora haja estudos no sentido da eliminação do mesmo [123, 125, 127, 128, 129, 130, 131]. Neste método, sensores são colocados no tanque do transformador, e é feita uma comparação entre os tempos de propagação da descarga dos sensores, estimando o ponto de descarga.

A separação e identificação das características das descargas parciais são uma condição fundamental para a obtenção de um efetivo diagnóstico da isolação, e prevenir avaliações erradas dos efeitos geradores de descargas parciais. Geralmente, a identificação e separação das descargas parciais apresentam soluções complexas, principalmente quando as características relevantes para cada descarga parcial são parcialmente ou totalmente encobertas [132].

3.3.8 Medição da resposta em frequência (FRA) e impedância terminal

A técnica de medição da resposta em frequência tem sido utilizada, a princípio, no auxílio à modelagem do transformador para estudos de transitório, identificação de ressonâncias internas e, mais recentemente, como caracterização do equipamento numa ampla faixa de frequências, e comparada ao longo de sua vida útil.

A aplicação da técnica, em fases distintas ao longo da vida do transformador, é capaz de identificar possíveis alterações geométricas das bobinas causadas por esforços eletromecânicos, devido principalmente aos curto-circuitos.

A medida da resposta em frequência, ou seja, a medida da relação de transformação em frequências distintas de 60 Hz, é realizada aplicando-se um sinal senoidal (entre 5 V e 10 V), com frequência na faixa de 20 Hz a 1 MHz, a um dos enrolamentos do transformador, e mede-se a transferência deste sinal para o outro enrolamento.

A consistência desta medição está na obtenção da relação nominal dos enrolamentos envolvidos, com a aplicação do sinal na frequência próxima a de trabalho (50 a 100 Hz). Este tipo de medição é importante, pois é possível avaliar interações entre surtos no sistema e o equipamento, bem como tornar conhecidos os pontos mais sensíveis do transformador [10].

A medição da impedância terminal do transformador em diversas frequências é feita utilizando-

se uma ponte de medição de impedância com frequência variável. Normalmente, a faixa de frequências está compreendida entre 10 Hz e 1 MHz, com um total de 200 pontos de medição. Os valores de frequências podem ser escolhidos manualmente ou automaticamente, o que dependerá do tipo de ponte a ser utilizada [10].

Dentre as técnicas de diagnóstico de transformadores de potência existentes, as medições da impedância terminal e resposta em frequência têm se mostrado bastante importantes na avaliação do estado geral do equipamento. Por se tratarem de técnicas off-line, elas são realizadas com o transformador fora de operação [10].

3.4 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foram abordadas as técnicas tradicionais e emergentes empregadas para a avaliação do envelhecimento do sistema de isolação elétrica. Das técnicas citadas, a maior parte delas determina o teor de umidade do sistema de isolação dos transformadores de potência. As técnicas empregadas para a estimar teor de umidade da isolação sólida ainda não fornecem o valor exato do teor de água, porque a sua determinação é extremamente difícil quando o transformador está em operação.

Capítulo 4

Avaliação da Vida Útil Através da Análise Furfural

O principal objetivo deste capítulo é apresentar uma revisão da sistemática empregada para a identificação dos transformadores de potência considerados mais envelhecidos, a partir da análise periódica do teor dos compostos furânicos, presentes no óleo isolante. Serão também apresentados, a correlação entre o grau de polimerização do papel e o furfural e o cálculo da perda de vida do transformador.

4.1 Introdução

O gás furano (C_4H_4O) e seus derivados são encontrados dissolvidos no óleo isolante, e são chamados genericamente de furanos. Os furanos, diferentemente dos outros produtos da degradação do papel, como por exemplo, o hidrogênio e dióxido de carbono, são resultantes exclusivamente da quebra das cadeias celulósicas do papel isolante. A produção de furanos é acelerada pela umidade e, como a degradação térmica da celulose também produz umidade, a reação é autocatalítica. Durante o processo de oxidação, determinados furanos também são produzidos, e sua identificação é importante no diagnóstico da condição do papel isolante [133].

O controle da concentração dos furanos, em conjunto com outras análises rotineiras do óleo, permite uma avaliação do processo de envelhecimento do transformador ao longo do tempo, fornecendo diagnósticos confiáveis, relacionados à vida útil restante do transformador.

O envelhecimento do transformador elétrico é determinado pelo envelhecimento da sua isolação

sólida, e a qualidade desta é medida pelo grau de polimerização (GP). Para o papel kraft novo, o GP varia de 1200 a 1500 e, após a secagem no processo de fabricação, o papel isolante de um transformador novo apresentará o GP variando entre 800 e 1000 e 0,5% de umidade [133, 134]. Após um longo período de operação a altas temperaturas, umidade e oxigênio, o papel isolante torna-se quebradiço, muda de cor e o valor do seu GP cai para cerca de 200; sua resistência mecânica fica cerca de 20% da do papel novo e, por esta razão, considera-se que o papel isolante chegou ao fim de sua vida útil [133, 135, 136, 137]. Nesta condição, o papel isolante pode se romper devido a um esforço mecânico, decorrente de um transitório elétrico ou da flutuação de carga [81, 134, 137].

4.2 Análise dos compostos furânicos presentes no óleo

O mecanismo da degradação térmica da celulose é complexo, e produz um grande número de subprodutos. Um destes subprodutos é um açúcar, o levoglucosano (figura 4.1) que, por ser não estável, se degrada, produzindo os compostos furânicos [4, 23, 24, 27, 138, 139].

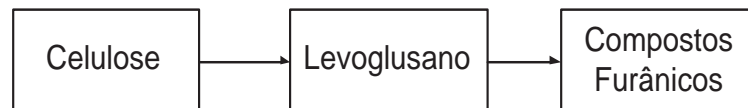


Figura 4.1: Produção de compostos furânicos.

Há seis compostos furânicos que são normalmente produzidos pela degradação térmica da celulose, e são os seguintes: 5 hidroximetil -2 furfural (5H2F); álcool furfurílico ou 2 furfurool (2FOL); furfural ou furfuraldeído ou furaldeído (2FAL); 5 metil-2 furfural (5M2FAL); 2 acetilfurano ou 2 furil-metil-cetona (2ACF); 2 ácido furóico.

Destes compostos, o ácido furóico é praticamente insolúvel no óleo, ou seja, permanece no papel e, por isso, não é considerado no grupo dos compostos furânicos, usados para avaliar o nível de degradação do papel. A baixas temperaturas (20 a 80 °C), os outros compostos furânicos são muito estáveis no óleo [140]. Contudo, a temperaturas iguais ou superiores a 120 °C, há a produção e degradação simultânea dos compostos furânicos [27].

Os compostos furânicos, em relação à oxidação, podem ser colocados em ordem crescente, da seguinte maneira:



Dos cinco compostos mencionados anteriormente, o álcool furfurílico mostrou ser o menos estável devido à sua maior velocidade de oxidação [27, 141].

Como dito anteriormente, a velocidade de produção dos compostos furânicos, devido a degradação do papel isolante, aumenta com a elevação da temperatura. Contudo, os compostos furânicos não têm sido detectados em grandes quantidades, quando os materiais celulósicos são sujeitos a descargas elétricas, provavelmente devido à instabilidade destes compostos a temperaturas muito altas.

A concentração real dos compostos furânicos no óleo, ao longo do tempo, não é influenciada apenas pela sua velocidade de formação e estabilidade, mas também pela forma como ocorre o fenômeno de divisão destes compostos entre o óleo e o papel. Esta divisão é dependente da temperatura e, além disso depende, do grau de aperto das espiras dos enrolamentos revestidos de papel, o que dificulta ou não a propagação dos compostos furânicos do papel para o óleo.

Sans [135] apresenta, em seu artigo, as conclusões de uma ampla pesquisa de campo, quando foram realizados mais de 12000 testes de furanos e comprova, estatisticamente, a relação entre o teor de furfural e o envelhecimento do transformador. Apresenta também uma análise da concentração dos cinco furanos presentes no óleo mineral usado em transformadores. O 2FAL está sempre presente nas amostras de óleo e, é o de maior concentração [95, 133, 135, 139]. Os outros quatro furanos, 5H2F, 2FOL, 2ACF, 5M2F, são encontrados mais raramente, ou seja, estão presentes em menos de 10% dos transformadores testados, sendo chamados de furanos secundários. Apesar de sua escassez, a avaliação da presença dos furanos secundários é muito útil, pois eles podem indicar tipos específicos de problemas em transformadores, e usados como um diagnóstico semelhante aos gases dissolvidos no óleo. São vistos como espécies transitórias pois, se não são encontrados, pode-se considerar que o papel isolante do transformador está envelhecendo normalmente, caso contrário, existe um princípio de falta ou o papel está se degradando anormalmente, devido a um problema de operação do transformador. O 5H2F só é encontrado no estágio inicial da degradação do papel isolante, e a presença do 2FOL pode ser indicativo de uma falta recente [95].

Segundo Stebins [134], com o acompanhamento da taxa da concentração dos compostos furânicos, em condições pré definidas, é possível avaliar o seu efeito nos transformadores em operação,

como mostrado na tabela 4.1.

Efeitos devido a específicos compostos furânicos	
Furano	Efeitos observados
5H2F	Oxidação
2FOL	Alto teor de umidade
2FAL	Sobreaquecimento geral ou Envelhecimento normal
2ACF	Raro, efeitos não totalmente definidos
5M2F	Altas temperaturas

Tabela 4.1: Efeitos relacionados aos compostos furânicos.

Como os furanos são resultantes da degradação da celulose, somente uma pequena quantidade destes gases será absorvida pelo óleo isolante. Segundo Kan [142], após um pequeno período de aquecimento, a concentração de furfural no óleo isolante tende ao equilíbrio, convergindo para cerca de 15% do total produzido. Verifica-se, então, que a reciclagem do óleo isolante não é eficiente na remoção do furanos pois, como a maior quantidade destes está no papel isolante, alguns meses após a reciclagem a concentração de furfural retorna ao equilíbrio [24, 135, 142]. Lundgaard [133] é categórico ao afirmar que a manutenção do óleo isolante não aumenta a vida útil do transformador, a menos que os aceleradores do envelhecimento como a umidade, oxigênio e ácidos sejam removidos do papel isolante. Portanto, a análise da taxa de variação da concentração do 2FAL dissolvido no óleo isolante, ao longo do tempo, é uma técnica importante para a avaliação do processo de envelhecimento do transformador elétrico, pois já foi comprovado que a concentração de furfural aumenta com o envelhecimento normal do transformador, ou no caso da ocorrência de uma falta [95, 135, 139, 143, 144].

4.3 Correlação entre a análise furfural e o grau de polimerização

Durante a degradação do papel isolante, a cisão das cadeias de celulose leva à diminuição do seu grau de polimerização (GP), resultando na diminuição de suas propriedades mecânicas, com a redução da resistência à tração, ao alongamento, à elasticidade, à flexão, etc. dentre outros. Por

outro lado, dá origem à formação de produtos da decomposição da celulose, como a água, monóxido de carbono, dióxido de carbono, compostos furânicos e outros [23, 137].

Para a medida do GP, são necessárias amostras de papel do interior do transformador e, como já comentado, a retirada destas amostras só pode ser feita com o transformador desenergizado, e como a retiradas das amostras representam um risco de danos ao equipamento, recorre-se então à análise da concentração de furfural para estimar a vida útil do papel isolante do transformador de potência.

Vários artigos apresentam modelos matemáticos, que relacionam o teor de furfural dissolvido no óleo isolante com o GP do papel isolante. Basicamente, a correlação entre a concentração de furanos no óleo isolante e o GP deriva dos modelos empíricos de Burton, Vuarchex e Chendong [23, 24, 81, 133, 134, 135, 139, 144, 145, 146, 147]. Amostras significativas de óleo isolante são facilmente obtidas sem a necessidade de desenergizar os transformadores elétricos, conforme os métodos das normas ASTM D923 [148] e IEC 61198. A análise dos compostos furânicos das amostras de óleo pode ser realizada empregando a análise cromatográfica líquida de alto desempenho (HLPC), de acordo com os métodos ASTM D5837 [149] ou IEC 61198 [150]. A maioria dos laboratórios determinam a concentração dos cinco compostos furânicos (2FAL, 5M2F, 5H2F, 2ACF, 2FOL) em partes por bilhão ($\mu\text{g}/\text{kg}$ or $\mu\text{g}/\text{L}$) [134, 135, 149, 150].

A análise da concentração do teor furfural permite a seleção de dois tipos distintos de processo de envelhecimento: prematuro e final de vida. Os equipamentos prematuramente envelhecidos são os que apresentam um processo de envelhecimento superior à sua idade cronológica. Segundo Diogo [92, 151], um equipamento é prematuramente envelhecido, quando o seu teor de furfural indicar que a sua isolação celulósica apresenta uma idade 20% superior a sua idade real (fabricação). Para isso, utiliza-se a curva de correlação laboratorial do furfural x grau de polimerização, elaborada pelo pesquisador inglês P. Burton, mostrada na figura 4.2 [27, 92]. Por exemplo, se um transformador de 18 anos de idade apresenta 2 ppm de furfural no óleo, será considerado prematuramente envelhecido, pois a sua idade esperada será de 24 anos ($\text{GP} = 450$), ou seja, 33% acima da sua idade real.

Não existe um número definido para a verificação da concentração de furanos. Sans, em seu artigo [135], propõe as seguintes considerações relativas ao valor do GP em função do teor de furanos:

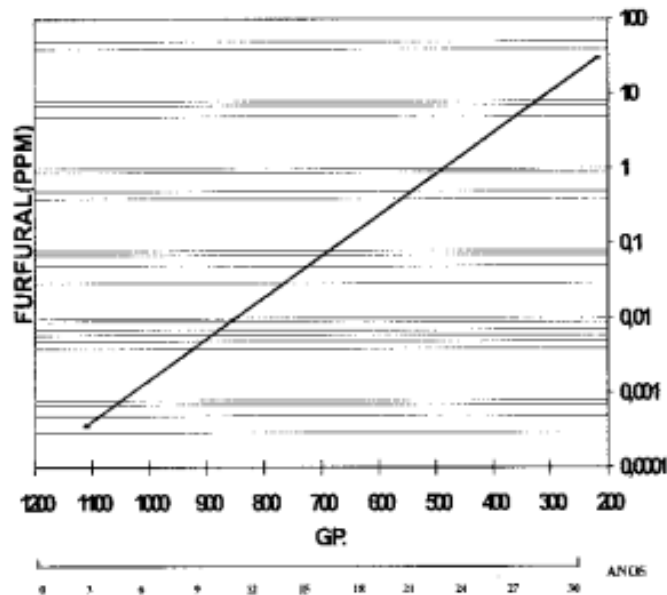


Figura 4.2: Curva de correlação Grau de polimerização x furfural.

- O valor de até 100 ppb de concentração de furanos é típico de equipamento com envelhecimento normal. O grau de polimerização provável está na faixa 1200-444. A variação do grau de polimerização é grande, pois aparentemente a concentração de furanos não varia muito durante 75% da vida útil do transformador. O equipamento deve ser avaliado anualmente.
- De 101 a 250 ppb a concentração de furanos é questionável, necessitando uma avaliação de seis em seis meses. O grau de polimerização está na faixa de 443 a 333.
- De 251 a 1000 ppb de concentração de furanos, o equipamento está evidentemente danificado, e deve ser avaliado de três em três meses. O óleo deverá ser regenerado, e o grau de polimerização está na faixa de 332 a 237.
- De 1001 a 2500 ppb de furanos, a confiabilidade do equipamento é pequena. O intervalo de avaliação da taxa de variação dos furanos deve ser mensal, pois muitas vezes o seu súbito aumento precede a uma falha. A regeneração do óleo poderá ajudar a estender a vida do equipamento, e o grau de polimerização está na faixa de 236 a 217.
- Acima de 2500 ppb de furanos a confiabilidade do transformador é baixa, e recomenda-se que o transformador seja revitalizado ou substituído. Amostras do papel deverão ser retiradas

para que se faça o teste do grau de polimerização, para a verificação da fragilidade do papel como indica a taxa de furanos. O grau de polimerização deverá ter um valor abaixo de 217. O estrago do papel é irreversível. A regeneração do óleo nesta faixa de furanos não é vantajosa, pois o aumento de vida útil obtido é muito pequeno. A regeneração do óleo com o equipamento energizado pode até causar a sua falha, porque o papel está realmente muito frágil. Mas, unidades operando com carga pequena e muito constante podem continuar a funcionar neste estágio, mesmo com o papel velho e quebradiço.

Foi apresentado neste item, um método gráfico e valores estatísticos, para a avaliação do envelhecimento do transformador, correlacionando o valor do GP e do teor de furfural.

4.4 Cálculo do grau de polimerização

A seguir, são relacionadas as equações empregadas para o cálculo do valor do GP do papel, em função do teor de furanos no óleo isolante.

Burton foi o primeiro a apresentar uma equação que relaciona o GP e o teor de furanos (GPFUR), e para isso empregou resultados de ensaios laboratoriais e de sistemas reais [27]. A equação é apresentada a seguir:

$$GPFUR = -243,9 \cdot \log\left(\frac{FUR}{1000}\right) + 853,66 \quad (4.1)$$

Posteriormente, ensaiando o GP de várias amostras de papel isolante, e determinando a concentração de furfural no óleo, Burton chegou a uma nova equação, que foi a primeira a ser apresentada, com o resultado de estudos efetuados em transformadores [27].

$$GPFUR = -187,5 \cdot \log\left(\frac{FUR}{1000}\right) + 467,5 \quad (4.2)$$

A equação de Chendong, para o cálculo do GP em função do teor total de furanos, é apresentada a seguir:

$$GPFUR = -285,71 \cdot \log\left(\frac{FUR}{1000}\right) + 431,43 \quad (4.3)$$

As equações apresentadas a seguir, são uma revisão da equação de Chendong, para o papel kraft comum e o termoestabilizado, segundo Stebbins [134].

- Papel isolante kraft termoestabilizado

$$GPFUR = \frac{\log(FUR) - 4,0355}{-0,002908} \quad (4.4)$$

- Papel isolante kraft comum

$$GPFUR = \frac{\log(2FAL \times 0,88) - 4,51}{-0,0035} \quad (4.5)$$

A seguir, é apresentada a fórmula de Pablo, que também permite correlacionar o teor de furfural e o grau de polimerização [23, 152].

$$GPFUR = \frac{7100}{8,88 + \left(\frac{FUR}{1000}\right)} \quad (4.6)$$

Pahlavanpour [152] modificou a equação 4.6, baseado nas condições de operação do transformador, e admitindo que 20% do papel do enrolamento e a sua camada mais interna degradam duas vezes mais rápido que o restante do papel. A fórmula revisada da equação 4.6 é apresentada a seguir:

$$GPFUR = \frac{800}{\left[0,186 \cdot \left(\frac{FUR}{1000}\right)\right] + 1} \quad (4.7)$$

Pahlavanpour [153] também desenvolveu uma equação relacionando o grau de polimerização x furfural, apresentada a seguir:

$$GPFUR = -217,4 \cdot \log\left(\frac{FUR}{1000}\right) + 978,13 \quad (4.8)$$

A equação 4.9 foi desenvolvida por Shang [24].

$$GPFUR = -285,7 \cdot \log\left(\frac{FUR}{1000}\right) + 431,43 \quad (4.9)$$

4.5 Medida do envelhecimento da celulose

O modelo do envelhecimento do papel isolante pode ser aproximadamente representado pela equação de Ekenstam (equação 4.10), como mostrado por Emsley [154].

$$\frac{1}{GP} - \frac{1}{GP_0} = k \cdot t \quad (4.10)$$

sendo: GP_0 = grau de polimerização inicial.

A constante k é calculada pela relação de Arrhenius (equação 4.11) [154, 155]:

$$k = A e^{-\frac{E}{RT}} \quad (4.11)$$

Emsley verificou através de experimentos que os valores de E e A variam, principalmente, com a umidade do papel isolante e a concentração de oxigênio dissolvido no óleo isolante e, adotando um valor médio de $E = 111$ kJ/mol, determinou os valores do fator pré-exponencial A em função da umidade do papel e da concentração de oxigênio [136, 154]. Mais recentemente, Lundgaard [133] realizou estudos experimentais para estabelecer a influência da temperatura, da umidade e do oxigênio no envelhecimento da celulose, e também chegou a fatores pré-exponenciais semelhantes aos originalmente obtidos por Emsley.

Entretanto, Emsley verificou através de estudos laboratoriais que este modelo falha quando o GP aproxima-se do valor crítico de 200, e que um modelo mais preciso é obtido se, o valor de k não é constante e decresce com o envelhecimento. Para a correção do modelo, Emsley propôs a equação 4.12, dada a seguir [154, 155].

$$\frac{1}{GP} - \frac{1}{GP_0} = \frac{k_{10}}{k_{20}} (1 - e^{-k_{20}t}) \quad (4.12)$$

As constantes k_{10} e k_{20} são calculadas também pela relação de Arrhenius, como segue [154, 155]:

$$k_{10} = A_{fp1} e^{-\frac{E_1}{RT}} \quad (4.13)$$

$$k_{20} = A_{fp2} e^{-\frac{E_2}{RT}} \quad (4.14)$$

Da equação 4.12 pode-se calcular a perda de vida do transformador, como:

$$PV = \frac{\log \left[\frac{1 - \left(\frac{DGP \cdot k_{20}}{k_{10}} \right)}{-k_{20}} \right]}{24 \cdot 365} \quad (4.15)$$

sendo que:

$$DGP = \frac{1}{GP_0} - \frac{1}{GP} \quad (4.16)$$

A perda de vida pode ser calculada, segundo Lundgaard [133] por:

$$PV_L = \frac{\left(\frac{1}{GP_0} - \frac{1}{GP} \right) \cdot \exp \left(\frac{13350}{T+273} \right)}{A_{fp} \cdot 24 \cdot 365} \quad (4.17)$$

Stebbins [134] usa a equação 4.18, para o cálculo da perda de vida, em função do grau de polimerização.

$$PV_S = \frac{\log(GP) - 2,903}{-0,006021} \quad (4.18)$$

Apesar das pesquisas de Emsley e Lundgaard comprovarem em laboratório e em estudos de campo, que as correlações entre GP e vida útil apresentam resultados bastante precisos, observa-se que, na prática, há uma grande dificuldade na obtenção dos parâmetros de suas equações, principalmente o fator pré-exponencial A_{fp} , que varia com a umidade, oxigênio, acidez do óleo e tipo de papel isolante.

4.6 Expectativa inicial de vida

As normas consideram que a perda de vida dos transformadores é função das propriedades mecânicas do papel isolante, que dependem da temperatura e do tempo de operação. A taxa de degradação do papel e a suportabilidade do óleo isolante são também influenciadas significativamente pela

contaminação por umidade, por isso na determinação da vida útil dos transformadores, outras alternativas devem ser consideradas, como o teor de umidade e de oxigênio presentes no sistema de isolamento.

A expectativa inicial de vida útil do transformador pode ser estimada através da tabela 4.2, apresentada por McNutt [1], ou usando os dados da IEEE C57.91-1995/2000 [2] apresentados na tabela 4.3. A IEEE C57.91 [2] apresenta uma estimativa de vida útil em função das características do papel isolante, e McNutt leva em consideração o teor de umidade e oxigênio. A expectativa de vida (EV) dos transformadores também pode ser obtida com os fabricantes destes equipamentos.

Estimativa de vida da isolação		
Porcentagem de água	Teor de oxigênio	EV [horas]
0,5 %	Baixo	158000,00
1,0 %	Baixo	79000,00
2,0 %	Baixo	39500,00
0,5 %	Alto	63200,00
1,0 %	Alto	31600,00
2,0 %	Alto	15800,00

Tabela 4.2: Determinação da estimativa de vida da isolação (GP = 200) [1].

Critério	EV [horas]
50% de resistência à tração da isolação mantida	65000
25% de resistência à tração da isolação mantida	135000
GP = 200	150000
Transformador de distribuição	180000
Temperatura de referência = 110 °C	

Tabela 4.3: Determinação da estimativa de vida da isolação (IEEE C57.91-1995/2000 [2]).

4.7 Conclusões do capítulo

O furfural é gerado, exclusivamente, durante o processo de decomposição do papel isolante e, portanto, a análise e o acompanhamento da taxa de variação da sua concentração no óleo isolante, ao longo do tempo, e em conjunto com outras análises de rotina, permitem a obtenção de diagnósticos aceitáveis e a indicação dos casos mais críticos do processo de envelhecimento do transformador. Além disso, a sua medida é relativamente fácil e de baixo custo e, principalmente, porque a coleta de amostra do óleo isolante pode ser feita com o transformador em operação.

Capítulo 5

Comportamento Térmico dos Transformadores

Neste capítulo, é reavaliada a cláusula 7 da IEEE Standard C57.91-1995/2000 e o seu Anexo G, relacionando as suas limitações e possíveis fontes de erros, que afetam o cálculo das temperaturas internas dos transformadores de potência. Também são abordadas as condições que proporcionam a formação de bolhas de gás nos transformadores, e os modelos já existentes para o cálculo da temperatura que proporciona a formação das bolhas de gás.

5.1 Introdução

A potência nominal de projeto do transformador é determinada considerando, dentre outros parâmetros, uma temperatura ambiente constante e, normalmente, igual à 30 °C. Naturalmente, as condições reais do ambiente onde o transformador está instalado variam e, conseqüentemente, a potência nominal do transformador deve ser corrigida, considerando as variações dos parâmetros de projeto com os valores reais, que se verificam no local da sua instalação. Portanto, para o melhor aproveitamento da capacidade de carga do transformador é de consenso que o seu carregamento deve ser limitado pela sua capacidade térmica e não pela sua potência nominal. Entretanto, para manter o carregamento do transformador no limite de sua capacidade térmica é necessário monitorar as temperaturas de operação do transformador, a temperatura ambiente e controlar, em tempo real, o carregamento elétrico para assegurar a confiabilidade de sua operação e evitar o seu envelhe-

cimento precoce. O carregamento elétrico do transformador, nestas condições, é denominado de carregamento dinâmico do transformador. No carregamento dinâmico do transformador elétrico, a temperatura do ponto quente do enrolamento e a temperatura do topo do óleo devem ser monitoradas para evitar a possibilidade de formação de gases que podem deteriorar a qualidade do óleo isolante, e comprometer a confiabilidade da operação e o envelhecimento precoce do transformador. Como já discutido anteriormente, no capítulo 2, o papel isolante se deteriora rapidamente quando submetido a altas temperaturas, elevado teor de umidade e de oxigênio. Em um transformador elétrico a máxima temperatura de operação da isolação de papel é igual à temperatura do ponto quente do enrolamento.

O IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers [2] prescreve os limites térmicos de operação e as condições que devem ser observadas para o carregamento elétrico do transformador imerso em óleo mineral isolante.

Os transformadores de potência são projetados para operarem em condições de carga pesada, as quais incluem o regime de carga de emergência. Com o aumento da carga, há uma elevação das temperaturas internas do transformador, com a conseqüente redução da sua expectativa de vida útil. A expectativa de vida útil é definida como a vida da isolação do enrolamento do transformador. A isolação sólida do transformador se deteriora em função do tempo e da temperatura [2, 156].

A modelagem dinâmica do comportamento térmico do transformador pode ser considerada como um dos aspectos mais importantes no monitoramento das condições de operação dos transformadores de potência. A comparação entre os valores medidos e os previstos das temperaturas de operação, pode fornecer um panorama das condições do equipamento, bem como indicar possíveis anormalidades. O conhecimento adequado das características térmicas dos transformadores pode permitir uma melhor avaliação de suas condições de operação, reduzindo o risco de falha.

5.2 Fontes de erros e limitações da IEEE C57.91-1995/2000

Existem vários métodos usados para o cálculo das temperaturas internas dos transformadores, mas o método do IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2] é o mais usado [157]. Na cláusula 7 da IEEE Standard C57.91-1995/2000, o comportamento térmico dos transformadores é representado por um modelo de 1ª ordem.

A clausula 7 da IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2] apresenta as seguintes fórmulas para o cálculo das temperaturas internas dos transformadores de potência:

- Aumento da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente

$$\Delta\theta_{T0,U} = \Delta\theta_{T0,R} \left(\frac{K^2 R + 1}{R + 1} \right)^n \quad (5.1)$$

$$\theta_{T0} = (\Delta\theta_{T0,U} - \Delta\theta_{T0,I}) \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{t}{\tau_{TO,R} \cdot f}\right) \right) + \Delta_{TO,I} \quad (5.2)$$

sendo: $\Delta\theta_{T0,U}$ = aumento da temperatura máxima do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, $\Delta\theta_{T0,I}$ = aumento da temperatura inicial do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, $\tau_{TO,R}$ = aumento da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, com carga nominal.

- Aumento da temperatura do ponto quente sobre a temperatura do topo do óleo

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} \cdot K^{2m} \quad (5.3)$$

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,I}) \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{t}{\tau_W}\right) \right) + \theta_{H,I} \quad (5.4)$$

sendo: $\Delta\theta_{H,U}$ = aumento da temperatura máxima do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, com uma determinada carga, $\Delta\theta_{H,R}$ = aumento da temperatura máxima do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, sob carga nominal e determinado tap do transformador, K = razão entre a carga nominal e outro valor qualquer de carga, em pu, $\Delta\theta_H$ = aumento da temperatura do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, $\Delta\theta_{H,I}$ = aumento da temperatura inicial do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, para t (tempo) = 0, τ_W = contante de tempo do enrolamento, $\theta_{H,I}$ = temperatura inicial do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, para t (tempo).

A temperatura do ponto quente e do topo do óleo são calculadas por:

$$\theta_{\text{HST}} = \theta_A + \Delta\theta_{\text{TO}} + \Delta\theta_H \quad (5.5)$$

$$\theta_{\text{TOT}} = \theta_A + \Delta\theta_{\text{TO}} \quad (5.6)$$

sendo: θ_{HST} = temperatura do ponto quente do enrolamento, θ_A = temperatura ambiente média durante o ciclo de carga estudado, $\Delta\theta_{\text{TO}}$ = temperatura do topo do óleo, $\Delta\theta_H$ = aumento da temperatura do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, θ_{TOT} = temperatura do topo do óleo.

O modelo da IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2] é simplificado, pois assume que o perfil da temperatura do óleo dentro do enrolamento aumenta linearmente do fundo ao topo; a diferença entre a temperatura do enrolamento e a temperatura do óleo é constante ao longo do enrolamento; a elevação da temperatura do ponto quente é maior que a elevação de temperatura do condutor no topo do enrolamento; aumento e redução da temperatura do óleo e a temperatura do enrolamento com a mesma constante de tempo, e não é considerada a incidência de radiação solar.

Os valores de m e n usados no cálculo das temperaturas pelo método da IEEE Standard C57.91-1995/2000 são padronizados nas normas, mas é sabido que o emprego de um valor constante para todas as condições de carregamento não é correto, o que deve ser levado em conta quando do cálculo das temperaturas do transformador [157].

O Anexo G da IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2] propõe um algoritmo que, a partir de dados de projeto do transformador, determina a temperatura do ponto quente do enrolamento e a temperatura do topo do óleo. Conhecida a temperatura do ponto quente do enrolamento calcula-se uma estimativa de vida útil remanescente do transformador, através da equação de Arrhenius. Contudo, este modelo apresenta várias limitações devido às dificuldades do modelamento matemático de um fenômeno complexo como o fluxo de calor em um transformador e, principalmente, devido às variações dos parâmetros do modelo térmico do transformador com o seu envelhecimento e às suas reais condições de instalação e operação [158, 159].

A metodologia proposta no Anexo G [2], baseada nas pesquisas de Pierce [158] é limitada e as

principais fontes de erros deste modelo são amplamente discutidas na literatura técnica [158, 159, 156, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167].

Tylavsky e outros [159] destacam que os erros encontrados, quando são comparados os valores calculados e medidos da HST (temperatura do ponto quente do enrolamento) e da TOT (temperatura do topo do óleo) são maiores do que os esperados. Estes erros podem ser causados pela obtenção inadequada de dados, ou porque, na prática muitas variáveis necessárias para o cálculo das temperaturas não são medidas, como a direção e velocidade do vento, a radiação solar, a chuva, a evaporação, tempo nublado, umidade, temperatura do ponto quente, fluxo interno do óleo no transformador, o estado e o tipo de ventilação e até a formulação do modelo térmico do transformador.

O modelo térmico do Anexo G [2] é relativamente simples, e não computa adequadamente o efeito da temperatura ambiente (TA). Para corrigir esta limitação, Lesieutre e outros [162] propuseram a correção do modelo incluindo a TA. Entretanto, na prática, a temperatura ambiente média é apenas estimada, ou muitas vezes medida em locais que não correspondem à real condição de operação do transformador. Dependendo do local escolhido para o monitoramento da TA, são encontrados erros superiores a 10°C nos valores medidos [158]. Este modelo também não avalia o envelhecimento da isolação, resultante de faltas de alta intensidade e curta duração. A falta nos transformadores pode provocar elevações locais e remotas de temperatura, que afetam as propriedades físicas e químicas dos materiais isolantes, reduzindo a sua capacidade de carregamento e a sua vida útil remanescente, bem como o seu desempenho operacional.

Várias metodologias para o modelamento térmico do transformador de potência [159, 156, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 168] se propõem a corrigir as limitações ou os erros da IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2] e do modelo do Anexo G [2], mas estas propostas normalmente resultam em um modelo mais complexo, que demanda um esforço computacional maior, ou a instalação de sensores de temperatura e monitoramento on-line, que podem aumentar consideravelmente o custo de operação do transformador. O monitoramento on-line permite a atualização e a correção, em tempo real, dos parâmetros do modelo térmico do transformador de potência [166], mas, normalmente é medida apenas a temperatura do topo do óleo [160].

Apesar da metodologia de cálculo do Anexo G [2] ser sujeita a erros, como comentado previamente, é o método mais usado e, de acordo com Jardini [157], fornece resultados confiáveis com

transformadores em operação.

5.3 Bolhas de Gás em Transformadores em Operação

A temperatura elevada nos enrolamentos, ou as variações abruptas da carga ou da pressão atmosférica, podem ocasionar a formação de bolhas de gás nos transformadores, aumentando o seu risco de falha. Os três fatores que podem ocasionar a formação de bolhas de gás no transformador, durante a sua operação, são os seguintes [169, 170]:

- supersaturação do óleo com gases dissolvidos no óleo (nitrogênio, oxigênio, dióxido de carbono, monóxido de carbono);
- decomposição térmica da celulose;
- vaporização da umidade absorvida pela isolamento celulósica.

O primeiro fator geralmente ocorre quando um transformador, com um sistema de preservação do óleo com colchão de gás, tem a sua carga subitamente retirada, seguido de um rápido resfriamento. O óleo expande termicamente quando está quente, reduzindo o volume do gás da câmara, gerando gases de alta pressão e um alto teor de gases dissolvidos no óleo. Quando o óleo esfria rapidamente e o seu volume é reduzido, o volume do gás da câmara é subitamente aumentado e a sua pressão é reduzida. Nos dois casos pode ser gerada uma quantidade de bolhas de gás, que podem ocasionar falhas dos transformadores. Além das bolhas de gás no óleo do transformador, tem sido relatada a presença de bolhas na cobertura da isolamento dos condutores, que reduzem a resistência dielétrica dos enrolamentos.

O segundo e o terceiro fatores acontecem na superfície quente do condutor, envolvendo o condutor e a cobertura superior da isolamento celulósica. A existência destes dois mecanismos foi demonstrada em vários artigos, embora seja difícil separá-los em um experimento prático. Entretanto, Rouse registrou casos de bolhas de gás geradas do aquecimento da celulose para valores baixos de temperatura (120-150 °C) e, usando um espectrômetro de massa, as identificou como sendo de vapor de água. Aparentemente, a degradação da celulose, não contribui diretamente para a formação de bolhas de gás para esta faixa de temperatura [169, 170].

A formação da bolha de gás é mostrada esquematicamente na figura 5.1 [169].

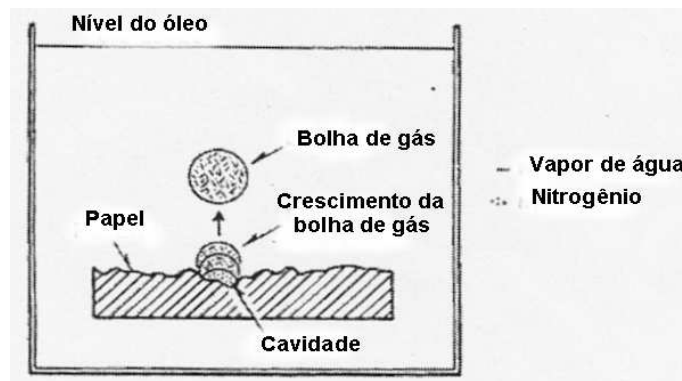


Figura 5.1: Esquema da formação da bolha de gás.

Através do esquema representado na figura 5.1, e supondo que o transformador esteja operando com sobrecarga, tem-se a seguinte situação: No papel isolante existe uma cavidade cheia de vapor de água e gases dissolvidos. Durante a sobrecarga a temperatura do papel e da cavidade aumenta rapidamente, provocando o aumento da cavidade, e ao mesmo tempo a liberação de mais vapor de água pelo papel. Finalmente, a cavidade será grande o suficiente para liberar a bolha de gás. Durante este processo o gás dissolvido no óleo do transformador não se dissipará totalmente dentro da bolha, e apesar disto uma quantidade de gás será encontrada na bolha, mas que não pode ser teoricamente calculada [169].

A identificação da possibilidade da formação da bolha de gás, no interior dos transformadores em operação, não é suficiente para evitar a sua ocorrência. É necessário prever quais as situações específicas que podem levar à formação das bolhas de gás, ou identificar as situações em que pode-se evitar a sua formação [169].

5.4 Mecanismo de formação da bolha de gás

Para a formação e o crescimento da bolha de gás dentro de um líquido, é necessário que a bolha exerça uma pressão em sentido contrário a do líquido ao seu redor. O gás dentro da bolha deve desenvolver uma pressão interna para superar a força de tensão interfacial do líquido, a força gravitacional agindo na coluna de líquido acima da bolha, e a força da pressão atmosférica atuando na superfície do líquido. Destas três forças, a principal força de restrição é a pressão estática na

superfície do líquido. Para transformadores de potência, a pressão estática sobre o líquido é geralmente igual ou superior a 760 mmHg [169].

A lei de Henry estabelece que a concentração C^i de um gás i , dissolvido em um líquido, é proporcional à pressão parcial do gás, P^i , sobre o líquido, ou seja:

$$C^i = K^i \times P^i \quad (5.7)$$

$$K^i \approx \exp\left(\frac{A^i}{T}\right) \quad (5.8)$$

A constante A^i varia de acordo com a combinação gás-líquido, podendo ser algebricamente positiva ou negativa.

A bolha de gás formada em um líquido é resultante do desequilíbrio da pressão, quando todo o sistema sofre uma abrupta variação da temperatura ou da pressão, ou devido a uma mudança local, particularmente uma variação na temperatura. Nestas circunstâncias, a soma das pressões internas parciais dos gases dissolvidos no líquido excede a pressão estática (P^{est}) sobre a superfície do líquido, ou seja:

$$\sum \frac{C^i}{K^i} > P^{est} \quad (5.9)$$

Geralmente, os óleos de transformadores que contêm gases comportam-se como soluções diluídas ideais. Nesta condição, a solubilidade de um gás não depende da presença de qualquer outro gás. Os gases comportam-se coletivamente na formação das bolhas, por isso, com dois gases a equação 5.9 pode ser escrita como:

$$\left(\frac{C^a}{K^a}\right) + \left(\frac{C^b}{K^b}\right) = P^a + P^b \quad (5.10)$$

Na equação 5.10, se K^a e K^b decrescem com o aumento da temperatura, a soma $P^a + P^b$ ultrapassa o valor da pressão estática externa, formando bolhas contendo os dois gases.

Além de serem formadas a partir dos gases dissolvidos no óleo, as bolhas podem resultar das reações químicas ou físicas no interior dos transformadores. A decomposição térmica da celulose,

em um transformador em operação, é um exemplo de reação química que pode aumentar a quantidade de gases no óleo. A não absorção de água proveniente da celulose no sistema de isolamento óleo/papel, também pode aumentar a concentração de gases no óleo e possibilitar a formação das bolhas.

5.5 Modelo da formação de bolhas de gás em transformadores

A região do transformador mais propícia à formação de bolhas de gás é a do condutor de alta tensão. Esta região é mais vulnerável, porque opera sob estresses dielétricos, que podem produzir descargas parciais em meios gasosos. Nas referências [169] e [170], é apresentado um modelo matemático para a formação das bolhas de gás em transformadores em operação. O modelo matemático é baseado no modelo físico do condutor no ponto quente do transformador.

O modelo físico é mostrado na figura 5.2, e é constituído de um condutor enrolado com várias camadas de papel, e o óleo (chamado de óleo local) que impregna o papel, e preenche as lacunas existentes entre as coberturas do papel ou as lacunas entre o papel e o condutor [2, 169].

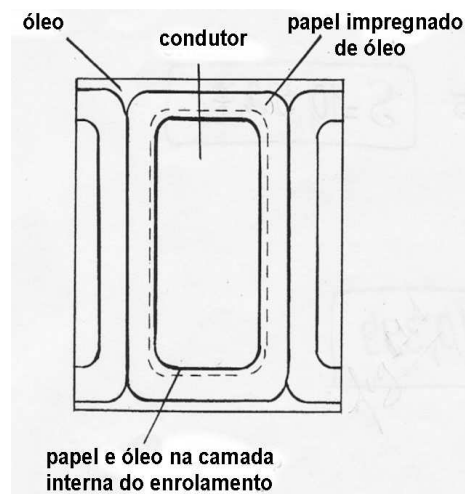


Figura 5.2: Representação do condutor isolado em um transformador.

Para modelar as condições de operação do transformador, as seguintes simplificações foram feitas:

- A cobertura da isolamento sólida é um reservatório infinito de água para o óleo local;

- Durante a variação da temperatura a cobertura externa da isolamento sólida serve como uma barreira para evitar a mudança na concentração de gases ou vapor de água, devido a difusão interna ou externa destes para o óleo do tanque do transformador;
- A temperatura da cobertura interna da isolamento e do óleo local é igual à da superfície do condutor;
- As constantes da Lei de Henry para os gases foram determinadas para a temperatura igual a 80 °C, e depois extrapoladas para valores altos de temperatura;
- As constantes da Lei de Henry para a água foram determinadas para $T = 25 \text{ °C}$, $C = 60 \text{ } \mu\text{g/g}$, $P_v = 23,5 \text{ mmHg}$, $K = 1940 \text{ ppm}$;
- Foi admitido que o vapor de água comporta-se como um gás ideal;
- Os dados da pressão do vapor no equilíbrio para o papel foram determinadas da curva de Piper para o papel Kraft.

A aplicação do modelo da formação de bolhas exige a definição das condições de operação em que o sistema atinge o estado de equilíbrio (carregamento do transformador, temperatura do condutor, teor de umidade da isolamento sólida e pressão da cortina de gás sobre o óleo ou a quantidade de gases dissolvidos no óleo). O comportamento térmico do condutor é calculado usando as equações da IEEE STD C57-1991/2000 [2]. A pressão dos gases ou do vapor de água é determinada pela equação 5.7 e pelas figuras 5.3 e 5.4, para as condições atuais de operação, que pode ser uma variação abrupta de carga ou qualquer outra condição de operação [2, 169, 170].

A seguir, a pressão parcial dos gases é comparada com a pressão estática do óleo, de acordo com a equação 5.9, para a verificação do equilíbrio ou do desequilíbrio da pressão. O desequilíbrio da pressão é que proporcionará a formação de bolhas de gases.

A água, o dióxido de carbono e o monóxido de carbono, são os principais produtos gasosos resultantes da decomposição da celulose. A concentração (C^i) destes gases pode ser calculada por:

$$C^i = \left(\frac{Q}{0,56} \right) \cdot 10^6 = 1,8 \cdot Q \cdot 10^6 \quad (5.11)$$

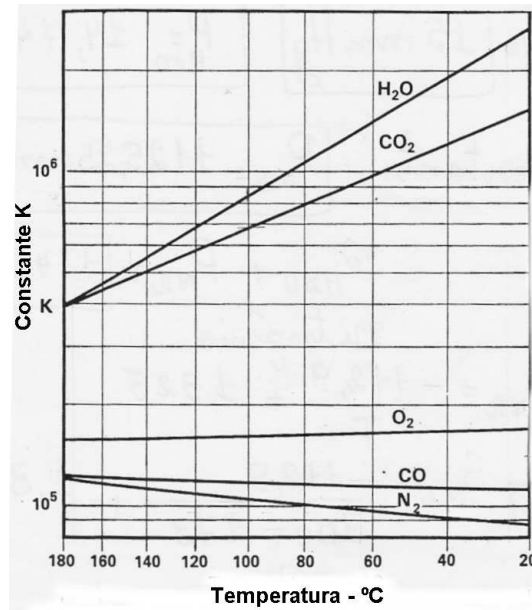


Figura 5.3: Constantes da Lei de Henry para gases dissolvidos no óleo.

No modelo de formação de bolhas [169], foram usadas as taxas de geração dos gases do artigo do Head [170] e, portanto, a quantidade de gás (Q em mol/g de celulose) pode ser calculada por:

$$Q = A_i \cdot \exp\left(\frac{-B_g}{T}\right) t \quad (5.12)$$

sendo que:

- $R_g = 1,987 \text{ cal/mol}^\circ\text{K}$;
- $A_i = A_{CO_2} = 8,04 \cdot 10^8 \text{ mol/g/h}$;
- $A_i = A_{CO} = 1,41 \cdot 10^8 \text{ mol/g/h}$;
- $B_g = 30300 \text{ cal/mol}$, para todos os gases.

Com a equação 5.7 e com os valores de K^i da figura 5.3, pode ser calculada a pressão parcial exercida por cada um dos gases gerados em uma hora, na temperatura do ponto quente [169].

Como não é disponível a taxa de geração da água, Flowers [169, 170] admite que esta seja aproximadamente 4 vezes a taxa de geração do gás CO_2 .

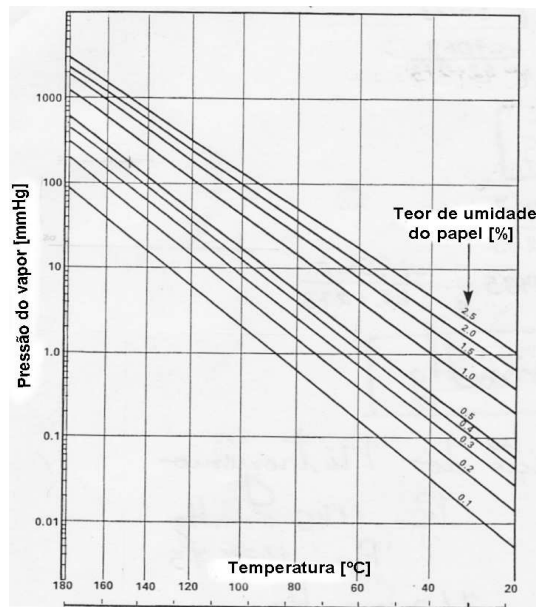


Figura 5.4: Gráfico pressão do vapor de água, teor de água no papel e temperatura.

De acordo com Fessler [170], para o desenvolvimento do modelo apresentado por McNutt [169], foi necessário assumir que a solubilidade da água no óleo para a Lei de Henry, para temperatura maior que 80 °C e pressão do vapor acima de 350 mmHg, fosse extrapolada para 180 °C. Durante a operação do transformador, a pressão do vapor pode atingir 1000 mmHg, e desta maneira não está claro que o comportamento do líquido deve ser igual ao de uma solução dissolvida ideal, e portanto a Lei de Henry não pode ser aplicada em sua forma simples. Além disso, a relação entre a água dissolvida no óleo e a água não absorvida pela celulose foi extrapolada para temperaturas mais altas, a partir do gráfico apresentado por Piper [171]. Tal extrapolação não é justificada, e por fim o teor de umidade devido à decomposição da celulose foi baseado em dados publicados na literatura.

Em seu artigo, Fessler [170] recalculou o fator K_{H_2O} para a água, ou seja:

$$K_{H_2O} = \frac{C_{H_2O}}{p_v} \quad (5.13)$$

O fator K_{H_2O} é dependente da temperatura (T) e é calculado como:

$$K_{H_2O} = A_{H_2O} \cdot \exp\left(\frac{B_{H_2O}}{T}\right) \quad (5.14)$$

sendo que: $A_{H_2O} = 1,506 \cdot 10^6$ ppm, $B_{H_2O} = 1498$ °K.

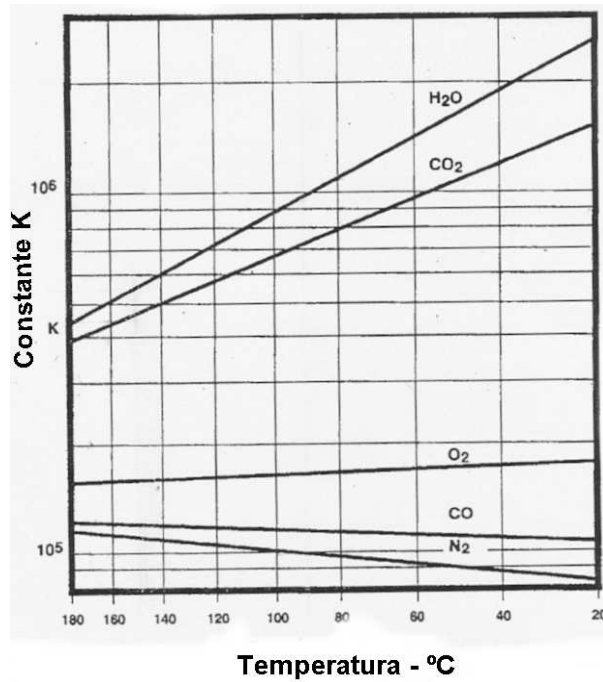


Figura 5.5: Constantes da Lei de Henry para gases dissolvidos no óleo com valores modificados para a água.

Na figura 5.5 é rerepresentada a figura 5.3, empregando os novos valores do fator K_{H_2O} , obtidos a partir da equação 5.14.

A concentração de água no papel em função da temperatura (T) e pressão do vapor de água (p_v) é calculada por [170]:

$$W_p = K_f p_v \quad (5.15)$$

$$K_f = A_f \cdot \exp\left(\frac{B_f}{T}\right) \quad (5.16)$$

Na tabela 5.1 são apresentadas as constantes do equilíbrio água-papel, de acordo com diversos autores.

O novo algoritmo é comparado com o gráfico de Piper, e o resultado apresentado na figura 5.6 [170].

Constantes do equilíbrio água-papel			
Autor	f	A_f	B_f
Piper	0,7016	$1,477 \times 10^7$	4952,6
Houtz	0,781	$6,728 \times 10^7$	6225,5
Ewart	0,6722	$8,086 \times 10^{-7}$	4211,6
Oommen	0,6722	$6,081 \times 10^{-7}$	4430,1
Análise gravimétrica térmica	*	$1,590 \times 10^{-6}$	4982,9
Modelo da bolha	0,6685	$2,173 \times 10^{-7}$	4725,6

Tabela 5.1: Comparação de coeficientes de difusão da umidade.

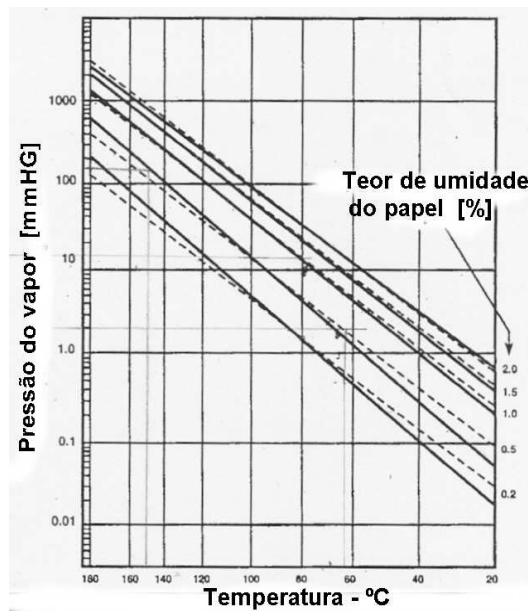


Figura 5.6: Gráfico pressão do vapor de água, teor de água no papel e temperatura.

Linhas sólidas - Extrapolado do Gráfico de Piper

Linhas pontilhadas - Baseado no novo algoritmo

5.6 Temperatura de bolha

No artigo de Oommen [29], é apresentada uma fórmula experimental para o cálculo da temperatura, que propicia a formação de bolhas de gás, nos transformadores com sobrecarga. A equação calcula a temperatura em função do teor de umidade (W_p), da pressão total (p_v) e do teor de gás (g). O 1º termo da equação é derivado da equação apresentada por Feesler [170].

$$T_b = \left[\frac{6996.7}{22,454 + 1,4495 \cdot \ln W_e - \ln p_v} \right] - \left[\exp(0,473 \cdot W_p) \cdot \left(\frac{g}{30} \right)^{1,585} \right] \quad (5.17)$$

Na equação de Feesler [170] há um erro algébrico, como já citado anteriormente no capítulo 3 [64]. Portanto, o 1º termo da equação apresentada por Oommen deve ser corrigido para:

$$T_b = \left[\frac{7069}{22,9499 + 1,4959 \cdot \ln W_e - \ln p_v} \right] \quad (5.18)$$

5.7 Conclusões do capítulo

Foram apresentadas as limitações e fontes de erros mais comuns, que afetam o cálculo da temperatura do ponto quente do enrolamento e do topo do óleo de transformadores. Como a temperatura do ponto quente tem uma enorme influência no envelhecimento do isolamento e, conseqüentemente, na vida útil do equipamento, é fundamental que o seu cálculo seja preciso [158, 172, 160, 161, 173, 157, 162, 168, 174, 175, 176, 177, 178].

Pode-se, a princípio, considerar que a principal fonte de erros do modelo térmico do Anexo G da IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2] é a estimativa da temperatura do topo do óleo, principalmente devido aos erros na aquisição de dados.

De acordo com a bibliografia pesquisada o modelamento da formação de bolhas de gás ainda não está totalmente definido [31, 70, 71, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185], pois está diretamente ligado ao teor de umidade da isolação dos transformadores.

Para as temperaturas elevadas do enrolamento, a umidade residual na isolação do enrolamento pode ocasionar a formação de bolhas de gás, e segundo Jaakkola [186] isto também pode ocorrer quando o teor de umidade excede a 3,5% durante a sobrecarga de um transformador, e portanto,

criando imediatamente uma ameaça à integridade da isolação sólida. A avaliação do teor de umidade na isolação sólida é essencial em qualquer programa de avaliação das condições de operação do transformador, pois é fator decisivo na formação de bolhas de gás nos transformadores em operação. O monitoramento do ponto quente também é fundamental para estabelecer o limite máximo de carregamento para evitar a formação das bolhas de gás.

Capítulo 6

Resultados Experimentais e Discussões

Neste capítulo é proposta uma metodologia para o monitoramento e avaliação da vida útil do transformador de potência. É também proposta uma rotina para a estimativa da umidade do papel isolante e a determinação da temperatura de formação de bolhas de gás.

Estas técnicas constituem as ferramentas mínimas necessárias para a implementação do carregamento dinâmico do transformador de potência.

Como já documentado, a maior precisão, do cálculo da temperatura do ponto quente do enrolamento, é fundamental para aumentar a confiabilidade de operação do transformador com carregamento dinâmico.

Portanto, neste capítulo são também apresentados os resultados e a avaliação do cálculo da temperatura de topo do óleo do transformador, usando redes neurais artificiais e a máquina de vetores suporte baseada em mínimos quadrados (LS-SVM).

Todas as metodologias propostas são fundamentais na avaliação dos resultados experimentais dos modelos estudados, e documentados pela vasta pesquisa bibliográfica realizada neste trabalho.

Finalmente, as metodologias propostas são validadas através de simulações computacionais com dados experimentais ou disponíveis na literatura científica.

6.1 Determinação do grau de polimerização (GP) através do teor de furfural

Como já registrado por Emsley [95] e Lundgaard [133], Stebbins [134] também verificou através de dados experimentais [135], que o papel termicamente estabilizado (Insuldur) produz substancialmente uma menor concentração de furanos que o papel kraft sem tratamento térmico (papel kraft comum). Stebbins foi o primeiro pesquisador que destacou a necessidade de distinguir os modelos matemáticos de $GP = f(FUR)$ (grau de polimerização em função dos furanos) para o papel isolante kraft termoestabilizado e o papel kraft comum. Após a reavaliação de um grande número de ensaios e de trabalhos anteriores, Stebbins confirma a correlação entre o grau de polimerização (GP) e o teor de furfural (FUR) para o papel kraft comum (equação 4.4), originalmente desenvolvida por Chendong, e apresenta uma correlação para o papel kraft termoestabilizado (equação 4.5). A seguir, são apresentados os resultados obtidos da simulação dos modelos desenvolvidos para o cálculo do GP em função do teor de furfural, e a sua aplicação no cálculo da perda de vida dos transformadores.

6.1.1 Determinação do GP para o papel kraft comum e o termoestabilizado

Para calcular e avaliar as correlações para $GP = f(FUR)$, encontradas na literatura técnico científica, foi desenvolvida uma rotina em MATLAB para comparar as diversas propostas com a equação de Lundgaard [133], equação 4.17. Os parâmetros E e R da equação de Lundgaard são os valores adotados pela IEEE Standard C57.91 [2], que resulta no termo $\exp(15000 / (T + 273))$. O coeficiente pré-exponencial (A_{fp}) é determinado pela estimativa de vida de um transformador seco e novo que, conforme o IEEE Standard C57.91, é igual a 150000 horas e, admitindo que o $GP = 200$ corresponde ao fim da vida útil de um transformador.

Os resultados da correlação entre GP e o furfural, em função do tipo de papel, são mostrados a seguir, para o furfural variando entre 100 ppb (menor quantidade de furfural capaz de ser medida) até o valor correspondente a $GP = 200$.

Inicialmente, na figura 6.1 é mostrada a correlação, $GP = f(FUR)$, para o papel termoestabilizado, comparando os modelos desenvolvidos por Stebbins (equação 4.4), Pahlavanpour (equação 4.8) e Burton (equação 4.2).

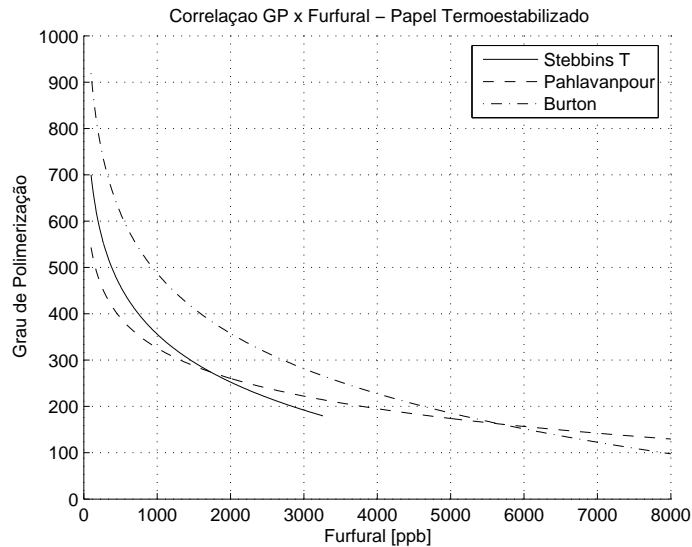


Figura 6.1: Teor de furfural x Grau de polimerização - Papel termoestabilizado.

Na figura 6.2 é mostrada a correlação $GP = f(FUR)$, para o papel Kraft comum, segundo Stebbins e Chendong (equação 4.5), Burton (equação 4.2) e Pablo (equação 4.7). Destaca-se que a equação 4.7 foi corrigida e simulada com o GP inicial igual a 1000.

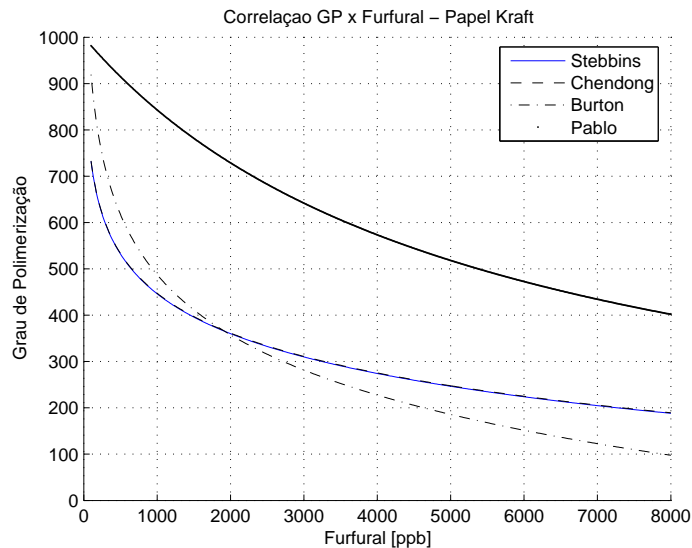


Figura 6.2: Teor de furfural x Grau de polimerização - Papel kraft comum.

A seguir, na figura 6.3, é mostrada a correlação entre o GP e o teor de furfural, usando as equações de Stebbins e Chendong para o papel kraft comum (equação 4.5) e a de Stebbins para o papel termoestabilizado (equação 4.4). Nesta figura, é demonstrada a necessidade de modelos

distintos para cada tipo de papel isolante, pois a produção de furanos é muito mais intensa para o papel kraft comum. Observa-se também, que o modelo de Stebbins, para o papel kraft comum, é uma generalização do modelo proposto por Chendong.

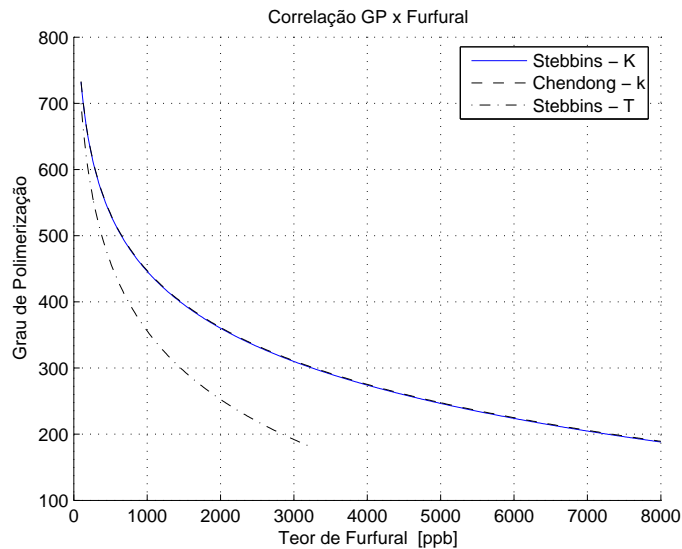


Figura 6.3: Teor de furfural x Grau de polimerização - Stebbins.

6.2 Cálculo da perda de vida dos transformadores

No item anterior, foram comparados os modelos para a estimativa do grau de polimerização, em função do teor de furfural do óleo isolante. A seguir, é comparada a perda de vida estimada pela equação de Stebbins (equação 4.18) com a perda de vida calculada pela equação de Lundgaard (equação 4.17), usando o GP estimado pelos modelos GPFUR, e mostradas nas figuras 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 6.9, 6.10 e 6.11.

A equação de Stebbins (equação 4.18) para o cálculo da perda de vida, é reescrita, para permitir a sua aplicação de forma mais genérica, como mostrada pela equação 6.1.

$$LL\% = \frac{\log \left(\frac{DP_0}{DP} \right)}{\log \left(\frac{DP_0}{DP_f} \right)} \times 100 \quad (6.1)$$

O coeficiente pré-exponencial A_{fp} da equação de Lundgaard (equação 4.17) é determinado admitindo uma expectativa inicial de vida de 150000 horas para um transformador novo (tabela 4.2)

com $GP_0 = 1000$ (grau de polimerização inicial) e $GP_f = 200$ (grau de polimerização final), admitindo ainda o transformador com carga nominal e operando à temperatura nominal de acordo com o tipo de papel isolante. O expoente E/R é adotado como 15000, conforme a IEEE Standard C57.91 [2], e não 13350 como proposto por Lundgaard [133].

As equações de Stebbins, equações 4.5 e 4.4, são reescritas e generalizadas pelas equações 6.2 e 6.3.

- Papel isolante kraft termoestabilizado

$$GPFUR = \frac{4,0355 - \log(FUR)}{0,002908} \quad (6.2)$$

- Papel isolante kraft comum

$$GPFUR = \frac{4,5655 - \log(FUR)}{0,0035} \quad (6.3)$$

6.2.1 Cálculo da perda de vida usando papel kraft comum

Na figura 6.4, é mostrado o gráfico da perda de vida, empregando o valor do GP calculado pela equação de Burton (equação 4.2) e a de Lundgaard (equação 4.17).

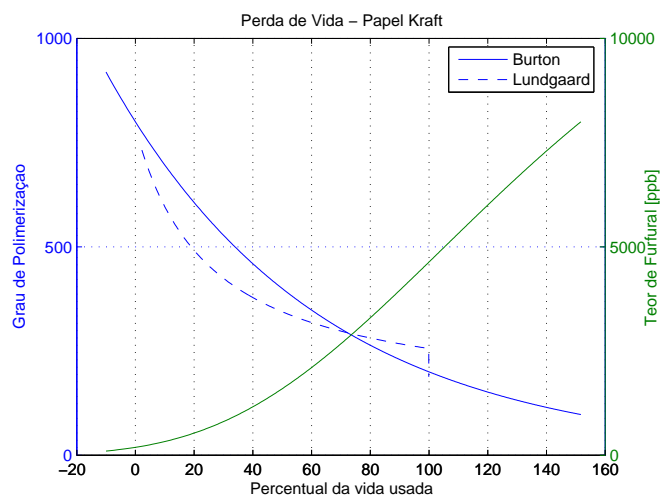


Figura 6.4: Perda de vida - Papel kraft comum - Burton x Lundgaard.

Na figura 6.5, é mostrado o gráfico da perda de vida, empregando o valor do GP calculado pela equação de Pahlavanpour (equação 4.8) e a equação de Lundgaard (equação 4.17).

O resultado da simulação de perda de vida, empregando o valor do GP calculado pela equação de Pablo (equação 4.6) e pela equação de Lundgaard (equação 4.17), é mostrado na figura 6.6.

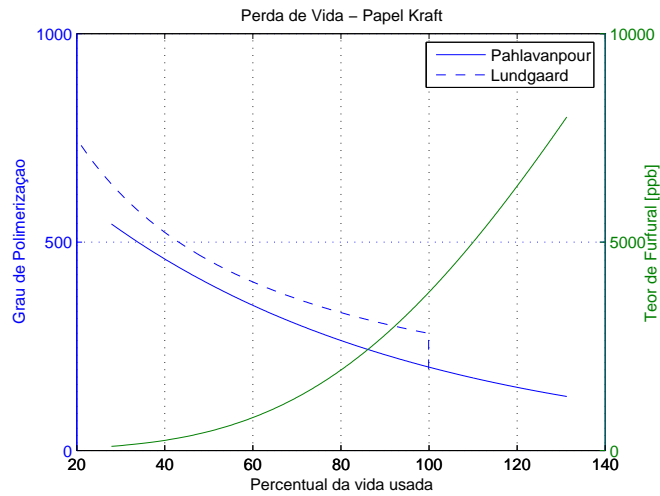


Figura 6.5: Perda de vida - Papel kraft comum - Pahlavanpour x Lundgaard.

Na figura 6.7, é apresentado o gráfico da perda de vida percentual, para o sistema isolante com papel kraft comum, em função do GP do papel isolante calculado pela equação 6.3 (Stebbins) e pela equação 4.17 (Lundgaard).

6.2.2 Cálculo da perda de vida usando papel termoestabilizado

Na figura 6.8, é mostrado o gráfico da perda de vida, empregando o valor do GP calculado pela equação de Burton (equação 4.2) e a de Lundgaard (equação 4.17).

Na figura 6.9, é mostrado o gráfico da perda de vida, empregando o valor do GP calculado pela equação de Pahlavanpour (equação 4.8) e a equação de Lundgaard (equação 4.17).

O resultado da perda de vida empregando o valor do GP calculado pela equação de Pablo (equação 4.6) e pela equação de Lundgaard (equação 4.17), é mostrado na figura 6.10.

Na figura 6.11, é apresentado o gráfico da perda de vida, para o sistema isolante com papel termoestabilizado, em função do GP do papel isolante termoestabilizado calculado pela equação de Stebbins (equação 6.2) e pela equação de Lundgaard (equação 4.17).

Com os resultados das simulações dos modelos $GP = f(FUR)$, pode ser verificada uma diferença no teor de furfural para o papel kraft e o papel termoestabilizado. Para o papel kraft comum o teor de furfural variou de 0 a 8000 ppb, enquanto que, para o papel termoestabilizado, variou de 0 a 3000 ppb, para GP variando de 1000 a 200, nos dois casos. Também pode-se concluir que as

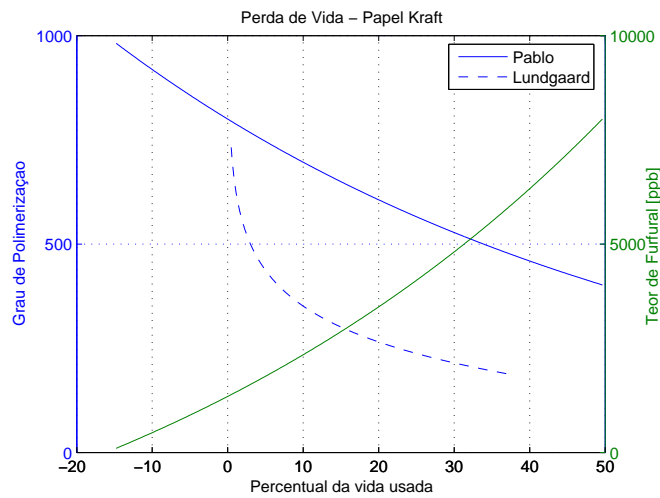


Figura 6.6: Perda de vida - Papel kraft comum - Pablo x Lundgaard.

equações de Stebbins, obtidas de avaliações de campo e laboratório, são as que demonstraram a melhor correlação entre a concentração total de furanos e o grau de polimerização, pois apresentam a melhor correlação com o cálculo da perda de vida empregando a equação de Lundgaard e os parâmetros normatizados pela IEEE Standard C57.91-1995/2000. Stebbins [134] também foi o único a apresentar equações distintas, para o cálculo do grau de polimerização do papel kraft comum e do termoestabilizado, como mostrado no capítulo 4.

É importante destacar que, como demonstram os resultados nas figuras 6.7 e 6.11, os modelos generalizados de Stebbins e de Lundgaard são convergentes para valores de grau de polimerização próximos do fim de vida útil do transformador, o que assegura a confiabilidade necessária para a predição da expectativa de vida do transformador.

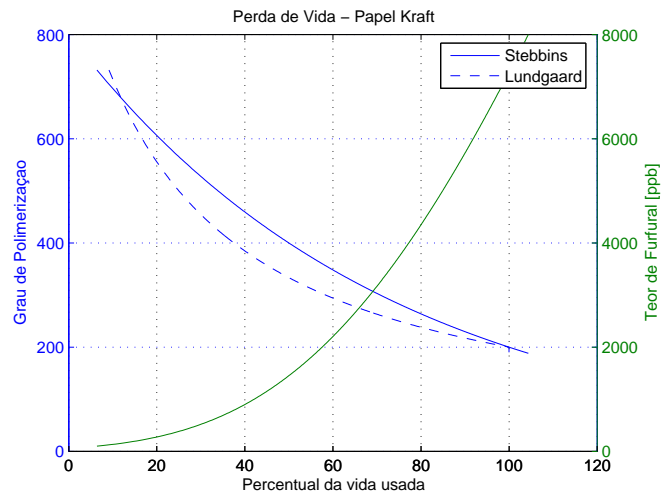


Figura 6.7: Perda de vida - Papel kraft comum - Stebbins x Lundgaard.

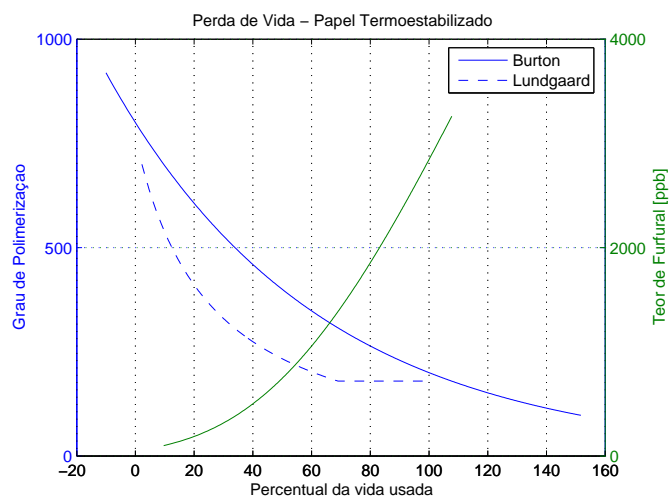


Figura 6.8: Perda de vida - Papel termoestabilizado - Burton x Lundgaard.

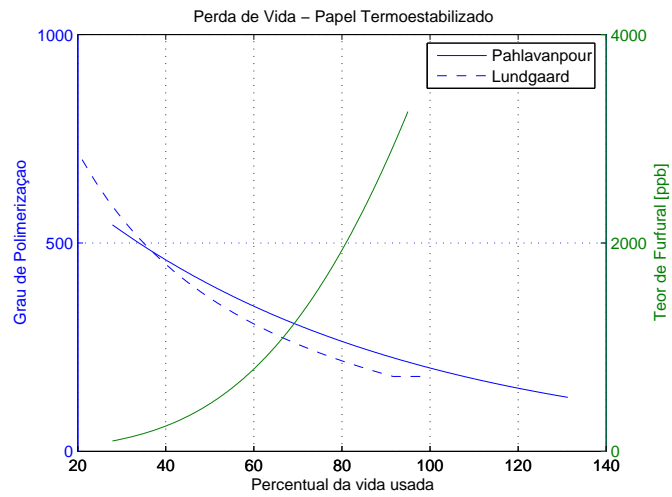


Figura 6.9: Perda de vida - Papel termoestabilizado - Pahlavanpour x Lundgaard.

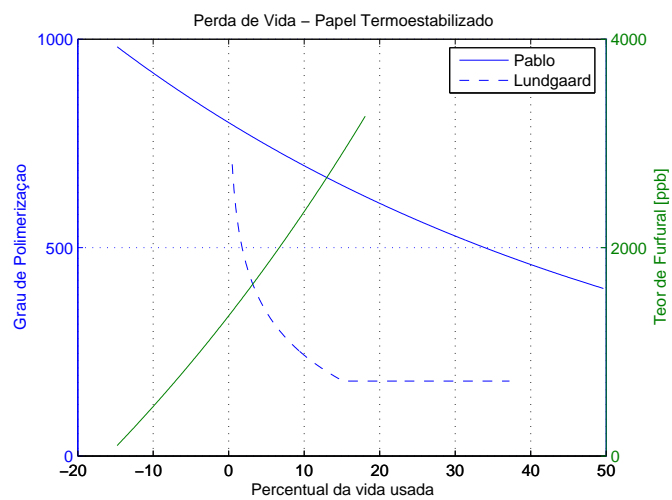


Figura 6.10: Perda de vida - Papel termoestabilizado - Pablo x Lundgaard.

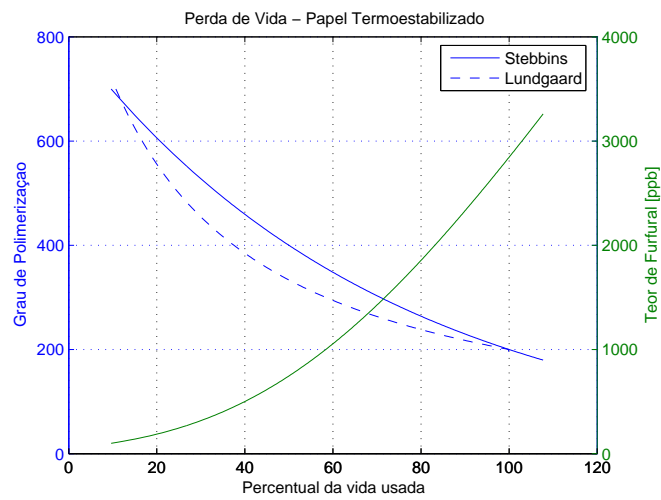


Figura 6.11: Perda de vida - Papel termoestabilizado - Stebbins x Lundgaard.

6.3 Cálculo da temperatura do topo do óleo (TOT)

No capítulo 5, foram apresentadas as limitações e os erros mais comuns dos métodos empregados no cálculo das temperaturas internas do transformador e, por isso, na busca de estimativas mais precisas destas temperaturas, tem aumentado o uso de técnicas baseadas em sistemas inteligentes [187, 188, 189, 172].

As redes neurais artificiais (RNA) são uma alternativa ao modelamento matemático de fenômenos físicos de grande complexidade e dependente de um grande número de variáveis.

Para a obtenção do modelo das RNA é necessário um grande volume de dados para o treinamento da rede. Assim, nesta seção, são avaliadas a estimativa da TOT usando modelos de RNA de aplicação já bem definidas, e será introduzido o uso de redes neurais especiais conhecidas como máquinas de vetores suporte (SVM) e, em particular, o algoritmo desenvolvido recentemente por Suykens [190], conhecido como Least Squares Support Vector Machines (LS-SVM).

A utilização das redes LS-SVM como modelos de regressão não é comum, e a sua aplicação no modelamento térmico do transformador está sendo introduzido por este trabalho, conforme verificado na pesquisa bibliográfica.

Finalmente, é importante observar que será modelada a temperatura do topo do óleo, pois a temperatura do ponto quente é difícil de ser medida, principalmente porque, para um transformador em operação é difícil identificar o ponto do enrolamento onde ocorre a máxima temperatura.

No Apêndice A, são apresentadas as características gerais das Redes Neurais Artificiais e da Máquina de Vetores Suporte baseada em Mínimos Quadrados (LS-SVM), empregadas para estimar a temperatura de topo do óleo do transformador (TOT).

A seguir, são apresentados e analisados os resultados da estimativa da TOT, usando as redes neurais estática (SNN), temporal não recorrente (TPNN), temporal recorrente (RNN), de função de base radial (RFBR), a LS-SVM [191, 192, 193] e o Anexo G da IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2]. A temperatura do ponto quente (HST) também é estimada, empregando a TOT medida e calculada [191, 192, 193].

6.3.1 Dados experimentais

Para a verificação da formulação teórica da estimativa da temperatura do topo do óleo, são usados os dados experimentais de um transformador instalado em uma subestação da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) [194], cujas principais características de projeto são apresentadas na tabela 3.4.

Potência nominal	30/40 MVA
V_p/V_s	138/13,8 kV
Perdas no ferro	17,8 kW
Perdas no cobre	244,9 kW
Tipo de refrigeração	ONAN/ONAF

Tabela 6.1: Características principais do transformador de potência.

Para monitorar e testar o transformador foram instalados, durante a sua construção, oito sensores de temperatura com cabos de fibra ótica. Os sensores foram instalados no topo do enrolamento de BT (2ª camada), no topo do duto do óleo do enrolamento de BT, no topo do enrolamento de BT (3ª camada), no topo do enrolamento de AT, no fundo do tanque no enrolamento de AT, no topo do duto do óleo do enrolamento de AT e no fundo do tanque no enrolamento de BT. Além disso, foram instalados sensores na entrada e saída do radiador, e um sensor de imagem térmica.

É apresentado na figura 6.12, o conjunto de resultados experimentais do transformador, que correspondem aos valores medidos durante 30 dias de operação do transformador.

6.3.2 Cálculo da TOT usando o Anexo G da IEEE Standard

Inicialmente, é calculada a temperatura do topo de óleo (TOT) com o algoritmo do Anexo G [2] e, na figura 6.13, são plotados a TOT calculada pelo Anexo G [2], o valor medido, e o erro de teste. O erro de teste é a diferença entre os valores medidos e estimados das temperaturas.

6.3.3 Influência da TOT no cálculo da HST

A seguir, justificando a necessidade do cálculo mais preciso da TOT, é mostrada a sua influência no cálculo da temperatura do ponto quente (HST). A HST é calculada em cada instante de tempo, com

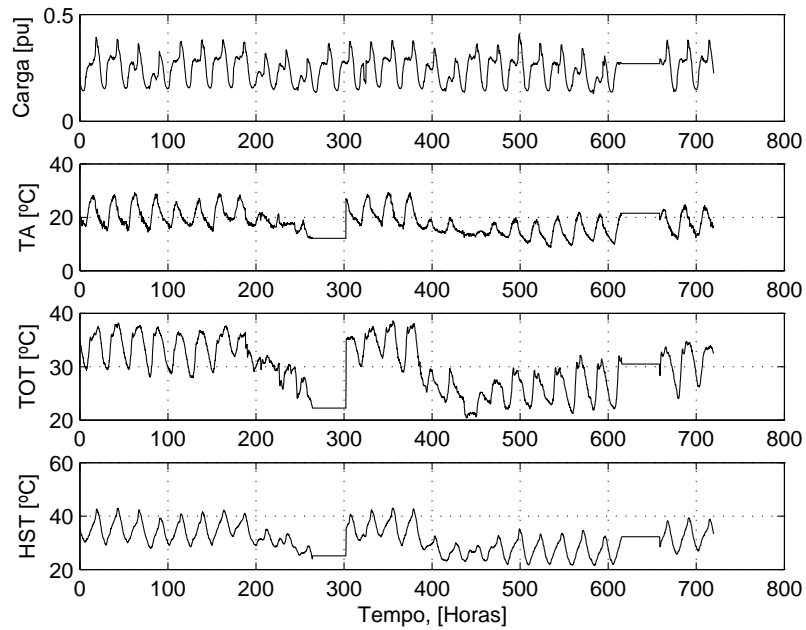


Figura 6.12: Dados Experimentais: Carga [pu], Temperatura Ambiente [°C], Temperatura de topo do óleo [°C], Temperatura do ponto quente [°C].

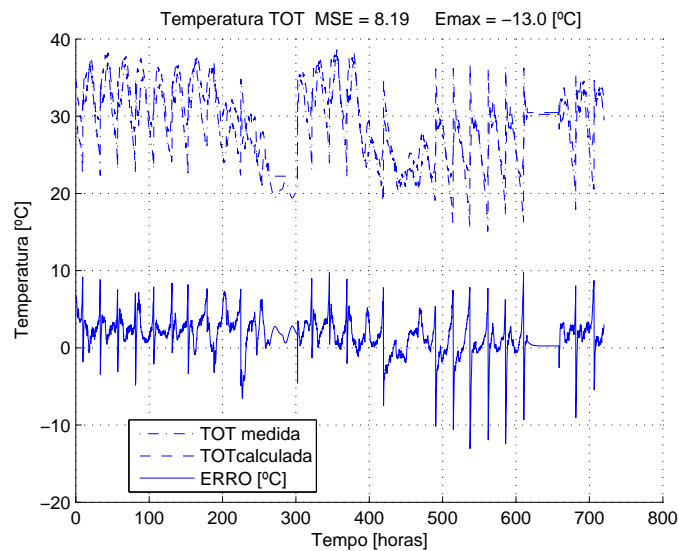


Figura 6.13: Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste usando o Anexo G.

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

Emax = Erro máximo em °C

o algoritmo do Anexo G [2] usando a TOT medida (figura 6.12) e depois com a TOT calculada pelo mesmo algoritmo (Anexo G).

Na figura 6.14, são plotadas a HST medida, estimada e o erro de teste, sendo que a HST é estimada usando a TOT medida. Na figura 6.15, são plotadas a HST medida, estimada e o erro de teste, sendo que neste caso, a HST é estimada com a TOT calculada pelo Anexo G [2].

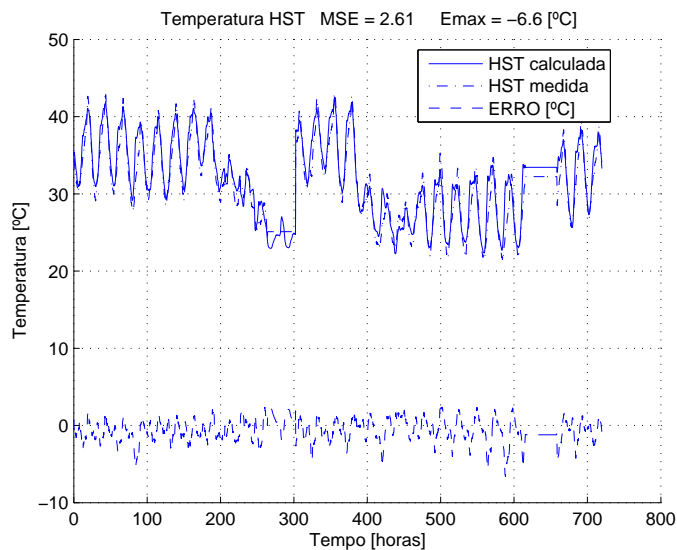


Figura 6.14: Valor medido e estimado da HST e o erro de teste usando a TOT medida.

HST = Temperatura do ponto quente

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

Emax = Erro máximo em °C

Comparando-se resultados mostrados nas figuras 6.14 e 6.15, e resumidos na tabela 6.2, pode-se verificar o aumento do erro na estimativa da HST, quando é usada a TOT calculada. Inicialmente, pode-se concluir que uma estimativa mais precisa da TOT resulta em uma estimativa mais precisa da HST, confirmando a necessidade de novos modelos para a estimativa mais precisa das temperaturas internas dos transformadores.

6.3.4 Cálculo da TOT usando as RNA

As redes neurais artificiais (RNA) estática, dinâmica e radial, usadas para estimar a temperatura do topo do óleo, são apresentadas a seguir.

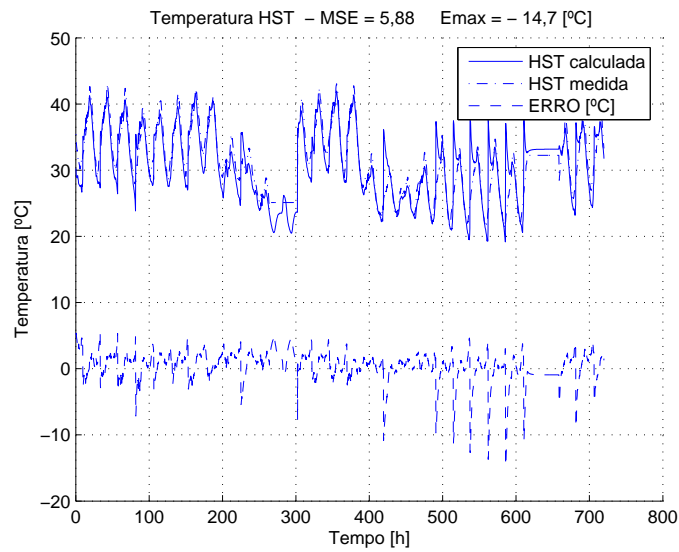


Figura 6.15: Valor medido e estimado da HST e o erro de teste usando a TOT calculada.

HST = Temperatura do ponto quente

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

Emax = Erro máximo em °C

TOT	HST (MSE)	HST (Emax)
Valor calculado (MSE = 8,19)	5,88	-14,70
Valor medido	2,37	-6,10

Tabela 6.2: Influência da TOT no cálculo da HST.

A rede neural estática SNN, é implementada como uma função não linear da seguinte forma:

$$\hat{y}_k = f_{snn}(x_k) \tag{6.4}$$

A rede neural dinâmica temporal pode ser classificada em dois tipos básicos, não recorrente e recorrente, contendo cada um dos grupos diferentes modelos com algumas variantes.

Para modelar as entradas e saídas de uma rede neural temporal não recorrente TPNN, é escrita uma função linear como:

$$\hat{y}_{k+1} = f_{tpnn}(x_k, x_{k-1}, x_{k-2}, \dots, x_{k-d}) \tag{6.5}$$

A rede neural temporal recorrente RNN, pode ser implementada da seguinte forma:

$$\hat{y}_{k+1} = f_{rnn}(x_k, x_{k-1}, x_{k-2}, \dots, x_{k-d}, y_k, y_{k-1}, y_{k-2}, \dots, y_{k-q}) \quad (6.6)$$

A rede de função de base radial (RFBR) é implementada como:

$$\hat{y}_k = f(x_k) = \sum_{j=1}^m w_j \phi(x_k) = \sum_{j=1}^m \phi \left[\frac{\|x_k - \mu_j\|}{\sigma_j} \right] \quad (6.7)$$

As redes SNN, TPNN e RNN implementadas neste trabalho são redes feedforward de duas camadas e com algoritmo de retropropagação. A função de ativação da camada escondida e de saída das RNA é a tangente hiperbólica. O algoritmo usado para o treinamento das redes é o Levenberg-Marquardt, para 100 épocas e limite de erro igual a 0,001. O algoritmo Levenberg-Marquardt foi escolhido porque é o de processamento computacional mais rápido, e o mais estável quando comparado a outros algoritmos de treinamento. Os dados amostrados foram normalizados dentro da faixa [-1 +1], e separados em dois grupos, 40% dos valores iniciais da amostra para treinamento, e 60% dos valores restantes da amostra para teste. Para eliminar o efeito randômico da inicialização arbitrária dos pesos das redes, foram executados 10 processos de treinamento, e foi escolhida a rede que apresentou menor erro de treinamento e de teste. A TOT foi estimada usando rotinas do Neural Toolbox do Matlab [195]. Nas simulações a temperatura ambiente e o carregamento do transformador são os dados de entrada das redes, enquanto que a TOT é a saída.

A rede estática SNN foi treinada com $n_h = 2, \dots, 20$, para a escolha do número adequado de camadas escondidas (n_h). Os números de n_h usados no modelo, são os que apresentaram menor erro de treinamento e de teste no cálculo da TOT.

Com a TPNN, foram testados e comparados os resultados empregando valores diferentes de "delay" na entrada, isto é, $d = 1, 2, 3$, respectivamente. Foi verificado que o MSE decresce razoavelmente, comparado aos obtidos com a rede neural estática. À medida que o valor de d aumenta, o erro de treinamento diminui, mas, há um aumento do erro de teste.

Nas simulações com a RNN, foram usados também valores diferentes de d e q ("delay" na saída), isto é, $d = 1, 2, 3$ e $q = 1, 2, 3$.

A RFBR também foi treinada como recorrente e não recorrente, combinando o $d = 1, 2, 3, 4$ e $q = 1, 2, 3, 4$. O número de camadas escondidas, empregado na RFBR, foi o que apresentou menor

Método	MSE	E _{max}
SNN ($n_h = 2$)	6,62	-6,60
SNN ($n_h = 3$)	6,60	6,90
SNN ($n_h = 4$)	5,34	6,40
SNN ($n_h = 5$)	5,24	6,10
SNN ($n_h = 6$)	5,62	-6,50
TPNN ($n_h = 5, d = 1$)	4,91	6,50
TPNN ($n_h = 4, d = 2$)	4,41	6,30
TPNN ($n_h = 3, d = 3$)	3,87	-7,80
RNN ($n_h = 5, d = 1, q = 1$)	2,76	-4,70
RNN ($n_h = 4, d = 2, q = 2$)	3,58	-5,90
RNN ($n_h = 3, d = 3, q = 3$)	3,64	-5,80
RNN ($n_h = 4, d = 4, q = 4$)	3,83	-5,10
RFBR ($n_h = 19, d = 1, q = 4$)	2,62	4,70
RFBR ($n_h = 20, d = 2, q = 1$)	2,59	5,40
RFBR ($n_h = 28, d = 2, q = 3$)	2,14	-3,90
RFBR ($n_h = 30, d = 3, q = 2$)	2,20	4,20
RFBR ($n_h = 40, d = 3, q = 4$)	2,54	-4,10

Tabela 6.3: Comparação entre os erros MSE e E_{max} da TOT calculada com as RNA.

erro de treinamento e de teste no cálculo da TOT.

Na tabela 6.3, são apresentados, para comparação, os erros MSE (erro médio quadrático) e E_{max} (máxima diferença entre o valor medido e calculado) obtidos com as RNA implementadas.

Na tabela 6.4, são listados os melhores resultados, ou seja, os modelos de menores erros, de cada uma das RNA implementadas, e a seguir, estes resultados são plotados como mostrados nas figuras 6.16, 6.17, 6.18 e 6.19.

Na figura 6.16, são mostrados a TOT estimada pela SNN ($n_h = 5$), o valor medido, e o erro de teste, obtendo-se MSE = 6,12 e E_{max} = 5,2 °C.

Os melhores resultados no treinamento e teste, para a rede TPNN, foram obtidos com $n_h = 3$

Método	MSE	E _{max}
SNN ($n_h = 5$)	5,24	6,10
TPNN ($n_h = 3, d = 3$)	3,87	-7,80
RNN ($n_h = 5, d = 1, q = 1$)	2,76	-4,70
RFBR ($n_h = 28, d = 2, q = 3$)	2,14	-3,90

Tabela 6.4: Comparação entre os melhores resultados da TOT obtidos com as RNA.

e $d = 3$, sendo $MSE = 3,87$ e $E_{max} = -7,8$ °C, e na figura 6.17 são mostradas a TOT estimada e medida, e o erro de teste empregando a TPNN.

Na figura 6.18, é mostrado o melhor resultado da TOT usando a RNN, obtido com $n_h = 5$ e $d = 1, q = 1$.

Na figura 6.19, é apresentado o melhor resultado da TOT empregando a rede RFBR, obtido com $n_h = 28, d = 2$ e $q = 3$.

Comparando os resultados apresentados na tabela 6.4 e pelas figuras 6.16, 6.17, 6.18 e 6.19, verifica-se o melhor desempenho das RFBR em relação às redes SNN, TPNN e RNN.

Na tabela 6.5, são apresentados e comparados os resultados do cálculo da TOT, empregando o Anexo G [2] e o melhor resultado obtido com as RNA.

Método	MSE	E _{max}
Anexo G	8,19	-13,0
RFBR	2,14	-3,90

Tabela 6.5: Comparação entre o melhor resultado da TOT estimada pelas RNA e o Anexo G.

Dos resultados apresentados na tabela 6.5, pode-se verificar que os erros da TOT estimada pela RFBR são menores do que os obtidos com o Anexo G [2].

6.3.5 Cálculo da TOT usando a LS-SVM

A LS-SVM é implementada com as rotinas do LS-SVMlab Toolbox Versão 1.5 [196]. Neste toolbox é empregado um algoritmo de otimização para regular os hiperparâmetros σ e γ do modelo com

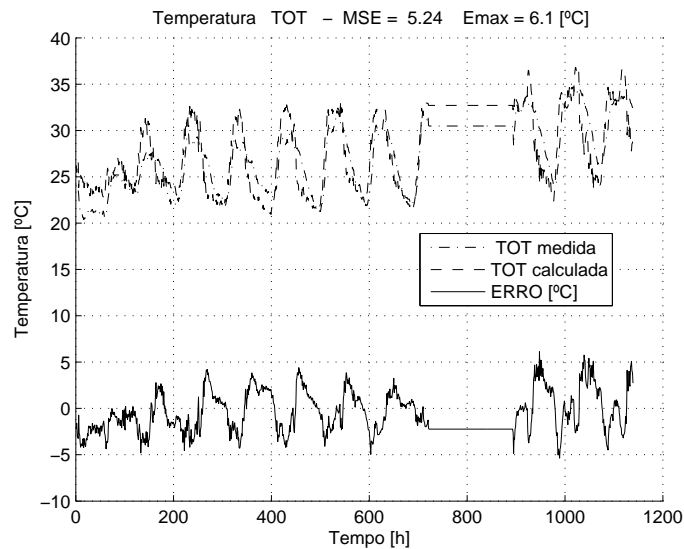


Figura 6.16: Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - rede SNN.

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

Emax = Erro máximo em °C

relação a um determinado desempenho.

O modelo LS-SVM do transformador foi implementado usando a seguinte estratégia:

- Os dados experimentais foram separados em dois grupos, ou seja, 40% dos valores iniciais da amostra para treinamento, e 60% dos valores restantes da amostra para teste.
- Os parâmetros γ e σ do modelo LS-SVM são determinados usando apenas 96 pontos (1 dia de operação do transformador), reduzindo assim o tempo computacional e a possibilidade de "overfitting" da rede.
- Em seguida, o modelo LS-SVM é treinado usando 1152 pontos (12 dias de operação do transformador) mantendo os hiperparâmetros γ e σ , determinados previamente. O modelo LS-SVM recorrente é treinado como uma rede "feedforward" da seguinte forma:

$$\hat{y}_{k+1} = f_{ls-svm}(x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-d}, y_k, y_{k-1}, \dots, y_{k-q}) \quad (6.8)$$

Para calcular uma predição p passos à frente, é usado:

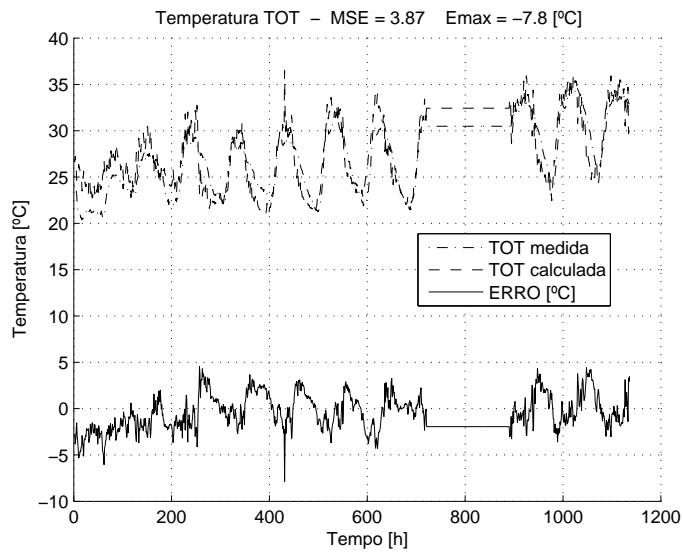


Figura 6.17: Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - rede TPNN.

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

Emax = Erro máximo em °C

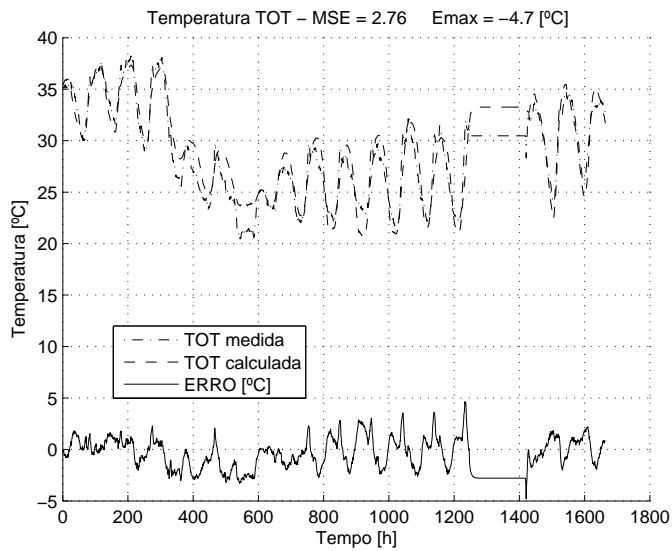


Figura 6.18: Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - rede RNN.

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

Emax = Erro máximo em °C

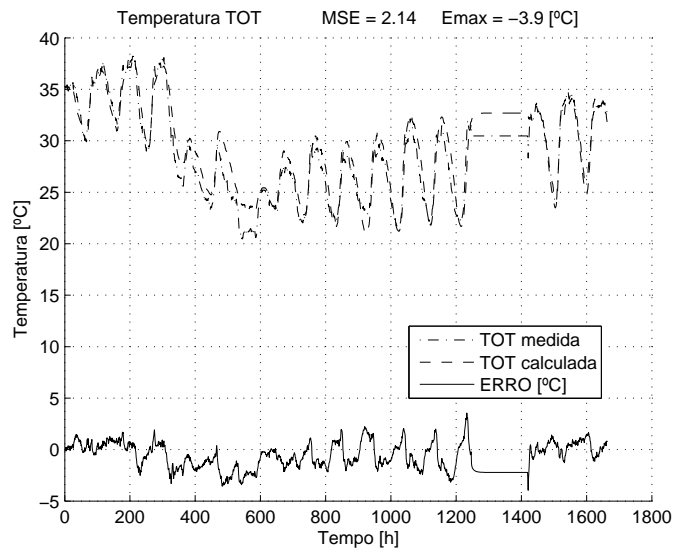


Figura 6.19: Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - rede RFBR.

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

E_{max} = Erro máximo em °C

$$\hat{y}_{k+p} = f_{ls-svm}(x_k, x_{k-1}, \dots, x_{k-d}, \hat{y}_{k+p-1}, \hat{y}_{k+p-2}, \dots, \hat{y}_{k+p-q}) \quad (6.9)$$

e gradualmente são incluídas mais estimativas prévias para a saída \hat{y} , até atingir para p-th amostras a predição \hat{y}_{k+p} , ou seja, para gerar uma predição, a LS-SVM é usada como um modelo recorrente.

Na tabela 6.6, são apresentados os erros MSE e E_{max} da TOT estimada pela LS-SVM, e pode-se verificar que a rede LS-SVM com o melhor desempenho é a LS-SVM recorrente com delay de entrada e saída igual a 4 ($d = q = 4$).

Na figura 6.20, são mostrados a TOT estimada e medida, e o erro de teste usando a LS-SVM recorrente para $d = q = 4$.

Na tabela 6.7, são apresentados e comparados os resultados do cálculo da TOT, empregando o Anexo G [2] e o melhor resultado das RNA e da LS-SVM e, verifica-se que o melhor resultado é obtido com o modelo LS-SVM.

Método	MSE	E _{max}
Temporal LS-SVM (d = 1, q = 0)	5,88	6,90
LS-SVM Recorrente (d = 1, q = 1)	3,52	5,40
LS-SVM Recorrente (d = 1, q = 2)	4,22	-6,90
LS-SVM Recorrente (d = 1, q = 3)	5,85	-7,50
LS-SVM Recorrente (d = 1, q = 4)	3,25	-4,80
LS-SVM Recorrente (d = 1, q = 5)	3,60	5,10
LS-SVM Recorrente (d = 2, q = 1)	4,26	6,10
LS-SVM Recorrente (d = 2, q = 2)	2,83	-5,60
LS-SVM Recorrente (d = 2, q = 3)	2,85	-7,10
LS-SVM Recorrente (d = 2, q = 4)	2,95	-7,50
LS-SVM Recorrente (d = 3, q = 2)	1,98	4,50
LS-SVM Recorrente (d = 3, q = 3)	2,06	-5,20
LS-SVM Recorrente (d = 3, q = 4)	2,03	-5,50
LS-SVM Recorrente (d = 3, q = 5)	2,42	-5,70
LS-SVM Recorrente (d = 4, q = 2)	1,96	4,80
LS-SVM Recorrente (d = 4, q = 4)	1,50	3,80
LS-SVM Recorrente (d = 4, q = 5)	1,69	-4,90

Tabela 6.6: Comparação entre os erros MSE e E_{max} da TOT calculada com os modelos LS-SVM.

6.3.6 Cálculo da HST empregando o valor estimado da TOT pela rede LS-SVM

Na figura 6.21, são mostradas a HST estimada e medida, e o erro de teste. A HST foi calculada com a TOT estimada pela LS-SVM recorrente (d = q = 4) e, na tabela 6.8, são apresentados os erros MSE e E_{max} da HST calculada com a TOT estimada pela LS-SVM, pelo Anexo G e com a TOT medida.

Como já comentado, os resultados mostrados na tabela 6.8 demonstram a influência do cálculo da TOT na estimativa da temperatura do ponto quente. É importante destacar que o resultado obtido

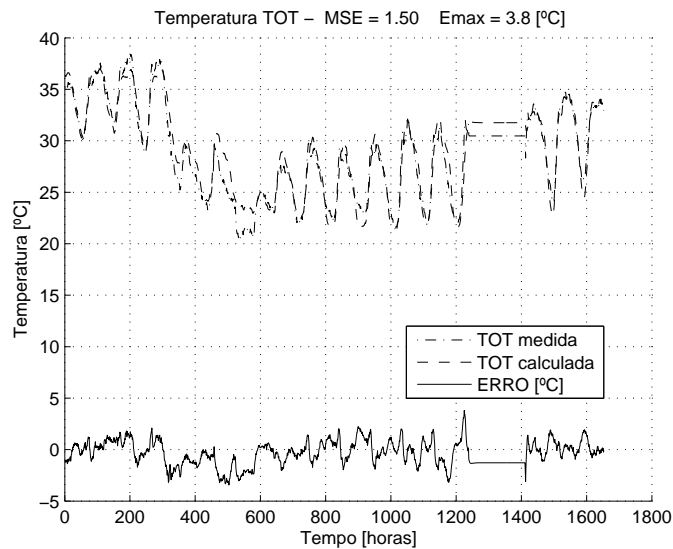


Figura 6.20: Valor medido e estimado da TOT e o erro de teste - LS-SVM recorrente.

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

Emax = Erro máximo em °C

Método	MSE	Emax
Anexo G	8,19	-13,0
RFBR ($n_h = 28$, $d = 2$, $q = 3$)	2,14	-3,90
LS-SVM recorrente ($d = q = 4$)	1,50	3,80

Tabela 6.7: Comparação entre os melhores resultados da TOT estimada pelas RNA e o Anexo G.

com a TOT calculado pelo modelo LS-SVM é muito próximo do obtido com a TOT medida.

6.3.7 Análise dos resultados

O Anexo G da IEEE Standard C57.91-1995/2000 e as redes neurais artificiais SNN, TPNN, RNN, RBFR e a LS-SVM foram empregados para estimar a temperatura do topo do óleo dos transformadores de potência. Dos seis modelos implementados, a rede recorrente LS-SVM é a que apresentou melhores resultados em termos do MSE e Emax. As redes foram implementadas com as rotinas do Neural Toolbox e o LS-SVMLAB Toolbox 1.5, pois o desenvolvimento de novas rotinas de aprendizagem para as redes não é o objetivo principal deste trabalho. Foi verificado que com o "de-

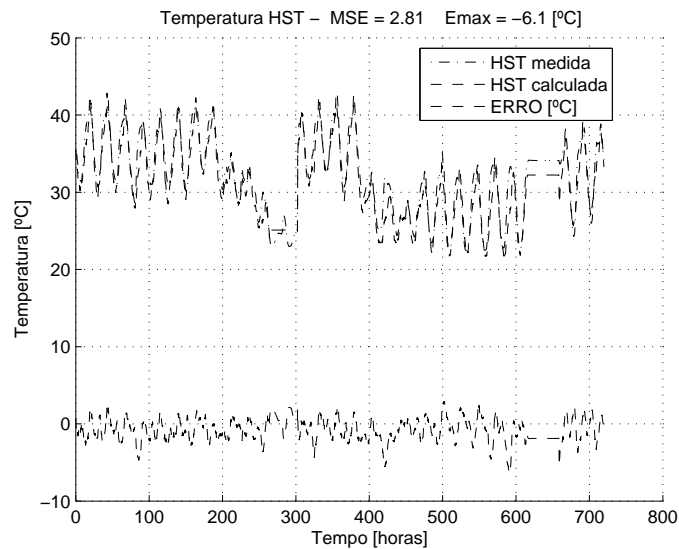


Figura 6.21: Valor medido e estimado da HST e o erro de teste usando o valor calculado da TOT pela LS-SVM.

HST = Temperatura do ponto quente

TOT = Temperatura do topo do óleo

MSE = Erro médio quadrático

Emax = Erro máximo em °C

fault” dos respectivos algoritmos do MATLAB a implementação da LS-SVM é mais fácil do que a implementação das RNA. As redes neurais artificiais demandam mais experiência para o modelamento e treinamento, principalmente para a definição do número de camadas escondidas. Os bons resultados obtidos com a rede recorrente LS-SVM justificam a sua aplicação na estimativa da TOT, ou seja, a rede recorrente LS-SVM pode ser usada como uma importante alternativa às RNA e ao Anexo G para a estimativa da TOT. Também foi demonstrado que, empregando-se um valor mais preciso da TOT, obtém-se um valor mais preciso da HST, pois são reduzidos os principais erros de

Método	MSE	Emax
Anexo G	5,88	-14,7
Medida	2,37	-6,10
LS-SVM recorrente	2,81	-6,10

Tabela 6.8: Comparação entre os erros MSE e Emax da HST em função da TOT estimada e medida.

aquisição de dados necessários à implementação do algoritmo proposto pelo Anexo G.

Pelos resultados mostrados na tabela 6.8, conclui-se que o modelo LS-SVM pode substituir o monitoramento "on-line" da temperatura do topo do óleo, ou empregado como uma ferramenta de diagnóstico do desempenho do transformador.

6.4 Estimativa da vida útil corrigida pela análise furfural

Diante da necessidade de otimizar o uso e a operação dos transformadores e considerando que, como já discutido no capítulo 5, o modelo proposto pelo Anexo G [2] apresenta várias limitações que podem comprometer a precisão desejada na estimativa da temperatura de operação do transformador e da sua vida útil [191, 192, 193], é proposta neste trabalho, uma metodologia que permite a estimativa e avaliação do envelhecimento do transformador [197]. A estimativa da perda de vida é periodicamente reavaliada, através da análise de uma amostra do óleo isolante, para a medida da concentração do teor do furfural.

A seguir, são apresentados a metodologia e os casos estudados para a validação da metodologia proposta.

6.4.1 Método proposto para a estimativa da vida útil do transformador

A metodologia proposta, para a estimativa da vida útil do transformador, é ilustrada pelo fluxograma mostrado na figura 6.22, e pode ser resumida como a seguir:

- Inicialmente, os dados e as principais características do transformador são fornecidos. A expectativa inicial de vida (EV) do transformador pode ser estimada através da tabela 4.2, apresentada por McNutt [1], ou usando os dados da IEEE C57.91-1995/2000 [2] apresentados na tabela 4.3, ou ainda estabelecida por acordos comerciais entre usuários e fabricantes.
- A seguir, uma amostra de óleo do transformador é analisada para a determinação do teor furfural. O valor do grau de polimerização GP_{FUR} é determinado em função do teor de furfural medido, usando as equações 6.2 e 6.3, de acordo com o tipo do papel isolante.
- Através da análise furfural, a expectativa de vida (EV) é corrigida usando a equação 6.10:

$$EV = PV \times \frac{\left(\log \frac{GP_0}{GP_f}\right)}{\left(\log \frac{GP_0}{GP_{Fur}}\right)} \quad (6.10)$$

sendo: GP_0 = grau de polimerização inicial do papel, GP_f = grau de polimerização final do papel e PV = perda de vida.

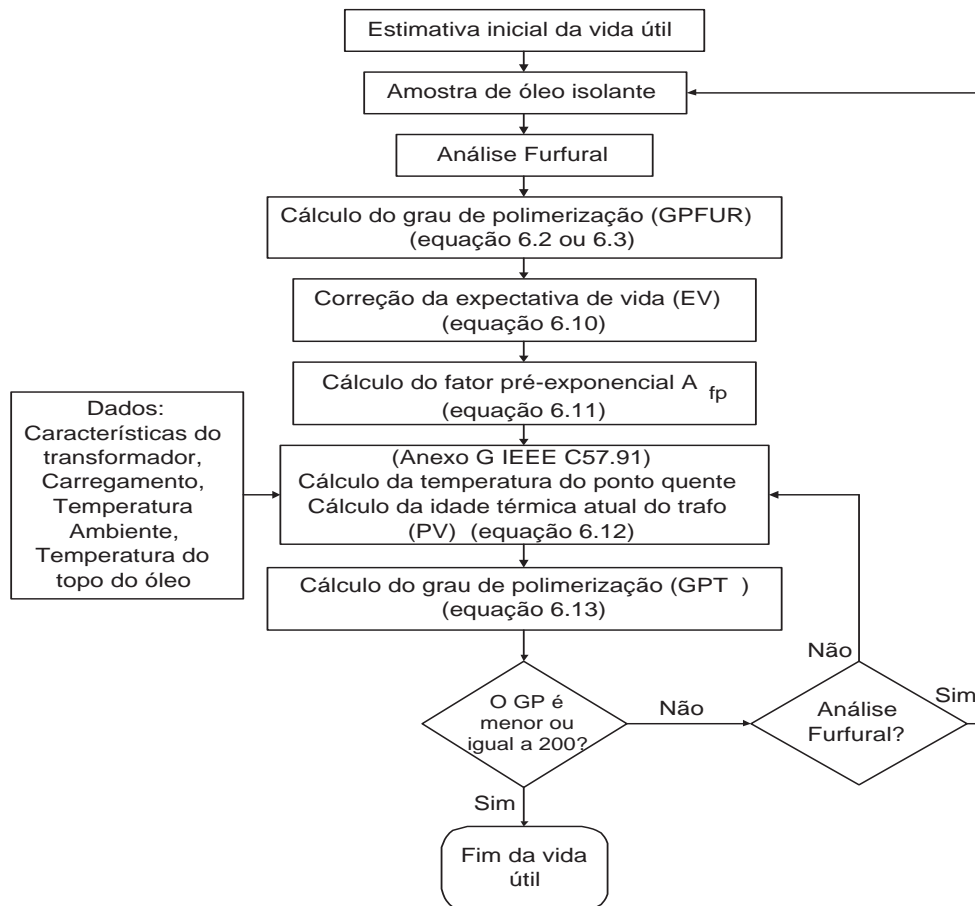


Figura 6.22: Estimativa da vida útil do transformador com a análise furfural.

- Com o valor corrigido da expectativa de vida é determinado o pré-coeficiente exponencial A_{fp} da equação de Lundgaard (equação 4.17), reescrita conforme a equação 6.11.

$$A_{fp} = \frac{\left(\frac{1}{GP_f} - \frac{1}{GP_0}\right) \cdot \exp\left(\frac{15000}{HST_N}\right)}{EV \cdot 24 \cdot 365} \quad (6.11)$$

- Em seguida, é usado o modelo térmico do transformador, proposto no Anexo G da IEEE C57.91 [2] para o cálculo da temperatura do ponto quente do enrolamento (HST) e a idade térmica atual (perda de vida) do transformador, usando a equação 6.12. Como demonstrado na seção 3, deste capítulo, os resultados do modelo térmico do IEEE podem ser melhorados.

$$PV = \frac{\exp\left(\frac{15000}{HST_N+273} - \frac{15000}{HST+273}\right) \cdot DT}{24 \cdot 365} \quad (6.12)$$

sendo: HST = temperatura do ponto quente do enrolamento, HST_N = temperatura nominal do ponto quente do enrolamento e DT = período de tempo.

- Finalmente, a equação de Lundgaard (equação 4.17) é reescrita de forma a permitir a inclusão do cálculo do grau de polimerização no modelo térmico do Anexo G da C57.91 [2], conforme a equação 6.13.

$$GPT = \left(\frac{A_{fp} \cdot \Delta t}{\exp\left(\frac{15000}{HST}\right)} + \frac{1}{GP_{t-\Delta t}} \right)^{-1} \quad (6.13)$$

sendo: Δt = intervalo de tempo.

- Se o grau de polimerização atual GPT é maior do que 200 e, considerando o plano de manutenção, a avaliação do envelhecimento e, principalmente a taxa de envelhecimento do transformador, o monitoramento do envelhecimento do transformador pode ser acompanhado pelo cálculo do GP, ou uma nova amostra de óleo é analisada para a correção da expectativa de vida e do pré-coeficiente exponencial A_{fp} .
- Se o GP atual é igual ou menor que 200, o papel isolante atingiu o fim de sua vida útil, de acordo com a expectativa de vida estimada.

6.4.2 Aplicação da metodologia do cálculo da vida útil do transformador

Para demonstrar o algoritmo desenvolvido para o cálculo da estimativa de vida corrigida pela análise furfural, são usados os dados publicados recentemente por Pradhan e outros [198], que apresenta os resultados experimentais de um transformador monofásico de 5 KVA, 220/5000 V, 50 Hz, submetido a processo de envelhecimento acelerado com um ciclo de carga, como mostrado na figura 6.23.

Este ciclo de carga durante aproximadamente um ano (22 ciclos de 392 horas), produz um envelhecimento equivalente (AAF_e) igual a 29,12 anos, calculado pela equação 6.14 [1, 2].

$$AAF_e = \frac{\sum_i^N AAF_i \Delta t_i}{\sum_i^N \Delta t_i} \quad (6.14)$$

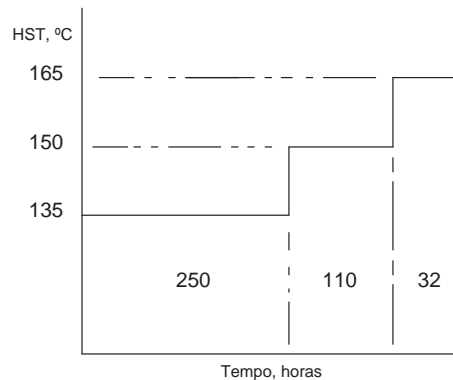


Figura 6.23: Ciclo de carga.

O fator de envelhecimento equivalente AAF_i , para um carregamento variável, é calculado pela equação 6.15.

$$AAF_i = \exp \left(\frac{15000}{273 + HST_N} - \frac{15000}{273 + HST_i} \right) \quad (6.15)$$

Para validação da metodologia proposta, os valores calculados do GP , da expectativa e perda de vida, são calculados e comparados com os valores medidos por Pradhan e outros [198]. As seções a seguir mostram vários estudos de casos simulando a aplicação desta metodologia.

6.4.3 Transformador novo com monitoramento térmico e análise furfural

Nesta simulação o transformador é monitorado termicamente com o Anexo G [2] e com o acompanhamento do teor de furfural do óleo.

Na figura 6.24, é plotada a relação Grau de polimerização x Teor de furanos (GP x FUR), para mostrar a correlação entre grau de polimerização medido (GPM), o grau de polimerização em função do teor de furanos e calculado pela equação 6.2 (GPFUR) e o grau de polimerização atual estimado pela equação 6.13 (GPT), e pode-se destacar a convergência dos cálculos para os valores iniciais do GP e para região mais crítica (GP = 200). Isto também pode ser comprovado na seção 1 deste capítulo, com os resultados das simulações que demonstraram a melhor correlação entre a concentração total de furanos e o GP, e a melhor correlação com o cálculo da perda de vida, empregando a equação de Lundgaard (equação 4.17) e os parâmetros normatizados pela IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2]. É importante observar que, tipicamente, para o transformador

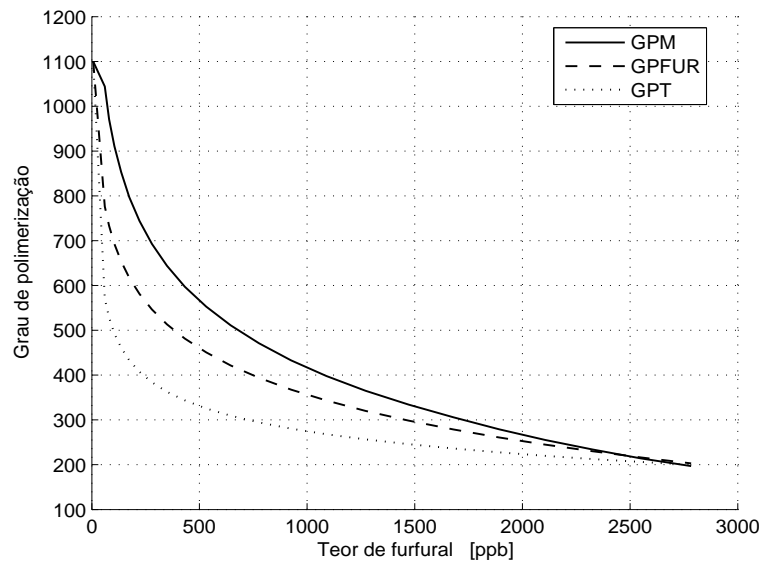


Figura 6.24: Grau de polimerização x Teor de furanos.

GPM = Grau de polimerização medido

GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos

GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

novo (baixo teor de furfural) o grau de polimerização (GP) diminui rapidamente e observa-se uma menor correlação entre o valor de GP estimado pela análise furfural e o calculado pela equação de Lundgaard, nesta faixa.

A relação entre a perda de vida medida (PVM) e a calculada (PVC), a expectativa de vida medida (EVM) e a calculada (EVC) e o teor de furfural no óleo (FUR), é mostrada na figura 6.25. É admitida inicialmente uma expectativa de vida igual a 150000 horas (17,2 anos); de acordo com a IEEE Standard C57.91-1995/2000 [2], mesmo sabendo que a vida útil medida é igual a 29,12 anos. É importante destacar, como mostrado na figura 6.25, que a estimativa de vida calculada (EVC) converge para o mesmo valor da estimativa de vida medida (EVM). Esta convergência demonstra a capacidade de auto correção da metodologia proposta que, a partir da análise do teor de furfural dissolvido no óleo isolante e do acompanhamento do envelhecimento normal do transformador reavalia, periodicamente, a expectativa de vida do equipamento. Esta avaliação também pode ser acompanhada pelos resultados apresentados na tabela 6.9, onde se verifica a convergência dos resultados para a região crítica, correspondente ao final da vida útil do transformador, comprovando que a metodologia proposta pode ser usada com segurança para o monitoramento e a avaliação do

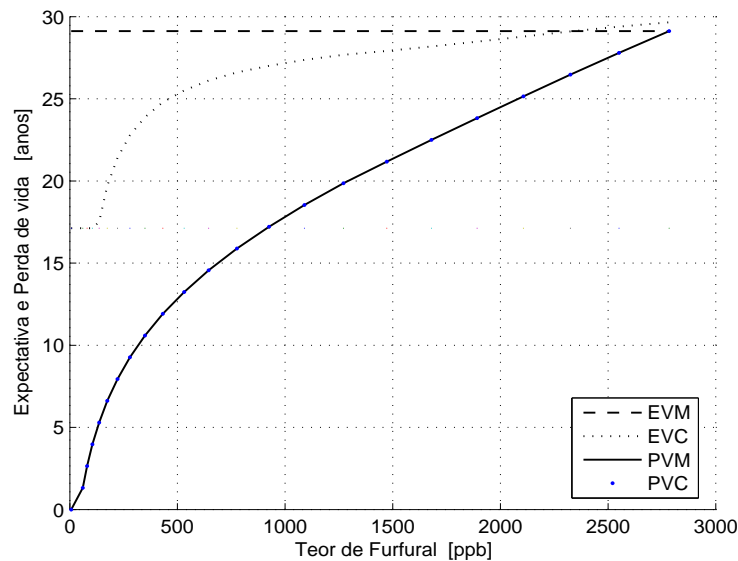


Figura 6.25: Perda de vida x Expectativa de vida.
 EVM = Expectativa de vida medida
 EVC = Expectativa de vida calculada
 PVM = Perda de vida medida
 PVC = Perda de vida calculada

envelhecimento da isolação dos transformadores de potência.

A comparação entre os valores do GP, calculado pelas equações 6.2 e 6.13 e o GP medido, é mostrada na figura 6.26. Pode ser verificada a convergência da metodologia proposta com o resultado do GPT (equação 6.13), calculado em função do fator pré-exponencial A_{fp} .

6.4.4 Transformador usado com monitoramento térmico e a análise furfural

Para simular o início do monitoramento em um transformador já em operação e de idade térmica desconhecida, a metodologia proposta é aplicada a partir do 10º ciclo de operação, ou seja, o transformador já estava com 11,91 anos equivalente de vida.

Na figura 6.27, é plotada a relação Grau de polimerização x Teor de furanos (GP x FUR), para mostrar a correlação entre GP medido (GPM), o GP calculado pela equação 6.2 (GPFUR) e pela equação 6.13 (GPT). Considerando somente a faixa monitorada, observa-se nesta figura o mesmo comportamento já comentado no caso anterior. Entretanto, na figura 6.28, é observada a diferença entre a EV e a PV medida e calculada. Mas, com a ajuda dos resultados, deste caso, mostrados na tabela 6.10, e comparando com os resultados do caso anterior, tabela 6.9, pode-se proceder a uma

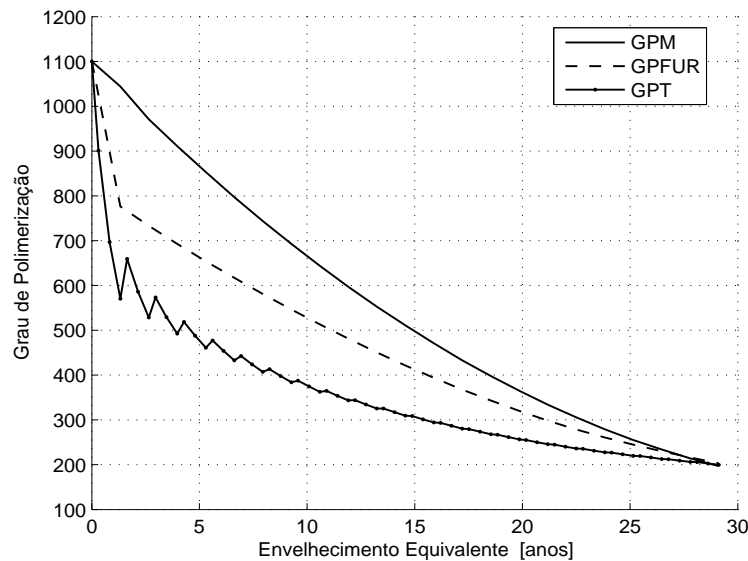


Figura 6.26: Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente.

GPM = Grau de polimerização medido

GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos

GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

análise mais cuidadosa. Observa-se que no início do monitoramento (10° ciclo; PVM = 11,91 anos) a idade equivalente foi estimada com PVC = 8,23 anos e que ao fim da vida útil do transformador a idade calculada é igual a PVC = 25,43 anos. Logo, a aparente diferença (PVM = 29,12 anos) é exatamente igual ao erro cometido inicialmente devido à falta de monitoramento; ou seja, o transformador, efetivamente, operou durante 29,12 anos, pois, $25,43 + (11,91 - 8,23) = 29,12$. Conclui-se então, que a implementação desta metodologia, em um transformador já em operação, não resgata todo o histórico da vida passada do transformador mas, assegura, a partir do início do monitoramento, a mesma confiabilidade que se obtém com o monitoramento desde a instalação do transformador. Este erro na estimativa da idade equivalente do transformador no início do monitoramento, naturalmente se reflete na curva PVM x PVC, como mostrado na figura 6.28.

A relação GP x Envelhecimento, apresentada na figura 6.29, mostra que na metodologia proposta o transformador atingiu o fim de vida útil antes do transformador real [198], proporcionando uma pré-avaliação das condições do transformador, e com isso possam ser estudadas medidas que devem ser tomadas em relação à sua operação.

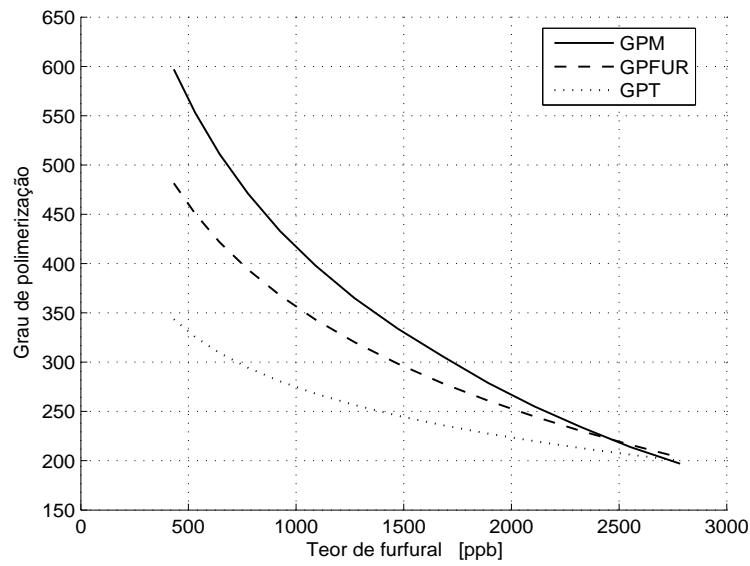


Figura 6.27: Grau de polimerização x Teor de furanos.
 GPM = Grau de polimerização medido
 GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos
 GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

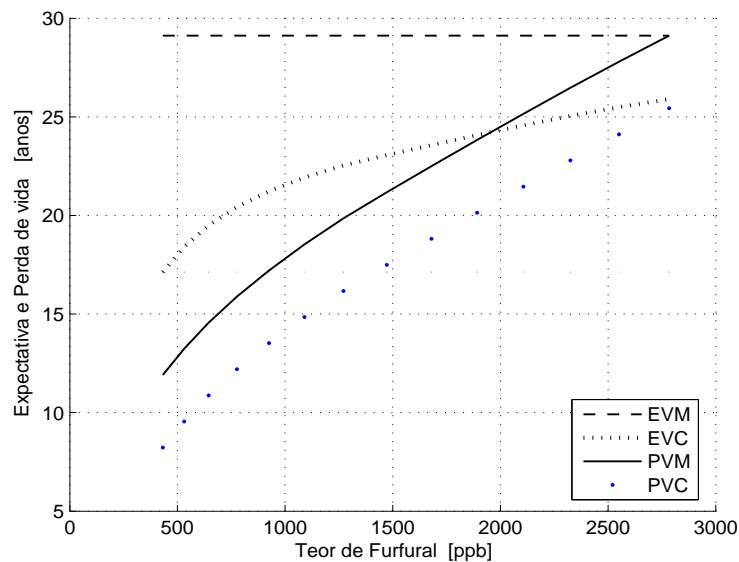


Figura 6.28: Perda de vida x Expectativa de vida.
 EVM = Expectativa de vida medida
 EVC = Expectativa de vida calculada
 PVM = Perda de vida medida
 PVC = Perda de vida calculada

Dados experimentais [193]		Dados calculados (metodologia proposta)						
FUR [ppb]	GPM	GPFUR (eq. 7.2)	GPT (eq. 7.13)	PVC [anos]	EVC [anos]	EVC-PVC [anos]	EVM - PVM [anos]	PV [%]
	1100	1100	1100	0	17,12	17,12	29,12	0
60	1044	776	570	1,32	17,12	15,8	27,80	20,27
80	971	733	528	2,65	17,12	14,48	26,47	23,58
105	911	692	492	3,97	17,12	13,15	25,15	26,89
136	853	654	461	5,29	17,51	12,22	23,82	30,23
174	797	617	433	6,62	19,70	13,08	22,50	33,59
221,6	744	581	407	7,94	21,40	13,46	21,18	37,10
279,5	693	546	384	9,26	22,78	13,51	19,85	40,67
349,5	644	513	362	10,59	23,88	13,29	18,53	44,34
432	597	481	343	11,91	24,79	12,88	17,21	48,04
531	553	450	325	13,24	25,51	12,27	15,88	51,89
645	511	421	3093	14,56	26,11	11,55	14,56	55,76
776	471	394	294	15,88	26,60	10,72	13,24	59,70
925	433	368	281	17,21	27,01	9,80	11,91	63,71
1090	398	343	268	18,53	27,36	8,83	10,59	67,72
1271	365	320	256	19,85	27,67	7,82	9,26	71,74
1472	334	298	246	21,18	27,91	6,73	7,94	75,87
1680	306	278	236	22,502	28,181	5,68	6,62	79,85
1892	279	261	227	23,82	28,47	4,65	5,29	83,67
2107	255	245	220	25,14	28,78	3,63	3,97	87,37
2325	234	230	213	26,47	29,10	2,63	2,65	90,97
2551	214	216	206	27,79	29,38	1,59	1,32	94,58
2784	197	203	199	29,12	29,65	0,53	1,7764e-014	98,21

Tabela 6.9: Dados Experimentais x Dados Calculados.

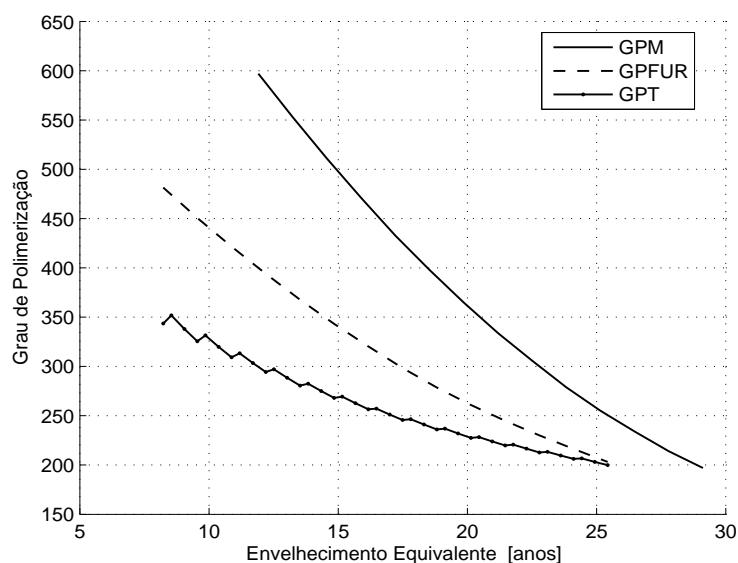


Figura 6.29: Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente.
 GPM = Grau de polimerização medido
 GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos
 GPT = Grau de polimerização atual e estimado pela metodologia proposta

Dados experimentais [193]		Dados calculados (metodologia proposta)						
Fur [ppb]	GPM	GPC (eq7.2)	GPC (eq7.13)	PVC [anos]	EVC [anos]	EVC-PVC [anos]	EVM-PVM [anos]	PV [%]
432	597	481	343	8,23	24,80	8,90	17,21	48,04
531	553	450	325	9,55	18,40	8,85	15,88	51,89
645	511	421	309	10,87	19,50	8,63	14,56	55,76
776	471	394	294	12,20	20,43	8,23	13,24	59,70
925	433	367	280	13,52	21,22	7,70	11,91	63,71
1090	398	343	268	14,84	21,92	7,08	10,59	67,72
1271	365	320	256	16,17	22,54	6,37	9,27	71,74
1472	334	298	246	17,49	23,06	5,56	7,94	75,87
1680	306	279	236	18,82	23,56	4,75	6,62	79,85
1892	279	261	227	20,14	24,07	3,93	5,29	83,67
2107	255	245	220	21,46	24,56	3,10	3,97	87,37
2325	234	230	213	22,79	25,05	2,26	2,65	90,97
2551	214	216	206	24,11	25,49	1,38	1,32	94,59
2784	197	203	200	25,43	25,90	0,46	0,00	98,21

Tabela 6.10: Dados Experimentais x Dados Calculados.

6.4.5 Transformador usado com o início da análise furfural após o início do monitoramento térmico

Neste estudo de caso, é simulado um transformador já em operação, e submetido ao monitoramento térmico (Anexo G) desde a sua instalação, e que em um determinado momento, neste caso no 10º ciclo, é iniciada também a análise furfural.

Na figura 6.30, é mostrada a variação do GP, e verifica-se o ponto de início da análise furfural no cálculo do GP. Neste caso, verifica-se também, que os valores do GPT, GPM e GPFUR convergem no final da vida útil útil do transformador. Como inicialmente não é feita a análise furfural, o GPFUR, naturalmente, permanece constante e igual a 1100, mas pode-se observar a variação de GPT, calculado pela (equação 6.13) em função do tempo de operação e da HST. Após o início da análise furfural, o GPFUR é corrigido em função do teor furfural medido, e pode-se perceber também a correção do GPT e da EVC, devido à correção do fator pré-exponencial A_{fp} . Com os resultados mostrados na tabela 6.11, observa-se a correção do GPT que, antes do início da análise furfural, já era igual a 286,86 e, após a entrada da análise furfural, é corrigido para 343,51. Neste caso, diferentemente da simulação da seção anterior, como o envelhecimento do transformador é normal e é termicamente monitorado desde a sua instalação, os resultados da simulação após o início da análise furfural são iguais ao primeiro caso estudado. Com o estudo deste caso, é demonstrado que, sem a análise do teor de furfural dissolvido no óleo isolante, a expectativa de vida inicial não seria corrigida e o monitoramento térmico indicaria, precocemente, o fim da vida útil do transformador com apenas 17,12 anos de idade equivalente.

6.4.6 Transformador usado com monitoramento térmico e aumento do intervalo da análise furfural

Neste caso, é simulado que o transformador é submetido ao monitoramento térmico e à análise furfural, mas, com um intervalo maior entre as análises do teor de furfural.

Na figura 6.33, é mostrada a influência do aumento do intervalo de tempo entre as análises do furfural no cálculo do GP. À medida que a análise furfural é feita, as curvas de GP vão se ajustando. Mas, o GPFUR não atinge o valor 200 no mesmo instante que o GPM e o GPT, mostrando novamente a influência da análise furfural na metodologia proposta. Apesar do GPFur ser ajustado em todos os intervalos da análise furfural, o seu valor é um pouco maior no ponto crítico, em relação

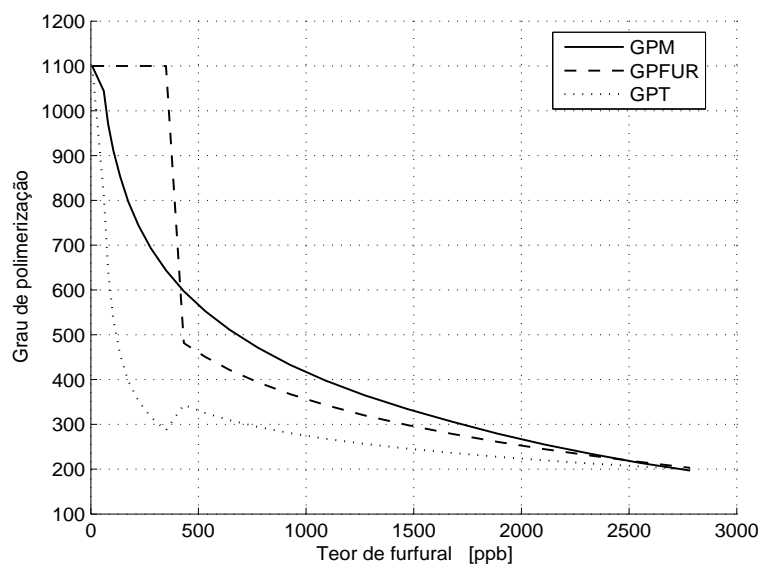


Figura 6.30: Grau de polimerização x Teor de furanos.
 GPM = Grau de polimerização medido
 GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos
 GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

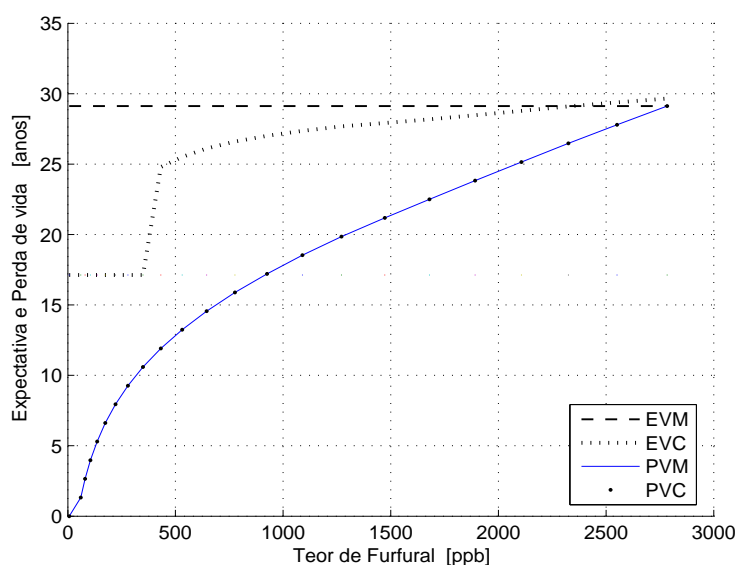


Figura 6.31: Perda de vida x Expectativa de vida.
 EVM = Expectativa de vida medida
 EVC = Expectativa de vida calculada
 PVM = Perda de vida medida
 PVC = Perda de vida calculada

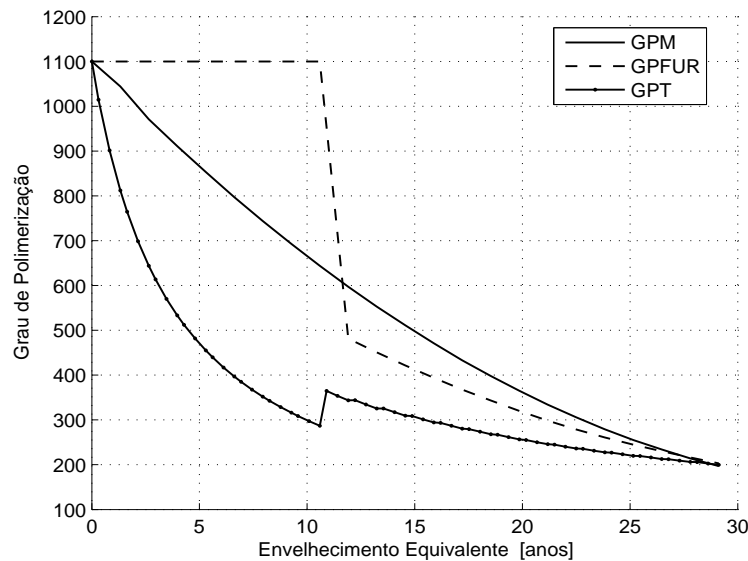


Figura 6.32: Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente.

GPM = Grau de polimerização Medido

GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos

GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

ao GPT e GPM.

Pela análise da figura 6.34, pode-se perceber também o ajuste da expectativa de vida à medida que são feitas as análises do furfural e a convergência da EVC e EVM para o ponto crítico ($GP = 200$).

A influência do aumento do intervalo, entre as análises do teor furfural, também pode ser observada com os resultados apresentados na tabela 6.12. Destaca-se que, neste caso também, os resultados convergem com o envelhecimento do transformador. Mas, como a periodicidade da análise furfural não foi adequada, os valores do GPFUR são maiores em relação ao GPT e GPM, ou seja, está havendo uma perda de informação relativa ao envelhecimento medido pelo aumento do teor de furfural e, como no caso anterior, o fim da vida útil do transformador é sinalizado pelo GPT determinado pelo monitoramento térmico.

Neste estudo de caso, é demonstrada a importância do planejamento da periodicidade das análises do teor de furfural, que pode variar conforme a idade equivalente ou a severidade da operação do transformador.

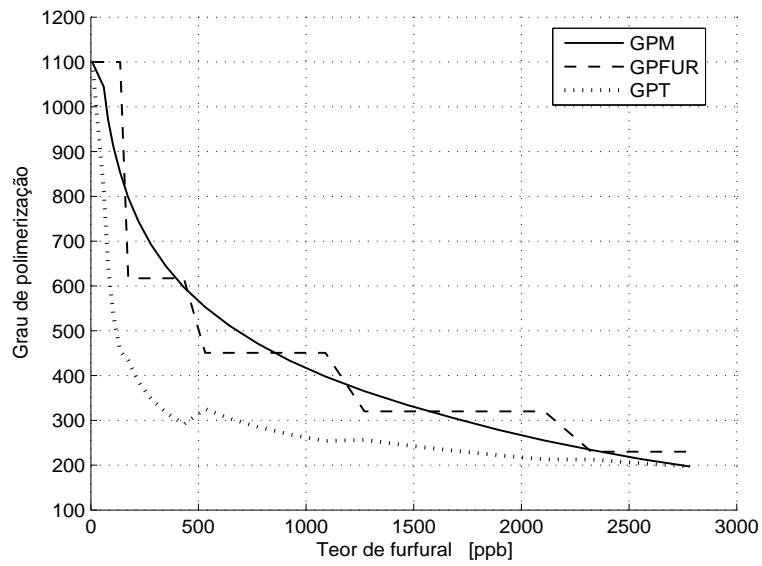


Figura 6.33: Grau de polimerização x Teor de furanos.
 GPM = Grau de polimerização medido
 GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos
 GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

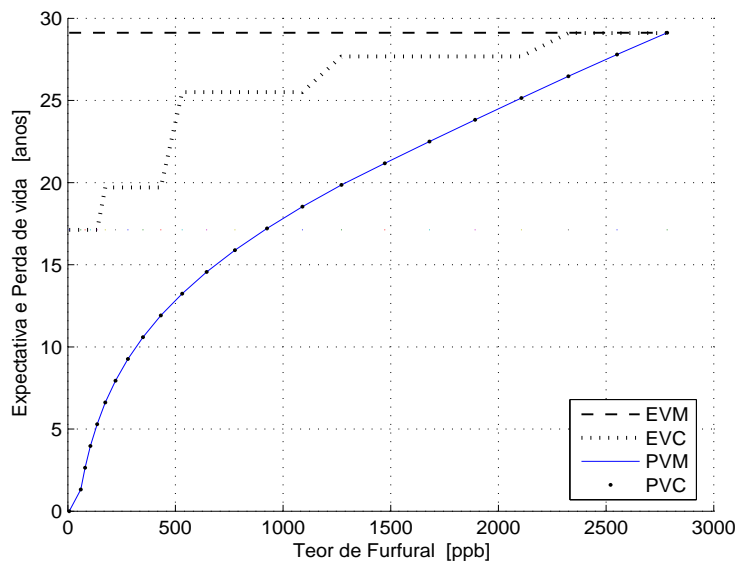


Figura 6.34: Perda de vida x Expectativa de vida.
 EVM = Expectativa de vida medida
 EVC = Expectativa de vida calculada
 PVM = Perda de vida medida
 PVC = Perda de vida calculada

Dados experimentais [193]		Dados calculados (metodologia proposta)						
Fur [ppb]	GPM	GPFUR (eq7.2)	GPT (eq7.13)	PVC [anos]	EVC [anos]	EVC - PVC [anos]	EVM - PVM [anos]	PV [%]
	1100	1100	1100	0	17,12	17,12	29,12	0
60	1044	1100	812,21	1,32	17,12	15,80	27,80	17,64
80	971	1100	643,78	2,65	17,12	14,48	26,47	31,15
105	911	1100	533,21	3,97	17,12	13,15	25,15	42,10
136	853	1100	455,05	5,29	17,12	11,83	23,83	51,32
174	797	1100	396,88	6,62	17,12	10,51	22,50	59,27
221,6	744	1100	351,89	7,94	17,12	9,18	21,18	66,27
279,5	693	1100	316,07	9,27	17,12	7,86	19,85	72,51
349,5	644	1100	286,86	10,59	17,12	6,53	18,53	78,15
432	597	481,44	343,51	11,91	24,80	12,88	17,21	48,04
531	553	450,62	325,59	13,24	25,51	12,27	15,88	51,89
645	511	421,58	309,33	14,56	26,11	11,55	14,56	55,76
776	471	393,96	294,38	15,88	26,60	10,72	13,24	59,70
925	433	367,73	280,59	17,21	27,01	9,80	11,91	63,71
1090	398	343,22	268,02	18,53	27,36	8,83	10,59	67,72
1271	365	320,27	256,5	19,85	27,67	7,82	9,27	71,74
1472	334	298,35	245,67	21,18	27,91	6,74	7,94	75,87
1680	306	278,61	236,05	22,50	28,18	5,68	6,62	79,85
1892	279	260,86	227,49	23,83	28,47	4,65	5,29	83,67
2107	255	244,79	219,78	25,15	28,78	3,63	3,97	87,37
2325	234	230,08	212,76	26,47	29,10	2,63	2,65	90,97
2551	214	216,23	206,16	27,80	29,39	1,59	1,32	94,59
2784	197	203,17	199,95	29,12	29,65	0,53	0,00	98,21

Tabela 6.11: Dados Experimentais x Dados Calculados.

6.4.7 Transformador usado com monitoramento térmico e interrupção da análise furfural

Neste estudo de caso, o transformador é monitorado pelo modelo térmico e a análise furfural, mas, a análise furfural é interrompida.

Na relação Grau de polimerização x Teor de furanos mostrada na figura 6.36, pode-se verificar que a análise furfural é interrompida quando $GPFur = 342$, e portanto, a indicação do fim da vida útil do transformador é dada pelo grau de polimerização calculado pelo modelo térmico (GPT).

Na figura 6.37, é observada a diferença entre a Expectativa de vida (EV) e a Perda de vida (PV) calculada e medida, e portanto, deve ser ressaltado novamente, que o fim da vida útil do transformador será sinalizado precocemente. Mas, apesar desse erro, não há redução da confiabilidade da

Dados experimentais [193]		Dados calculados (metodologia proposta)						
FUR [ppb]	GPM	GPFUR (eq7.2)	GPT (eq7.13)	PVC [anos]	EVC [anos]	EVC - PVC [anos]	EVM - PVM [anos]	PV [%]
	1100	1100	1100	0	17,12	17,12	29,12	0
60	1044	1100	812	1,32	17,12	15,80	27,80	17,64
80	971	1100	644	2,65	17,12	14,48	26,47	31,15
105	911	1100	533	3,97	17,12	13,15	25,15	42,10
136	853	1100	455	5,29	17,12	11,83	23,83	51,32
174	797	617	433	6,62	19,70	13,08	22,50	54,20
221,6	744	617	386	7,94	19,70	11,76	21,18	60,85
279,5	693	617	348	9,27	19,70	10,43	19,85	66,82
349,5	644	617	317	10,59	19,70	9,11	18,53	72,24
432	597	617	291	11,91	19,70	7,79	17,21	77,19
531	553	450	325	13,24	25,51	12,27	15,88	70,79
645	511	450	304	14,56	25,51	10,95	14,56	74,74
776	471	450	285	15,88	25,51	9,62	13,24	78,45
925	433	450	269	17,21	25,51	8,30	11,91	81,93
1090	398	450	254	18,53	25,51	6,98	10,59	85,21
1271	365	320	256	19,85	27,67	7,82	9,27	84,66
1472	334	320	244	21,18	27,67	6,50	7,94	87,55
1680	306	320	233	22,50	27,67	5,17	6,62	90,32
1892	279	320	222	23,83	27,67	3,85	5,29	92,95
2107	255	320	213	25,15	27,67	2,53	3,97	95,47
2325	234	230	212	26,47	29,10	2,63	2,65	95,52
2551	214	230	204	27,80	29,10	1,30	1,32	97,82
2784	197	230	197	29,12	29,10	- 0,02	0,00	100,00

Tabela 6.12: Dados Experimentais x Dados Calculados

operação do transformador.

De acordo com os resultados apresentados na tabela 6.13, é verificado que a interrupção da análise furfural significa a retirada de operação do transformador com 1,76 anos de antecedência.

Pode-se concluir com o estudo, deste caso, que a indicação do fim de vida útil do transformador pelo modelo térmico deve ser confirmada por uma última análise furfural.

6.4.8 Análise dos resultados

Foram apresentados e analisados nesta seção, os resultados da metodologia proposta para o cálculo da expectativa da vida útil do transformador, corrigida pela análise furfural.

Na metodologia apresentada, a análise furfural foi empregada para corrigir limitações do modelo

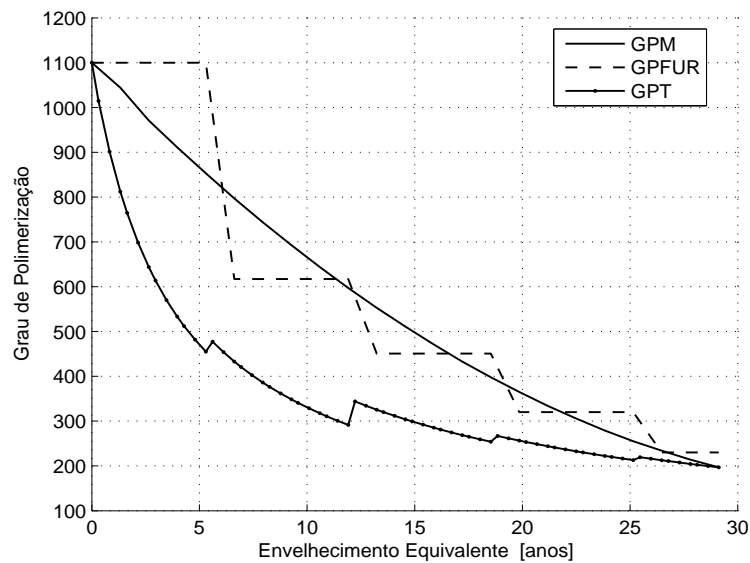


Figura 6.35: Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente.
 GPM = Grau de polimerização medido
 GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos
 GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

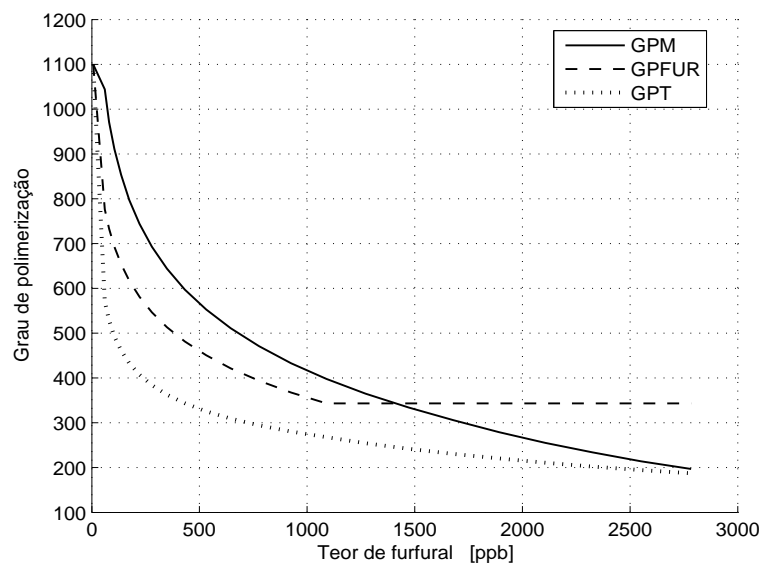


Figura 6.36: Grau de polimerização x Teor de furanos.
 GPM = Grau de polimerização medido
 GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos
 GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

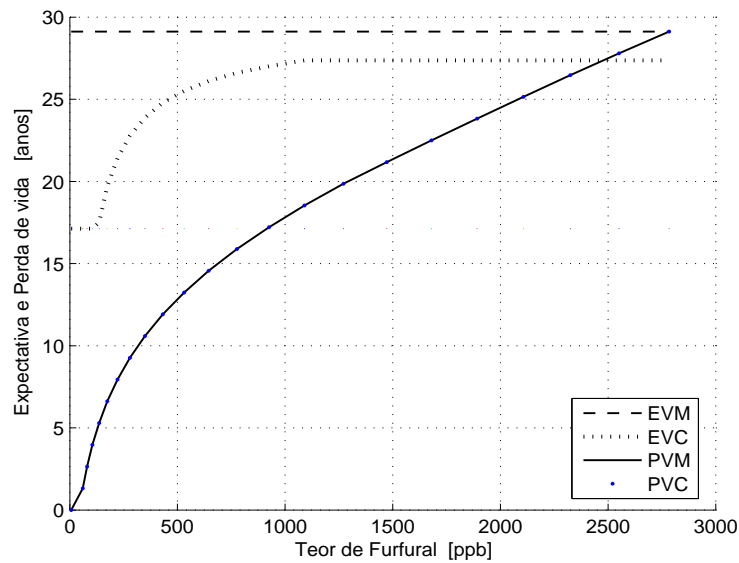


Figura 6.37: Perda de vida x Expectativa de vida.
 EVM = Expectativa de vida medida
 EVC = Expectativa de vida calculada
 PVM = Perda de vida medida
 PVC = Perda de vida calculada

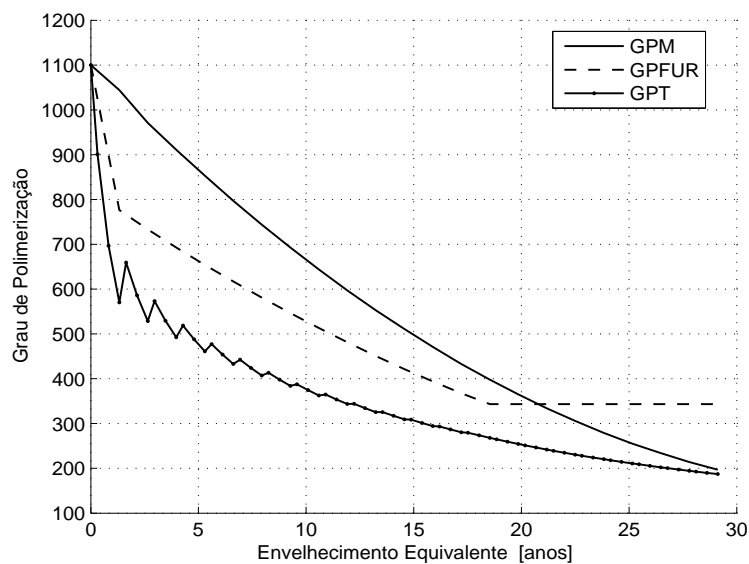


Figura 6.38: Grau de polimerização x Envelhecimento equivalente.
 GPM = Grau de polimerização medido
 GPFUR = Grau de polimerização calculado em função do teor de furanos
 GPT = Grau de polimerização atual estimado pela metodologia proposta

Dados experimentais [193]		Dados calculados (metodologia proposta)						
FUR [ppb]	GPM	GPFUR (eq7.2)	GPT (eq7.13)	PVC [anos]	EVC [anos]	PVC - EVC [anos]	PVM - EVM [anos]	PV [%]
	1100	1100	1100	0	17,12	17,12	29,12	0
60	1044	776	570	1,32	17,12	15,80	27,80	20,27
80	971	733	528	2,65	17,12	14,48	26,47	23,58
105	911	692	492	3,97	17,12	13,15	25,15	26,89
136	853	654	461	5,29	17,51	12,22	23,83	30,23
174	797	617	433	6,62	19,70	13,08	22,50	33,60
221,6	744	581	407	7,94	21,41	13,46	21,18	37,10
279,5	693	546	384	9,27	22,78	13,51	19,85	40,68
349,5	644	513	362	10,59	23,88	13,29	18,53	44,34
432	597	481	343	11,91	24,80	12,88	17,21	48,04
531	553	450	325	13,24	25,51	12,27	15,88	51,89
645	511	421	309	14,56	26,11	11,55	14,56	55,76
776	471	394	294	15,88	26,60	10,72	13,24	59,70
925	433	367	280	17,21	27,01	9,80	11,91	63,71
1090	398	343	268	18,53	27,36	8,83	10,59	82,10
1271	365	343	254	19,85	27,36	7,51	9,27	85,16
1472	334	343	242	21,18	27,36	6,19	7,94	88,07
1680	306	343	230	22,50	27,36	4,86	6,62	90,83
1892	279	343	220	23,83	27,36	3,54	5,29	93,48
2107	255	343	211	25,15	27,36	2,21	3,97	96,00
2325	234	343	202	26,47	27,36	0,89	2,65	98,42
2551	214	343	194	27,80	27,36	- 0,43	1,32	100,75
2784	197	343	187	29,12	27,36	- 1,76	0,00	102,99

Tabela 6.13: Dados Experimentais x Dados Calculados

térmico do Anexo G, pois este não avalia o envelhecimento da isolação, resultante de faltas de alta intensidade e curta duração, e também o aquecimento produzido pelas distorções harmônicas do sistema elétrico. Uma falta ou as distorções harmônicas podem provocar elevações locais e remotas de temperatura, que afetam as propriedades físicas e químicas dos materiais isolantes, reduzindo a capacidade de carregamento e vida útil remanescente, bem como o desempenho operacional dos transformadores. Como os furanos são produtos exclusivos do envelhecimento normal ou acelerado da celulose, e como podem ocorrer no caso de uma falta elétrica, a sua análise e o acompanhamento da taxa de variação da sua concentração no óleo isolante, ao longo do tempo, e em conjunto com outras análises de rotina, permite a obtenção de diagnósticos aceitáveis e a indicação dos casos mais críticos do processo de envelhecimento do transformador.

Com os resultados obtidos com a metodologia proposta, pode ser verificada a influência da análise furfural no cálculo da estimativa da vida útil dos transformadores. Portanto, é possível o monitoramento e a avaliação do envelhecimento da isolação dos transformadores de potência, em condições normais de operação ou na presença de alguma falta elétrica. A frequência da análise do óleo isolante deve ser estabelecida de acordo com o plano de manutenção das empresas, levando em consideração a severidade de operação do transformador, a sobrecarga, a temperatura ambiente, e principalmente, a idade atual e a expectativa de vida do transformador.

6.5 Estimativa da temperatura de bolha

O desenvolvimento de bolhas de gás, resultante da sobrecarga de transformadores é preocupante, devido a possibilidade de uma falha dielétrica. Uma vez que a sobrecarga é inevitável durante períodos de pico, é necessário especificar os limites do carregamento em relação a temperatura do ponto quente do enrolamento, a qual é determinante no aparecimento das bolhas de gás. Neste item é mostrado o cálculo da temperatura de bolha, levando em consideração o efeito da umidade e do teor de gás em transformadores com conservador e transformadores selados a gás. A temperatura de bolha é calculada usando a equação proposta por Oommen [29], conforme apresentada no capítulo 5. Os resultados obtidos com esta equação são comparados com os valores medidos de dois modelos testados por Oommen [29].

Oommen [29] empregou para os testes dois modelos de enrolamentos. O primeiro, o modelo A é constituído por três discos, e foi usado um termopar para a medida da temperatura do ponto quente no enrolamento, e a formação da bolha de gás foi observada visualmente. O modelo B é constituído de apenas um disco, e foi usado um sensor de temperatura de fibra ótica no lugar do termopar, e um enrolamento separado foi usado para a detecção das bolhas além da observação visual.

Os parâmetros experimentais empregados para o cálculo da temperatura de bolha são apresentados na tabela 6.14.

Temperatura inicial (estabilizada) [°C]	55 (65)
Aumento da temperatura do ponto quente sobre a do óleo [°C]	65
Aumento da temperatura de topo do óleo sobre a ambiente [°C]	240
Temperatura final do ponto quente [°C]	360
Constante de tempo do enrolamento [minutos]	12
Constante de tempo do óleo [minutos]	120
Tempo de carga [minutos]	30
Pressão estática do óleo [mmHg]	6,5

Tabela 6.14: Parâmetros experimentais.

A temperatura de bolha ou a temperatura propícia à formação das bolhas de gás, é calculada usando a equação 5.17. A pressão do gás (P_g) pode ser calculada pela equação 6.16, ou medida diretamente.

$$P_g = \left(\frac{g}{SO_g} \right) \cdot P_{amb} \quad (6.16)$$

sendo: g = porcentagem de gás no óleo, SO_g = solubilidade do gás e P_{amb} = pressão atmosférica do ambiente .

6.5.1 Cálculo da temperatura de bolha

A seguir, são apresentados os resultados obtidos para a temperatura de bolha, adotando os valores experimentais apresentados por Oommen [29].

Na tabela 6.15, são apresentados os valores medidos do teor de umidade e do teor de gás no óleo para o modelo A.

Teste	Sistema	Teor de umidade no papel [%]	Teor de gás no óleo [%]
1	C	0,3	0,45
2	C	0,3	1,48
3	C	0,6	8,15
4	S	0,5	9,95
5	S	0,4	9,68
6	S	0,4	11,0
7	S	0,4	12,3
8	C	1,5	1,9
9	S	1,1	9,7
10	S	2,3	9,7
11	C	1,6	1,56
12	S	1,6	9,73

Tabela 6.15: Dados experimentais do modelo A.

Na tabela 6.16, são apresentados os valores estimados da temperatura de bolha empregando as equações 5.17 e 5.18, e o erro entre os valores medidos e estimados.

São apresentados na tabela 6.17, os valores medidos do teor de umidade e do gás no óleo para o modelo B.

Na tabela 6.18, são apresentados os valores calculados da temperatura de bolha empregando a equação 5.17, e o valor do erro entre os valores medidos e calculados.

Avaliando os resultados obtidos, como listados nas tabelas 6.16 e 6.18, pode-se verificar que:

- A temperatura de bolha decresceu com o aumento do teor de gás;

Teste	Medida [°C]	Calculada [°C]	Erro [°C]
1	220	214	6
2	215	217	-2
3	209	198	11
4	209	188	21
5	204	198	6
6	209	201	8
7	211	205	6
8	158	146	12
9	160	154	6
10	131	127	4
11	152	144	8
12	158	149	9

Tabela 6.16: Temperatura de bolha - modelo A.

- A temperatura de bolha decresceu acentuadamente com o aumento do teor de gás no óleo e um alto teor de umidade no papel;
- Para valores baixos de teor de água, a temperatura de bolha não é significativamente influenciada pela saturação do gás no óleo.

Observando-se os valores medidos e calculados da temperatura de bolha, verifica-se que os resultados são bons, e que a diferença nos resultados pode ser devido a erros nas medidas e ao próprio modelo matemático. No próximo item, é mostrada a influência do erro algébrico da equação de Oommen [29], no cálculo da temperatura de bolha.

6.5.2 Influência da umidade na temperatura de bolha

No capítulo 5, foi mostrado que a equação 5.17 apresenta um erro algébrico. Portanto, a seguir, é avaliado o cálculo da temperatura empregando o 1º termo da equação 5.17 e a equação 5.18, que determinam a influência do teor de umidade na formação das bolhas de gás.

Na tabela 6.19, são apresentados os valores calculados da temperatura de bolha empregando apenas o 1º termo da equação 5.17, a equação 5.18 e o erro entre os valores estimados do modelo A.

Na tabela 6.20, são apresentados os valores calculados da temperatura de bolha empregando apenas o 1º termo da equação 5.17, a equação 5.18 e o erro entre os valores estimados do modelo B.

Analisando os resultados das tabelas 6.19 e 6.20, pode-se verificar a influência do teor da umidade, na temperatura de bolha.

Teste	Sistema	Teor de umidade no papel [%]	Teor de gás no óleo [%]
13	S	1,0	8,8
14	S	4,0	8,8
15	C	3,0	1,0
16	C	3,0	1,0
17	C	8,0	1,0
18	C	8,0	7,7
19	C	8,0	8,8
20	C	4,1	1,0
21	C	5,7	1,0
22	S	5,9	8,8
23	S	3,1	8,8
24	S	5,3	8,8
25	S	7,8	8,8
26	S	2,8	8,8

Tabela 6.17: Dados experimentais do modelo B.

Como a equação empregada por Oommen [29] é empírica, ela deve ser reavaliada levando em conta o erro algébrico, mencionado no capítulo 5. Além do que, Oommen contesta o valor de 140 °C, que é adotado por Heinrichs [199], como a temperatura base para o desenvolvimento das bolhas de gás em transformadores sobrecarregados.

6.5.3 Análise dos resultados

Foi verificado que a evolução de bolhas nos enrolamentos isolados com papel, em transformadores sobrecarregados, é significativamente influenciada pela umidade no papel. Para níveis baixo de umidade no papel, os sistemas com baixo teor de gás e sistemas com gás saturado comportam-se relativamente da mesma forma. Os dados mostram que a evolução das bolhas de gás não ocorre para temperaturas inferiores a 200 °C em transformadores absolutamente secos. Já um transformador operando há muito tempo sobrecarregado e com um teor de umidade no papel de 2% pode com uma temperatura de 140 °C liberar água e provocar o aparecimento das bolhas de gás.

Na próxima seção é apresentada uma metodologia para avaliação da umidade do papel isolante do transformador e um exemplo de aplicação onde a temperatura de formação das bolhas é determinada usando a equação 5.18.

Teste	Medida [°C]	Calculada [°C]	Erro [°C]
13	166	165	1
14	110	111	-1
15	130	127	3
16	109	108	1
17	99	57	42
18	60	67	7
19	55	68	-13
20	122	114	8
21	110	96	14
22	90	90	0
23	128	122	6
24	93	97	-4
25	60	59	1
26	132	125	7

Tabela 6.18: Temperatura de bolha - modelo B.

Teste	Calculada 1 [°C] (1º termo da equação 5.17)	Calculada 2 [°C] (equação 5.18)	Erro [°C]
1	215,4	225,6	10
2	218,7	229	10,3
3	200	210	10
4	190,7	200,4	9,7
5	200	210	10
6	204,3	214,3	10
7	207,8	218	10,2
8	149	158	9
9	156,8	165,8	9
10	130	138,5	8,5
11	146	155	9
12	142,9	151,1	8,2

Tabela 6.19: Temperatura de bolha (influência do vapor de água) - modelo A.

Teste	Calculada [°C] (1º termo da equação 5.17)	Calculada [°C] (equação 5.18)	Erro [°C]
13	157,6	166,4	8,8
14	110,8	118,3	7,5
15	123,2	131,7	8,5
16	111,2	119,6	8,4
17	96,1	103	6,9
18	104,3	111,9	7,6
19	105,3	113,1	7,8
20	114	121,8	7,8
21	104,7	112	7,3
22	100,3	107,3	7
23	118,4	126,2	7,8
24	103,1	110,2	7,1
25	93,6	100	6,4
26	121,5	129,4	7,9

Tabela 6.20: Temperatura de bolha (influência do vapor de água) - modelo B.

6.6 Proposta para a estimativa da umidade em transformadores em operação

Para o funcionamento seguro dos transformadores é essencial o conhecimento do teor de umidade do seu sistema de isolamento, pois a taxa do envelhecimento do papel e a temperatura de bolha, são proporcionais ao teor de água [28]. De acordo com o capítulo 3, existem vários métodos propostos para a estimativa do teor de umidade em transformadores, e na seção 5 do capítulo 6, foi mostrada a influência do teor de umidade no cálculo da temperatura de bolha. Portanto, a seguir, é apresentada uma proposta para a estimativa do teor de umidade nos transformadores em operação.

Tradicionalmente, o teor de umidade da isolamento sólida dos transformadores em operação é determinado por medidas periódicas do teor de água no óleo isolante. Uma das dificuldades deste método, é a característica da saturação do óleo e papel, que variam em sentido contrário com a temperatura. Para que se possa estimar a umidade do papel a partir da umidade do óleo, é necessária uma condição de equilíbrio entre eles.

Na prática, entretanto, esta condição de equilíbrio na maioria dos casos não é verificada pois normalmente é necessário um longo tempo de operação com temperatura constante do ponto quente. Mas, segundo Sokolov [31, 70], uma condição de quase equilíbrio é possível de ser obtida. A condição de quase equilíbrio é obtida com o transformador operando com a temperatura de topo de óleo na faixa de 60 a 70 °C por um período de aproximadamente 3 dias [70]. Então, o teor de umidade do papel poderá ser determinado através do valor da umidade relativa de saturação do óleo, empregando as curvas de equilíbrio. No capítulo 3, é detalhado o procedimento adotado por Sokolov, para a obtenção da condição de quase equilíbrio entre óleo e papel isolante.

Uma das alternativas é o monitoramento da variação da umidade relativa do óleo com a temperatura, resultante da variação do carregamento do transformador e da temperatura ambiente. A medida da umidade relativa pode ser feita com sensores, que podem operar continuamente no ambiente agressivo de uma subestação de alta tensão.

6.6.1 Avaliação da umidade em transformadores em operação

Periodicamente, como por exemplo, quando da coleta de uma amostra de óleo para análise do teor furfural, a característica física do óleo e a sua umidade devem ser avaliadas. Com este objetivo é

proposto o roteiro resumido a seguir.

- Para determinar a solubilidade do óleo é necessário medir a umidade e a umidade relativa do óleo em duas temperaturas diferentes, e usando a equação 3.12, verifica-se que:

$$SO_1 = \frac{W_{CO1}}{RH_1} \cdot 100 \quad (6.17)$$

$$SO_2 = \frac{W_{CO2}}{RH_2} \cdot 100 \quad (6.18)$$

- A característica do óleo pode ser obtida através do cálculo das constantes A e B da equação 3.2, empregando a solubilidade do óleo para dois valores diferentes de temperatura, ou seja:

$$\log SO_1 = -\frac{B}{T_1} + A \quad (6.19)$$

$$\log SO_2 = -\frac{B}{T_2} + A \quad (6.20)$$

Da equação 6.19:

$$B = (A - \log(SO_1)) \cdot T_1 \quad (6.21)$$

Da equação 6.20:

$$B = (A - \log(SO_2)) \cdot T_2 \quad (6.22)$$

Igualando as equações 6.21 e 6.22, resulta:

$$A = \frac{\log(SO_1) \cdot T_1 - \log(SO_2) \cdot T_2}{T_1 - T_2} \quad (6.23)$$

Determinados os parâmetros A e B da equação 3.2, obtém-se uma função que permite determinar a solubilidade atual do óleo, para qualquer temperatura. A reavaliação periódica da solubilidade do óleo é simples e importante, pois esta varia com o envelhecimento e a contaminação do óleo isolante.

- Agora a umidade relativa do óleo pode ser determinada como:

$$\log(RH) = \log\left(\frac{W_{CO} \cdot 100}{SO}\right) \quad (6.24)$$

Desenvolvendo a equação 6.24 obtém-se:

$$\log(RH) = \log(W_{CO} \cdot 100) - \log(SO) \quad (6.25)$$

Substituindo a equação 3.12 na equação 6.25, resulta:

$$\log(RH) = \frac{B}{T} - A + \log(100 \cdot W_{CO}) \quad (6.26)$$

Portanto:

$$RH = \exp\left(\frac{B}{T} - A + \log(100 \cdot W_{CO})\right) \quad (6.27)$$

A equação 6.27 demonstra que a umidade relativa do óleo pode ser determinada com apenas uma medida de umidade do óleo se a temperatura da amostra de óleo e as constantes A e B forem conhecidas.

- Como já verificado no capítulo 3, as curvas de partição da umidade entre o óleo e o papel só são válidas, quando o sistema óleo e papel isolante estiver em equilíbrio. Então, a equação 6.27 pode ser aplicada para uma condição de quase equilíbrio, que pode ser estabelecida como proposta por Sokolov [70]. Nesta condição, o teor de umidade do papel pode ser determinado usando a curva de equilíbrio de Oommen (figura 6.39), obtida através da equação 3.4.

6.6.2 Exemplo de aplicação

A seguir, são apresentados os dados experimentais e os resultados obtidos com o algoritmo proposto anteriormente.

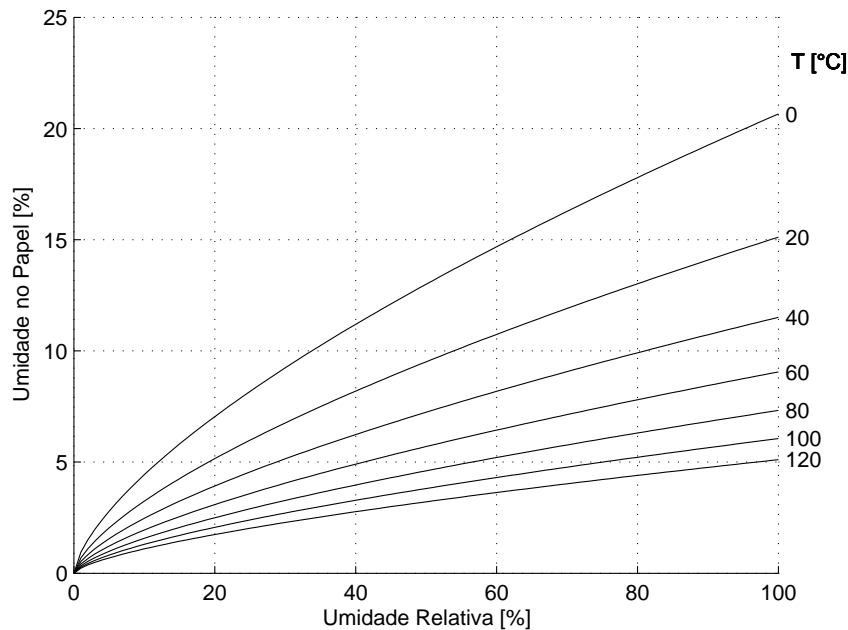


Figura 6.39: Umidade relativa x Umidade do papel.

Os dados característicos dos transformadores testados, para a aplicação da metodologia de cálculo do teor de umidade, são mostrados na tabela 6.21. Os resultados experimentais são publicados por Sokolov e Noirhomme [70, 179]

	Potência [MVA]	Tensão [kV]	Idade [anos]	Sistema de preservação do óleo isolante
Caso 1	250	242/15,7	12	CON
Caso 2	250	400/15,7	12	S
Caso 3	200	347/15,7	27	CON
Caso 4	125	400/15,7	22	CON
Caso 5	25			

Tabela 6.21: Dados característicos dos transformadores.

Na tabela 6.22, são apresentados os resultados da metodologia proposta para o cálculo do teor de umidade do papel.

Dos resultados apresentados na tabela 6.22, pode-se verificar:

- Os coeficientes A e B para o cálculo da solubilidade são consistentes com os apresentados na tabela 3.1 (capítulo 3), ou seja, é obtida a característica do óleo e, conseqüentemente, pode ser determinada a solubilidade do óleo para qualquer temperatura. É importante o conhecimento do valor da solubilidade do óleo pois, além de variar com a temperatura, a solubilidade

Casos	Valores experimentais					Valores calculados				
	Tempo [horas]	T_e [°C]	W_{CO} [ppm]	RH [%]	W_p [%]	τ_d [horas]	W_p [%]	T_b [°C]	A	B
1 [69]	Início	25	18	19,6	5,60	95,75	2,17	132,30	7,12	1538,6
	24	65	42	11,2	2,36					
	48	65	44	11,7	2,40					
	72	65	48	12,8	2,60					
2 [69]	Início	40	15	9,20	2,80	97	1,75	139,63	7,12	1537,3
	24	65	32	8,50	2,00					
	48	65	35	9,30	2,10					
	72	65	35	9,30	2,10					
3 [69]	Início	40	24,2	15,0	3,90	68	1,88	137,40	7,16	1550,5
	24	70	44,20	10,1	2,10					
	48	70	47,20	10,8	2,20					
	72	70	49	11,2	2,24					
4 [69]	Início	40	10	6,20	2,10	98	1,36	148,60	7,16	1550,6
	24	65	22	5,90	1,50					
	48	65	16	4,00	1,20					
	72	65	24	6,40	1,60					
5 [159]		35	21,56	30	0,80	18	0,76	172,00	6,89	1550,9
		45	80	83						

Tabela 6.22: Resultados experimentais x estimados (metodologia teor de umidade).

também varia com o envelhecimento do óleo. Portanto, periodicamente os coeficientes A e B devem ser recalculados.

- A comparação, entre os valores calculados com os obtidos por Sokolov [70] e Noirhomme [179], valida a metodologia proposta.
- A temperatura de bolha (T_b), estimada através da equação 5.18, está na faixa dos valores apresentados por diversos autores [199, 170, 169, 29]. O teor de umidade do papel isolante é de extrema importância na determinação da temperatura crítica para o desenvolvimento da bolha, ou seja, com alto teor de umidade o valor da temperatura de bolha é menor. Isto implica que os transformadores mais velhos são mais vulneráveis à formação de bolhas do que os transformadores novos, por causa da água gerada no processo de envelhecimento.
- Observa-se que o tempo de estabilização, calculado em relação ao estimado, justifica a aplicação do modelo teórico do tempo de difusão da umidade. Este modelo considera que o tempo envolvido para o estabelecimento da condição de equilíbrio é variável, e depende não somente

das condições da fonte de umidade, mas também da temperatura e das características físicas da isolação sólida.

6.6.3 Análise dos resultados

O efeito da umidade no envelhecimento térmico e a redução da resistência dielétrica são preocupantes para a operação dos transformadores. O teor de umidade do óleo isolante pode ser medido através do método de Karl Fisher. Entretanto, como o transformador é submetido diariamente a variações de temperatura, o ensaio com uma simples amostra de óleo pode levar a um grande erro na estimativa do teor de umidade do papel.

O teor de umidade na isolação dos enrolamentos deve ser tratada separadamente do teor de umidade da isolação das outras áreas dos transformadores. Dependendo do tipo de refrigeração, a temperatura do ponto quente pode ser diferente da temperatura na parte de cima da isolação das outras áreas, levando a diferentes valores do teor de umidade. Devido à temperatura e à espessura da isolação, a taxa de difusão da umidade pode também ser totalmente diferente.

Portanto, o acompanhamento do envelhecimento do transformador, de acordo com a sua idade e severidade de operação e avaliação periódica das características físicas do óleo isolante, podem tornar este método mais efetivo e permitir a determinação mais precisa do teor de umidade da isolação sólida dos transformadores.

6.7 Conclusões do capítulo

Foram apresentados, neste capítulo, resultados do cálculo do grau de polimerização através do teor de furfural para o papel kraft comum e o papel termoestabilizado. A temperatura de topo do óleo foi estimada pelas redes neurais artificiais estáticas, dinâmicas, de função base radial e pela rede LS-Máquinas de Vetores Suporte. Também foram propostas e testadas metodologias para a estimativa da vida útil dos transformadores, da temperatura de bolha e do teor de umidade da isolação sólida. As metodologias propostas foram implementadas com dados experimentais e obtidos na literatura técnica.

Capítulo 7

Conclusões e Proposta de Trabalhos Futuros

Neste capítulo, destacam-se as principais conclusões obtidas com o desenvolvimento desta tese, indicando quais metodologias atenderam aos objetivos introduzidos no capítulo 1. Além disso, são apresentadas as propostas de continuidade deste trabalho, de modo a tornar possível o desenvolvimento e aplicação de novas metodologias para a estimativa da vida útil dos transformadores.

Destacam-se, inicialmente, a vasta pesquisa bibliográfica e o levantamento do estado da arte no diagnóstico e monitoramento do envelhecimento do transformador potência, registrados nos capítulos 2, 3, e 4. Nesta revisão, procurou-se analisar e avaliar modelos matemáticos, técnicas e metodologias tradicionais e modernas de diagnóstico, predição e monitoramento da operação do transformador e, em consonância com o objetivo proposto, pesquisar modelos e técnicas cientificamente consistentes. Mas, o maior desafio, é contribuir com a formulação de metodologias que possam ser imediatamente aplicadas em transformadores em operação. No capítulo 5 são discutidas as limitações do modelo térmico do transformador de potência, proposto no Anexo G da IEEE C57.91 [2], e a necessidade de ferramentas para o cálculo mais preciso das temperaturas internas dos transformadores, como o emprego das redes neurais artificiais e da LS - Máquinas de Vetores Suporte. No capítulo 6, são apresentados os resultados da determinação do grau de polimerização através do teor furfural, o cálculo da temperatura de topo do óleo, os resultados da metodologia proposta para a estimativa da vida útil do transformador, a estimativa da temperatura de bolha e os resultados da proposta para a avaliação do teor de umidade em transformadores em operação.

Baseado no estudo desenvolvido nesta tese, os resultados obtidos são destacados a seguir.

É apresentada uma proposta para o monitoramento e o acompanhamento do envelhecimento do transformador elétrico de potência e pretende-se que esta possa ser aplicada, imediatamente,

a qualquer unidade, garantindo uma maior eficiência e confiabilidade ao sistema elétrico, e uma capacidade de planejamento e avaliação de custos, o que ainda hoje, não é disponível em muitos sistemas.

Toda a pesquisa foi baseada em dados disponíveis na literatura, através de análises, avaliação e simulação de modelos e técnicas apresentadas em trabalhos técnicos, acadêmicos, científicos e normas técnicas. As mais diversas técnicas e modelos são comparados, correlacionados e complementados, com o objetivo de elaborar uma metodologia cientificamente embasada e tecnicamente aplicável em transformadores em operação, com baixo investimento. Neste trabalho, pode-se destacar, além de revisão bibliográfica já citada, as seguintes contribuições:

- As correlações entre o grau de polimerização e o tempo de vida útil do transformador apresentadas por Emsley [84, 136] e Lundgaard [133], que segundo seus autores foram comprovadas em laboratório e em campo, são avaliadas e simuladas. A grande dificuldade dos modelos de Emsley e Lundgaard é a determinação dos seus parâmetros, como mostrado no capítulo 4. Estes parâmetros foram estimados, através da sua correlação com o tempo de vida perdida, calculado pelo Anexo G [2], adotando-se os parâmetros E e R definidos pela mesma norma, e determinando o fator pré-exponencial (A_{fp}) com a expectativa inicial de vida útil do transformador. A expectativa inicial de vida útil adotada é apresentada na tabela 4.2 [1], e seus valores também são adotados pelo IEEE [2]. A expectativa de vida é periodicamente corrigida pela análise furfural do óleo isolante.

Esta solução permite a aplicação do modelo de Emsley, que foi cientificamente comprovado, e que correlacionado com as normas técnicas, possibilita o acompanhamento, em tempo real, do envelhecimento do transformador, além do emprego do carregamento dinâmico e a avaliação de custos. É importante observar também que, além de garantir uma maior eficiência energética, confiabilidade, e por estar estabelecido em normas técnicas, preserva as garantias e as relações entre concessionárias e fabricantes.

- Como foi destacado no capítulo 5, o cálculo da temperatura do ponto quente do transformador (HST), como proposto pelo Anexo G [2] ainda é pouco preciso, e os erros podem chegar a cerca de 10°C, segundo Jardini [157]. Entretanto, o Anexo G [2] ainda é o mais adequado para ser aplicado ao dia a dia das concessionárias, por trabalhar com parâmetros e

constantes físicas que podem ser fornecidas pelo fabricante do transformador, ou obtidos em ensaios de campo [161]. Para a obtenção de um valor mais preciso da temperatura de topo do óleo (TOT), esta foi estimada através do Anexo G [2], das Redes Neurais Artificiais e da rede LS-Máquinas de Vetores Suporte (LS-SVM), e foi também mostrada a sua influência no cálculo da temperatura do ponto quente do enrolamento. Dos seis modelos implementados, a rede recorrente LS-SVM é a que proporcionou melhores resultados em termos do erro médio quadrático e erro máximo. Os bons resultados obtidos com a rede recorrente LS-SVM justificam a sua aplicação na estimativa da TOT. A razão do emprego da TOT, para o cálculo da HST, é que apenas ela é normalmente medida [160].

- Por sua natureza, a pesquisa de uma correlação entre concentração do teor de furfural e envelhecimento do transformador é experimental, e exige a análise de uma enorme quantidade de amostras de óleo isolante. Vários pesquisadores se dispuseram a esta árdua tarefa [23, 24, 81, 133, 134, 135, 139, 144, 145, 146, 147], mas Stebbins [134] é o pesquisador que melhor documenta estas pesquisas, faz uma revisão de trabalhos anteriores, e é o único que diferencia a correlação grau de polimerização x furfural, para os dois tipos de papel isolante usados em transformadores, ou seja, para o papel kraft comum e o termoestabilizado. Usando um programa desenvolvido em MATLAB, foram comparadas todas as correlações entre a concentração total do teor de furfural e o grau de polimerização, empregando a equação de Emsley/Lundgaard, e os parâmetros adotados pelo IEEE Standard C57.91-1995/2000. Foi comprovado que os modelos propostos por Chendong e Stebbins são os que apresentam os melhores resultados para o papel isolante kraft comum e o papel kraft termoestabilizado, respectivamente. Sendo portanto, um modelo adequado à correção dos erros do cálculo da perda de vida útil, determinada pela temperatura do ponto quente do enrolamento do transformador, através do algoritmo proposto no Anexo G da IEEE Standard C57.91-1995/2000.
- Embasado em análises e simulações, este trabalho apresenta uma metodologia para o monitoramento e acompanhamento do envelhecimento do transformador, corrigido pela análise da concentração total do teor de furfural, e a inclusão da estimativa do grau de polimerização no Anexo G [2]. Foi analisada a influência do monitoramento térmico e da análise furfural em transformadores novos e usados.

A metodologia proposta faz o acompanhamento e avaliação do envelhecimento da isolação de transformadores elétricos de potência, em condições normais de operação, e mesmo na presença de alguma falta elétrica. Basicamente, esta metodologia consiste em incluir o cálculo do grau de polimerização do papel isolante, no algoritmo proposto pelo Anexo G [2]. Devido aos erros e limitações do modelo térmico do transformador de potência, uma amostra do óleo isolante deve ser ensaiada periodicamente, para a medida da concentração total de furanos, oxigênio e o teor de umidade, para determinar com maior precisão o grau de polimerização e o teor de umidade do papel.

Com esta metodologia a vida útil remanescente do transformador pode ser determinada em tempo real, ou diariamente em ciclos de carga de 24 horas, e corrigida periodicamente a partir da análise furfural do óleo isolante. De acordo com a experiência de cada empresa ou, baseado na literatura técnica, deve-se determinar a periodicidade dos testes e as rotinas e procedimentos de manutenção adequados.

A metodologia permite a otimização do carregamento do transformador e assegura maior confiabilidade de sua operação, ao planejar o carregamento pela sua capacidade térmica e não por sua potência elétrica nominal, permitindo também avaliar economicamente o melhor carregamento de cada transformador e, pelo acompanhamento do seu envelhecimento, planejar adequadamente as rotinas de manutenção, e a necessidade de novos investimentos. Historicamente, a supervisão do isolamento dos transformadores de potência é um item relevante, por suas conseqüências funcionais e pelo impacto econômico que representa uma falha nestes equipamentos.

- Estudo da influência do teor de umidade e do teor de gás no cálculo da temperatura de bolha, usando os dados experimentais apresentados por Oommen [29]. Na seção 5 do capítulo 6, foi mostrada a influência do erro da equação usada por Oommen em seu trabalho.
- Estudo e proposta de uma metodologia para a estimação do teor de umidade da isolação sólida dos transformadores. O método apresentado calcula as constantes A e B, do modelo matemático da solubilidade, para a determinação da característica do óleo isolante, e através da medida do teor de umidade do óleo ou da umidade relativa do sistema isolante, estima o

teor de umidade na condição de equilíbrio óleo/papel, empregando as curvas de equilíbrio.

Apresentamos a seguir as propostas de continuidade do presente trabalho, de forma que se possa dar um passo além do que foi realizado:

- Na metodologia apresentada para o acompanhamento e avaliação do envelhecimento da isolação, através do carregamento dinâmico corrigido pelo furfural, há a necessidade da retirada regular de amostras de óleo. Por isso, além da análise furfural, poderá ser feita a análise dos gases dissolvidos no óleo, que também pode dar uma indicação inicial das condições de operação do transformador.
- A proposta de um modelo para a classificação dos transformadores baseada na análise, "online" ou periódicas dos gases, para fins de diagnósticos de faltas ou de falhas incipientes, e a identificação de transformadores que necessitam de um monitoramento ou acompanhamento mais próximo. Os transformadores poderão ser classificados empregando também a teoria da LS-máquina de vetores suporte ou outro tipo de rede. Esta classificação poderá levar em conta, por exemplo o teor de furfural, os gases dissolvidos no óleo isolante ou o teor de umidade do papel, e o grau de polimerização.
- Revisão da equação da temperatura de bolheamento de Oommen, verificando experimentalmente a influência do erro algébrico nos cálculos.
- Recentemente tem ocorrido falhas em transformadores devido a formação do sulfeto de cobre em seus enrolamentos. Estas falhas envolvem a maioria dos equipamentos que operam a uma temperatura média elevada, embora (com algumas excessões) dentro dos limites aceitáveis da temperatura, e em equipamentos monitorados pelos testes do óleo como a análise dos gases dissolvidos. Estudos indicam que óleos novos e velhos estão se tornando corrosivos e causando o aumento do sulfeto de cobre. Hoje ainda não existem métodos confiáveis e universalmente aceitos para identificar unidades em risco ou óleos que podem causar problemas, como também não existem técnicas de diagnóstico que identificam o equipamento afetado. A origem da formação do componentes corrosivos do enxofre ainda não está definida, incluindo a influência dos materiais do transformador, a dependência em relação à temperatura,

as condições de operação, o projeto, etc. Algumas técnicas para diminuir o problema, como a adição de metais neutralizadores, têm sido investigadas com aparente sucesso, mas um estudo técnico dos possíveis efeitos a longo prazo é necessário.

- Está cientificamente comprovado que os furanos são produtos exclusivos do envelhecimento do isolante sólido, e que a umidade do papel é um catalisador dessa reação físico-química. As dificuldades operacionais, para o estabelecimento do equilíbrio óleo/papel para o emprego das curvas de equilíbrio, justificam a pesquisa de uma correlação entre o teor furfural e a umidade do papel.
- Como a temperatura de topo do óleo pode ser facilmente medida, ou estimada com as redes neurais, como mostrado neste trabalho, entende-se que pode ser estudada uma melhoria do algoritmo proposto pelo Anexo G para o cálculo da temperatura do ponto quente, procurando aperfeiçoar o modelo físico do transformador, apenas para o cálculo da sobre-elevação da temperatura do ponto quente sobre a temperatura de topo do óleo.
- Aquisição de mais dados experimentais para validar estaticamente os modelos desenvolvidos para a estimativa da vida útil, da temperatura do ponto quente, do topo do óleo e da bolha, e do teor de umidade.
- Estudo da confiabilidade de operação dos transformadores cujo grau de polimerização (GP) é igual ou menor que 200, pois com o GP neste valor o papel já perdeu a sua resistência mecânica, podendo se romper a qualquer momento. Deve-se salientar a importância deste estudo, pois tem-se conhecimento de transformadores em operação com o GP menor do que 200. Nesta situação, apenas uma análise de risco pode indicar a necessidade da retirada de operação do transformador.
- Desenvolvimento de um sistema especialista para a localização de falhas no transformador, através do estudo de parâmetros físicos e químicos, possibilitando o monitoramento "on-line".

Referências Bibliográficas

- [1] W. J. McNutt, “Insulation thermal life considerations for transformers loading guides,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, pp. 392–401, 1992 1992.
- [2] IEEE, *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers*, June 1995/Cor1-2002.
- [3] I. P. T. C. Working Group Report, “Background information on high voltage temperature insulation for liquid-immersed power transformers,” *IEEE Transacitons Power Delivery*, vol. 9, pp. 1892–1906, 1994.
- [4] J. Unsworth and F. Mitchell, “Degradation of electrical insulating paper monitored using high performance liquid chromatography,” in *Properties and Applications of Dielectric Materials, 1988, Proceedings, Second International Conference on Properties and Applications*, pp. 337–340, 1988.
- [5] D. H. Shroff and A. W. Stannett, “Review of paper ageing in power transformers,” *IEE Proc.*, vol. 132, pp. 312–319, 1985.
- [6] B. H. Ward, “A survey of new techniques in insulation monitoring of power transformers,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, pp. 16–23, 2001.
- [7] C. J. Dupont and L. A. V. Cheim, “Novo modelo para avaliação da vida remanescente de transformadores,” *Anais do XIV SNPTE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, pp. 1–5, 1997.
- [8] T. K. Saha, M. Darveniza, and Z. T. Yao, “Field experience with return voltage measurements for assessing insulation condition in transformers and its comparison with accelerated aged insulation samples,” in *High Voltage Engineering Symposium*, vol. 5, pp. 140–143, IEE, 1999.

- [9] A. Neves, H. J. A. Martins, W. R. C. Filho, R. Campos, B. Leyen, and R. Cerbino, “Utilização da técnica de tensão de retorno para determinação do teor de umidade em transformadores de potência,” pp. 1–5. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.
- [10] W. R. C. Filho, A. Neves, H. J. A. Martins, J. A. Duque, R. Campos, C. Moya, B. Leyen, and R. Cerbino, “Medição de resposta terminal em frequência e impedância terminal como técnica de diagnóstico aplicada a transformadores de potência,” pp. 1–6. CEPEL - Centro de Pesquisa de Energia Elétrica.
- [11] T. C. B. N. Assunção and J. L. Silvino, “Revitalização de transformadores de potência,” relatório de pesquisa, dezembro 2003.
- [12] S. J. Ferrito and R. L. Stegehuis, “High temperature reinforced cellulose insulation for use in electrical applications,” in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, pp. 684–687, IEEE, 2001.
- [13] I. P. 354, *Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers*. IEC Publ 354, 1991.
- [14] M. C. Lessard, L. V. Nifterik, J. F. Penneau, R. Grob, and M. Masse, “Physicochemical characterizations of the thermal aging of insulating paper in power transformers,” in *Electrical Insulation, Conference of the 1996 IEEE International Symposium on*, pp. 533–537, IEEE, 1996.
- [15] M. C. Lessard, L. V. Nifterik, M. Masse, J. F. Penneau, and R. Grob, “Thermal aging study of insulating papers used in power transformers,” in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, IEEE 1996 Annual Report of the Conference on*, vol. 2, pp. 854–859, IEEE, 1996.
- [16] R. L. Stegehuis and S. J. Ferrito, “Economic benefits of high temperature, synthetically reinforced cellulose insulation for overhead distribution transformers,” in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, pp. 680–683, IEEE, 2001.
- [17] S. Ferrito and R. Stegehuis, “Thermal endurance of high temperature fiber reinforced cellulose insulation,” *CIREN 2001*, 2001.

- [18] R. M. Morais, W. A. Mannheimer, M. Carballeira, and J. C. Noualhaguet, “Furfural analysis for assessing degradation of thermally upgraded papers in transformer insulation,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 6, pp. 159–163, April 1999.
- [19] J. C. Duart and D. Woodcook, “Solução para manutenção de transformadores em condições frequentes de carga,” *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 148–156, Fevereiro 2002.
- [20] B. Guilbert and J. F. Faltermeier, “A new Medium/Low voltage transformer for use in rural public distribution networks,” *Power Engineering Journal*, pp. 137–142, June 1994.
- [21] J. C. Duart, “A solution for maintenance of power transformer operating under frequent overloads,” *Anais of II Workshop on Power Transformers - Regulation and Transformers New Technical, Economic and Strategic Issues*, 2001.
- [22] W. J. McNutt, R. L. Provost, and R. J. Whearty, “Thermal life evaluation of high temperature insulation systems and hybrid insulation systems in mineral oil,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 1391–1399, 1996.
- [23] A. de Pablo, “Furfural and ageing: How are they related,” *IEE Colloquium on Power Division Insulating Liquids*, pp. 5/1 – 5/4, May 1999. The National Grid Company Leatherhead.
- [24] Y. Shang, L. Yang, Z. J. Guo, and Z. Yan, “Assessing aging of large transformers by furfural investigation,” *Solid Dielectrics, 2001. ICSD 01. Proceedings of the 2001 IEEE 7th International Conference on*, pp. 272–274, 2001.
- [25] M. Darveniza, D. J. T. Hill, T. T. Le, and A. K. Whittaker, “NMR relaxation behaviour of cellulose transformer insulation paper,” in *Properties and Applications of Dielectrics Materials, 1994, Proceedings of the 4th International Conference on*, vol. 2, pp. 784–787, 1994.
- [26] S. Soares, G. Camino, and S. Levchik, “Comparative study of the thermal decomposition of pure cellulose and pulp paper,” *Polymer Degradation and Stability*, vol. 44, pp. 275–283, 1995.

- [27] M. A. G. Martins, “Análise de compostos furânicos no óleo isolante por HPLC: Um método recente de monitorização do estado de degradação da isolação sólida de transformadores,” *Eletricidade*, pp. 270–277, Novembro 1998.
- [28] B. García, J. C. Burgos, and Á. Alonso, “A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - PART i: Theoretical foundation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1–6, January 2004.
- [29] T. V. Oommen, J. Thompson, and B. Ward, “Moisture estimation in transformer insulation,” tech. rep., IEEE Transformers Committee, March 2004. Sponsored by the Insulating Fluids Subcommittee.
- [30] A. M. Emsley, “The kinetics and mechanisms of degradation of celulosic insulation in power transformers,” *Poly. Deg. Stab*, vol. 44, p. 343, 1994.
- [31] J. Aubin and P. Gervais, “Monitoring of moisture migration in power transformers,” technical report, GE Syprotec Inc., December 2000.
- [32] W. G. on High Temperature Insulation for Liquid-Immersed Power Transformers, “Background information on high temperature insulation for liquid-immersed power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, pp. 1892–1906, 1994.
- [33] *Power Transformers: Part 2: Temperature Rise*, 1993. IEC 60076.
- [34] T. V. Oommen, C. C. Claiborne, and E. J. Walsh, “Introduction of a new fully biodegradable dielectric fluid,” in *Textile, Fiber and Film Industry Technical Conference*, pp. 3/1–3/4, IEEE, 1998.
- [35] C. P. McShane, “Relative properties of new combustion-resistant vegetable-oil-based dielectric coolant for distribution and power transformers,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 37, pp. 1132–1139, July/August 2001.
- [36] R. C. Granato, S. B. G. Jr, and A. Curkarevicz, “Regeneração de óleo isolante em transformador energizado de 138 KV,” *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 38–44, Março 2002.

- [37] B. Pahlavanpour, “Characterisation of insulating oils,” *Characterisation of Dielectric Materials: A Review, IEE Colloquium on*, pp. 8/1–8/5, 1994.
- [38] F. M. Clark, *Insulating Materials for Design and Engineering Practice*. Wiley, 1962.
- [39] I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi, and E. Gockenbach, “Preliminary investigations for the retrofilling of perchlorethylene based fluid filed transformer,” *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 97–103, 2002.
- [40] F. Albert and G. A. e R. Pfeiffer, “Comparação do comportamento de transformadores de distribuição, com diferentes líquidos isolantes, expostos a incêndio,” *Revista Eletrobrasil*, pp. 28–33, 1992.
- [41] F. M. R. Corp., *Factory Mutual Approval Guide*, 1999.
- [42] Underwrites Laboratories, *Gas Oil Equipment Directory*, 1984.
- [43] C. P. McShane, “Natural and synthetic ester dielectric fluids: Their relative environmental, fire safety, and electrical performance,” pp. 1–8, IEEE, Industry and Commercial Power Systems Technical Conference, 1999.
- [44] C. P. McShane, “New dielectric coolant concepts distribution and power transformers,” pp. 56–62, IEEE, Industry Technical Conference of 1999 Annual, Pulp and Paper, 1999.
- [45] T. O. Rouse, “Mineral insulating oil in transformers,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 14, pp. 6–16, 1998.
- [46] Y. Du, M. Zahn, A. V. Mamishev, and D. E. Schlicker, “Moisture dynamic measurements of transformer board using a three-wavelength dielectrometry sensor,” *Conference Record of The 1996 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, pp. 53–56, June 1996.
- [47] L. T. Leitão, “Líquido isolantes para equipamentos elétricos,” *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 104–108, Janeiro 1995.
- [48] L. G. de M. Ferreira, “Procedimentos para regeneração de óleos isolantes,” *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 38–49, 1996.

- [49] V. Vasconcelos, “Regeneração de óleo com transformador energizado e sem resíduos,” *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 178–186, Setembro 2001.
- [50] M. Milasch, *Manutenção de Transformadores Em Líquido Isolante*. 1983.
- [51] I. P. E. Society, *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*. Transformers Committee, ieee std c57.106 - 2002 ed., November 2002.
- [52] R. Ferguson, A. Lobeiras, and J. Sabau, “Suspended particles in the liquid insulation of aging power transformers,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, pp. 17–23, 2002.
- [53] A. C. Gjaerde, “Multi factor ageing models - origin and similarities,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 13, no. 1, pp. 199–204, 1997.
- [54] J. P. V. Bolhuis, E. Gulski, and J. J. Smit, “Monitoring and diagnostic of transformer solid insulation,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 528–536, 2002.
- [55] I. Fofana, H. Borsi, and E. Gockenbach, “Results on aging of cellulose paper under selective conditions,” in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2001 Annual Report Conference on*, 2001.
- [56] T. V. Oomen and I. N. Arnold, “Cellulose insulation materials evaluated by degree of polymerisation measurements,” *IEE*, pp. 257–261, 1981.
- [57] P. J. Burton, J. Graham, A. C. Hall, J. A. Laver, and A. J. Oliver, “Recent developments by CEGB to improve the prediction of monitoring of transformer performance,” *CIGRE 12-09*, pp. 1–10, 1990.
- [58] M. Carballeira, “HPLC contribution to transformer survey during service or heat tests,” *Electra*, pp. 45–49, 1989.
- [59] A. C. T. Diogo, J. C. R. Jr, J. L. N. Jr, C. A. Galdeano, and E. A. Campos, “Diagnose do estado da isolação sólida de transformadores de potência através do ensaio de índice de polarização (RVM),” Arquivos Internet.

- [60] J. P. Gilbeault, “Water-in-oil: Forget ppm; think relative humidity,” *Electrical World*, p. 9, February 1996.
- [61] V. G. Davydov and O. Roizman, “Moisture assessment in power transformers,” tech. rep., Monash University, 2002.
- [62] T. V. Oommen, “Moisture equilibrium charts for transformer insulating drying practice,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 103, pp. 3063–3067, October 1984.
- [63] T. V. Oommen, “Moisture equilibrium in paper-oil systems,” *Proceedings of the Electrical/Electronics Insulation Conference*, pp. 162–166, October 1983.
- [64] Y. Du, M. Zahn, B. C. Lesieutre, and A. Mamishev, “Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 15, pp. 11–20, January/February 1999.
- [65] J. Reason, “Cost-effective transformer maintenance,” *Electrical World*, pp. 17–30, October 1997.
- [66] J. Fabre and A. Pichon, “Deterioration processes and products of paper in oil - application to transformers,” *International Conference on Large High Voltage Electric System (CIGRE)*, vol. Paper 137, 1960.
- [67] W. A. Fessler, W. J. McNutt, and T. O. . Rouse, “Bubble formation in transformers,” *EPRI Report EL-5384*, 1987.
- [68] C. C. Houtz and D. A. McLean, “Adsorption of water by papers at elevated temperatures,” *Journal of Physical Chemistry*, vol. 43, pp. 309–321, 1939.
- [69] W. W. Guidi and H. P. Fullerton, “Mathematical methods for prediction of moisture take-up and removal in large power transformers,” *Proceedings of IEEE Winter Power Meeting*, pp. 242–244, 1974.

- [70] V. Sokolov and B. Vanin, "Experience with in-field assessment of water contamination of large power transformers," *Proceedings of the EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VII*, pp. 20–24, February 1999.
- [71] V. Sokolov, Z. Berler, and V. Rashkes, "Effective methods of assessment of insulation system conditions in power transformers: A view based on practical experience," in *Proceedings of the EIC/EMCWE'99*, pp. 659–667, October 1999.
- [72] A. B. Filho, J. Mak, and A. Gonçalves, "Avaliação da umidade do isolante sólido de transformadores de potência," *Anais do II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, pp. 1077–1080, 2003.
- [73] Y. Du, A. V. Mamishev, B. C. Lesieutre, M. Zahn, and S. H. Kang, "Measurements of moisture solubility for differently conditioned transformer oils," *Proceedings of 13th International Conference on Dielectric Liquids*, pp. 357–360, July 1999.
- [74] F. 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," Master's thesis, Universidade Federal do Paraná, Fevereiro 2001.
- [75] A. G. Schlag, *The Recovery Voltage Method for Transformer Diagnosis*. Tetex Instruments. 84p.
- [76] S. D. Foss, "Power transformer drying model," 1987. Report Prepared for General Electric Company.
- [77] P. F. Ast, "Movement of moisture through A50P281 kraft paper (dry and oil impregnated)," June 1966. Test Report Hv-Er-66-41, General Electric.
- [78] E. K. Steele, "Moisture redistribution in simulated transformer paper-oil systems," November 1970. Memo Report MATL 70–37, General Electric.
- [79] H. Kan and T. Miyamoto, "Proposals for an improvement in transformer diagnosis using dissolved gas analysis (DGA)," *IEEE Transactions Electrical Insulation Magazine*, vol. 11, pp. 12–15, November/December 1995.

- [80] J. J. Kelly, "Transformer fault diagnosis by dissolved-gas analysis," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-16, pp. 777–782, November/December 1980.
- [81] T. K. Saha, "Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 10, pp. 903–917, October 2003.
- [82] M. Duval, "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, pp. 8–16, May/June 2002.
- [83] M. Duval and A. de Pablo, "Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, pp. 31–41, March/April 2001.
- [84] A. M. Emsley, R. J. Heywoodm, and M. Alli, "Degradation of cellulosic insulation in power transformers. part 1: Formation of furan products in insulating oil," *Science Measurement and Tecnology, IEE Proceedings*, vol. 147, p. 109, 2000.
- [85] R. M. Morais and W. A. Mannheir, "Furfural analysis for assessing degradation of thermally upgraded papers in transformer insulation," *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, vol. 6, pp. 159–163, 1999.
- [86] H. Staudinger, "Highly polymerised compounds: A relation between the viscosity and molecular weight of polystyrene," *Ber. Dtsch. Chem. Ges.*, vol. 63, pp. 224–234, 1930.
- [87] *Measurements of the Average Viscometric Degree of Polymerisation of the New and Aged Electrical Paper*. IEC450.
- [88] Y. Wang, Z. Huan, and J. Zhang, "Expediting cellulose insulation aging evaluation and life prediction through degree of polymerization measurements," in *Properties and Applications of Dielectric Materials, 1988, Proceedings of the 5th International Conference on*, 1988.
- [89] M. Alli, C. Eley, A. M. Emsley, R. Heywood, and X. Xaio, "Measuring and understanding the ageing of kraft insulating paper in power transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 12, pp. 28–34, May/June 1996.

- [90] T. K. Saha, M. Darveniza, D. J. T. Hill, and T. T. Le, “Electrical and chemical diagnostics of transformers insulation. a. aged transformer samples,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 12, pp. 1547–1554, 1997.
- [91] R. M. Morais and E. Engelstein, “Thermal ageing of oil - paper insulation,” tech. rep., CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Caixa Postal 2754 - 20001 - Rio de Janeiro (Brazil).
- [92] A. C. T. Diogo, “Avaliação da vida útil de transformadores de potência através da cromatografia líquida de alto desempenho,” *Anais do XIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1997. Grupo XIII - Equipamentos Elétricos e Materiais de Subestações (GEM).
- [93] M. Duval and C. Lamarre, “The characterization of electrical insulating oils by high-performance liquid chromatography,” *IEEE Transactions Electrical Insulation*, vol. 12, pp. 340–348, October 1977.
- [94] A. M. Emsley and G. C. Stevens, “Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers,” *IEE Proc. Sci. Meas. Technol.*, vol. 141, no. 5, pp. 324–333, 1994.
- [95] A. M. Emsley, X. Xiao, R. J. Heywood, and M. Ali, “Degradation of cellulosic insulation in power transformers. part 2: Formation of furan products in insulating oil,” *Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings*, vol. 147, pp. 110–114, 2000.
- [96] A. M. Emsley and G. C. Stevens, “A reassessment of the low temperature thermal degradation of cellulose,” in *Dielectric Materials, Measurements and Applications, 1992, Sixth International Conference on*, pp. 229–232, 1992.
- [97] N. M. Levy, V. P. de Oliveira, and E. E. Nachvalger, “Técnica de diagnóstico da isolação celulósica em transformadores,” *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 74–83, Junho 1998.
- [98] R. Gilbert, J. Jalbert, and Y. Leblanc, “Determination of furanic derivatives in transformer insulating oils,” in *61th Annual International Conference of Doble Clients*, April 1994.

- [99] Y. Leblanc, R. Gilbert, J. Jalbert, M. Duval, and J. Hubert, "Determination of dissolved gases and furan-related compounds in transformer insulating oils in a single chromatographic run by Headspace/Capillary gas chromatography," *Journal of Chromatography A*, vol. 657, pp. 111–118, 1993.
- [100] T. Saha, *Assessment of the Extent of Degradation of Electrical Insulation in Aged Power Transformers*. PhD thesis, Department of Electrical Engineering and Computer Science, University of Queensland, 1993.
- [101] R. Brooks, "Reaction on question 11, preferred subject 2, group 15," Pro. Cigré Conf., 1998.
- [102] Z. T. Yao and T. K. Saha, "Voltage response measurements for power transformer moisture and ageing condition assessment," pp. 1820–1823, IEEE/PES, Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002, 2002.
- [103] G. M. Urbani and R. S. Brooks, "Using the recovery method to evaluate aging in oil-paper insulation," in *International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics*, pp. 93–97, IEEE, 1998.
- [104] T. K. Saha and Z. T. Yao, "Experience with return voltage measurements for assessing insulation conditions in service-aged transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, pp. 128–135, January 2003.
- [105] Z. T. Yao and T. K. Saha, "Voltage response measurements for power transformer moisture and ageing condition assessment," in *IEEE/PES*, pp. 417–421, Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002, 2002.
- [106] T. K. Saha, "Review of time-domain polarization measurements for assessing insulation condition in aged transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, pp. 1293–1301, October 2003.
- [107] Z. Tong and T. K. Saha, "Analysis and modelling of dielectric responses of power transformer insulation," pp. 417–421, 2002. IEEE.

- [108] IEEE, *Effect of Temperature on Sensitivity of Diagnostic Tests on Oil-Impregnated Paper Insulation*, Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference, October 2001.
- [109] IEEE, *Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain Applied to Diagnosis of Power Transformers*, Proceedings of the 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, June 2000.
- [110] M. Hassig, R. Braunlich, J.-J. Alff, V. D. Houhanessian, and W. S. Zaengl, “On-site applications of advanced diagnosis methods for quality assessment of insulation of power transformers,” in *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, pp. 441–447, IEEE, 2001.
- [111] J.-J. Alff, V. D. Houhanessian, W. S. Zaengl, and A. J. Kachler, “A novel, compact instrument for the measurement and evaluation of relaxation currents conceived for on-site diagnosis of electric power apparatus,” in *Conference Record of the 2000 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, pp. 161–167, IEEE, 2000.
- [112] *Time Domain Measurement of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems*, Pro. IEEE Int. Symp. EI, 1996.
- [113] T. Leibfried and A. J. Kachler, “Insulation diagnostics on power transformers using polarisation and depolarisation current (PDC) analysis,” pp. 170–173, Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on, Electrical Insulation.
- [114] V. D. Houhanessian and W. Zaengl, “Application of relaxation current measurement to on-site diagnosis,” in *IEEE Annual Report - Conference on Electrical and Dielectric Phenomena*, pp. 45–51, IEEE, 1997.
- [115] V. D. Houhanessian and W. S. Zaengl, “Time domain measurements of dielectric response in oil-paper insulation systems,” in *Conference Record of the 1996 IEEE International Symposium Insulation*, pp. 47–52, IEEE, 1996.
- [116] S. and, “Analysis of water in oil-impregnated kraft paper and its effect on conductivity,” *IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 2, pp. 1111–1116, December 1995.

- [117] B. K. Gupta, "Direct determination of moisture in solid oil-paper insulation," in *Conference Record Of The 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, (Virginia), pp. 583–586, IEEE, June 1998.
- [118] *Continuous versus Periodic Diagnostics of HV Power Apparatus Insulation*, Proc. ISH.
- [119] I. P. Eng., *MICAA Technical Help Index*.
- [120] R. Neimanis, "Dielectric diagnostics of oil-paper insulated current transformers," Tech. Rep. 274L, Dep. Electr. Power Eng. Chalmers Univ. Technol.
- [121] *IEEE Std. 43-1974*, 1974. Insulation Resistance Test.
- [122] A. J. Kachler, "One-site diagnosis of power and special transformers," in *Conference Record of the 2000 IEEE International Symposium of Electrical Insulation*, pp. 362–367, 1999.
- [123] J. Fuhr, "Analyse von TE-messungen an transformatoren im labor und von ort," Proc. High-volt Kolloquium, 1997.
- [124] W. R. Rutgers, "UHF PD detection in a power transformer," Proc. 10th ISH.
- [125] A. F. S. Levy, A. Neves, F. A. Chagas, H. J. A. Martins, J. A. M. Duque, M. Sanglard, M. M. Olivieri, W. R. C. Filho, and J. A. M. Chaves, "Técnicas para diagnóstico integrado de transformadores de potência," *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 44–55, Maio 2000.
- [126] J. Unsworth, N. Booth, D. Tallis, and K. Ball, "Monitoramento remoto e on-line de descargas parciais em transformadores," *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 146–156, 2000.
- [127] K. Feser, B. Feuchter, M. Lauersdorf, and T. Leibfried, "General trends in condition monitoring for electrical insulation," tech. rep., University Stuttgart.
- [128] D. Wenzel, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Unterdrückung impulsformiger storsignale bei der-vor-ort-teilentladungsmessung mit hilfe der naehste-nachbar-klassifikation," ETG Fachbericht 56.
- [129] "Partial discharge source location using three dimensional source location techniques," tech. rep., Physical Acoustics Corp., Princeton Junction, NJ.

- [130] P. M. Eleftherion, "Partial discharge XXI: Acoustic emission-based PD source location in transformers," *IEEE EI Mag.*, vol. 11, 1995.
- [131] R. Meunier and G. H. Vaillancourt, "Propagation behavior of acoustic discharge signals in oil-filled transformers," Proc. 10th ISH.
- [132] A. Cavallini, G. C. Montanari, A. Contin, and F. Puletti, "A new approach to the diagnosis of solid insulation systems based on PD signal inference," *IEEE Transactions on Electrical Insulation Magazine*, vol. 19, pp. 23–30, 2003.
- [133] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, and T. J. Painter, "Aging of oil-impregnated paper in power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, pp. 230–239, January 2004.
- [134] R. D. Stebbins, D. S. Myers, and A. B. Shkolnik, "Furanics compounds in dielectric samples: Review and update of diagnostic interpretation and estimation of insulation ageing," in *Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, pp. 921–926, June 2003.
- [135] J. R. Sans, M. K. Bilgin, and J. J. Kelly, "Large-scale survey of furanic compounds in operating transformers and implications for estimating service life," in *Conference Record of the 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, pp. 543–553, 1998.
- [136] A. M. Emsley and G. C. Stevens, "Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers," *IEE Proc. -Sci Meas. Technol.*, vol. 141, pp. 324–334, September 1994.
- [137] R. J. Heywood, A. M. Emsley, and M. Ali, "Degradation of cellulosic in power transformers. part 1: Factors affecting the measurement of the average viscometric degree of polymerization of new and aged electrical papers," *IEE Proceedings-Sci Measurements Technologicals*, vol. 147, pp. 86–90, March 2000.
- [138] M. C. Lessard, C. Lamarre, A. Gendron, and M. Masse, "Determination of paper degradation by-products by direct injection on an HPLC column," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 1995, Annual Report, Conference on*, pp. 234–234, 1995.

- [139] D. J. T. Hill, T. T. Le, M. Darveniza, and T. Saha, "A study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer. part III: Degradation products of cellulose insulation paper," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 51, pp. 211–218, 1996.
- [140] D. Allan, "Recent advances in the analysis and interpretation of aged insulation from operating power transformers," in *Proceedings of the 5th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, pp. 25–30, 1997.
- [141] P. J. Griffin, L. R. Lewand, and B. Pahlavanpour, "Paper degradations by products generated under incipient fault condition," Tech. Rep. Sec. 10-5.1, Minutes of the 61st Annual International Conference of Doble Clients, 1994.
- [142] H. Kan, T. Miyamoto, Y. Makino, S. Namba, and T. Hara, "Absorption of carbon dioxide and carbon monoxide gases and furfural in insulating oil into paper insulation in oil-immersed transformers," in *Conference Record of the 1994 International Symposium on Electrical Insulation*, pp. 41–44, 1994.
- [143] A. M. Emsley, R. J. Heywood, M. Ali, and X. Xiao, "Degradation of cellulosic insulation in power transformers. part 4: Effects of ageing on the tensile strength of paper," *IEEE Proc. Sci. Meas. Technol.*, vol. 147, pp. 285–290, November 2000.
- [144] M. Dong, Y. Shang, W. B. Zhao, Z. Yan, and Z. Zheng, "Aging diagnosis of solid insulation for large oil-immersed power transformers," in *2002 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, pp. 400–403, 2002.
- [145] D. J. T. Hill, T. T. Le, M. Darveniza, and T. Saha, "A study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer, part 1. molecular weight study of cellulose insulation paper," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 48, pp. 79–87, 1995.
- [146] D. J. T. Hill, T. T. Le, M. Darveniza, and T. Saha, "A study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer. part 2: Tensile strength of cellulose insulation paper," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 49, pp. 429–435, 1995.

- [147] Pahlavanpour, Eklund, and M. A. Martins, “Insulating paper ageing and furfural formation,” in *Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Technology Conference*, pp. 23–25, IEEE, September 2003.
- [148] A. I. C. D27, *D923 Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids*. ASTM International Committee D27, 1997.
- [149] A. I. C. D27, *D5837 Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)*. ASTM International Committee D27, 1999.
- [150] I. E. Commission, *International Standard IEC 61198 Mineral Insulating Oils - Methods for the Determination of 2-Furfural and Related Components*. International Electrotechnical Commission, 1993.
- [151] A. C. T. Diogo, “Avaliação da vida útil de transformadores por cromatografia líquida,” *Revista Eletricidade Moderna*, pp. 212–216, Maio 1998.
- [152] T. K. Saha, “Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 10, pp. 903–917, October 2003.
- [153] B. Pahlavanpour, M. A. Martins, and A. D. Pablo, “Experimental investigation in to the thermal ageing of kraft paper and mineral insulating oil,” in *Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, pp. 341–345, April 2002.
- [154] A. M. Emsley, X. Xiao, R. J. Heywood, and M. Ali, “Degradation of cellulosic insulation in power transformers. part 3. effects of oxygen and water on ageing in oil,” *Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings*, vol. 147, pp. 115–119, 2000.
- [155] H. P. Gasser, J. Huser, C. Krause, V. Dahinden, and A. M. Emsley, “Determining the ageing parameters of cellulosic insulation in a transformer,” in *High Voltage Engineering Symposium, August 1999, Conference Publication, N° 467*, vol. 4, pp. 143–147, 1999.

- [156] D. Peterchuck and A. Pahwa, "Sensitivity of transformer's hottest-spot and equivalent aging to selected parameters," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, pp. 996–1001, October 2002.
- [157] J. A. Jardini, J. L. P. Brites, L. C. Magrini, M. A. Bini, and J. Yasuoka, "Power transformer temperature evaluation for overloading conditions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 179–184, January 2005.
- [158] L. W. Pierce, "Predicting liquid filled transformer loading capability," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, pp. 170–178, January-February 1994.
- [159] D. J. Tylavsky, Q. He, G. A. McCulla, and J. R. Hunt, "Sources of error in substation distribution transformer dynamic thermal modeling," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, pp. 178–185, January 2000.
- [160] D. J. Tylavsky, Q. He, J. Si, G. A. McCulla, and J. R. Hunt, "Transformer top-oil temperature modeling and simulation," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, pp. 1219–1225, September/October 2000.
- [161] G. Swift, T. S. Molinski, and W. Lehn, "A fundamental approach to transformer thermal modeling- part i: Theory and equivalent circuit," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, pp. 171–175, April 2001.
- [162] B. C. Lesieutre, W. H. Hagman, and J. L. K. Jr, "An improved transformer top oil temperature model for use in an on-line monitoring and diagnostic system," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, pp. 249–256, January 1997.
- [163] J. Aubin and Y. Langhame, "Effect of oil viscosity on transformer loading capability at low ambient temperatures," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, pp. 516–524, April 1992.
- [164] L. W. Pierce, "An investigation of the thermal performance of an oil filled transformer winding," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, pp. 1347–1358, July 1992.

- [165] D. A. Douglass, D. C. Lawry, A. Edrys, and E. C. Bascom, "Dynamic thermal ratings realize circuit load limits," *IEEE Computer Applications in Power*, pp. 38–44, 2000.
- [166] M. F. Lachman, P. J. Griffin, W. Walter, and A. Wilson, "Real-time dynamic loading and thermal diagnostic of power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, pp. 142–148, January 2003.
- [167] D. Woodcock, "Transformers get new lease on life," *Elec. Light Power*, vol. 75, p. 23(1), May 1997.
- [168] G. Swift, T. Molinski, R. Bray, and R. Menzies, "A fundamental approach to transformer thermal modeling-part II: Field verification," *IEEE Transactions On Power Delivery*, vol. 16, pp. 176–180, April 2001.
- [169] J. McNutt, T. O. Rouse, and G. H. Kaufmann, "Mathematical modelling of bubble evolution in transformers," *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, pp. 477–487, February 1985.
- [170] W. A. Fessler, T. O. Rouse, O. R. Compton, and W. J. McNutt, "A refined mathematical model for prediction of bubble evolution in transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, pp. 391–404, January 1989.
- [171] J. D. Piper, "Moisture equilibrium between gas space and fibrous materials in enclosed electric equipment," *AIEE Transactions*, vol. 65, pp. 791–797, December 1946.
- [172] Q. He, J. Si, and D. J. Tylavsky, "Prediction of top-oil temperature for transformers using neural networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, pp. 1205–1211, October 2000.
- [173] W. H. Tang, Q. H. Wu, and Z. J. Richardson, "A simplified transformer thermal model based on thermal-electric analogy," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, pp. 1112–1119, July 2004.
- [174] W. H. Tang, Q. H. Wu, and Z. J. Richardson, "Equivalent heat circuit based power transformer thermal model," *IEE Proc. Electronics Power Applications*, vol. 149, pp. 87–92, March 2002.

- [175] H. Nordman and M. Lahtinen, “Thermal overload tests on a 400-MVA power transformer with a special 2.5-p.u. short time loading capability,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, pp. 107–112, January 2003.
- [176] Z. Radakovic and K. Feser, “A new method for the calculation of the hot-spot temperature in power transformers with ONAN cooling,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, pp. 1284–1292, October 2003.
- [177] D. Susa, M. Lehtonen, and H. Nordman, “Dynamic thermal modelling of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 197–204, January 2005.
- [178] H. Nordman, N. Rafsback, and D. Susa, “Temperature responses to step changes in the load current of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, pp. 1110–1117, October 2003.
- [179] B. Noirhomme, B. Sparling, J. Aubin, and P. Gervais, “A practical method for the continuous monitoring of water content in transformer solid insulation,” tech. rep., GE Syprotec, 2000.
- [180] J. Aubin and B. D. Sparling, “Moisture in paper assessment from continuous monitoring of moisture in oil,” in *2005 Fourth Annual Technical Weidmann Electrical Conference Conference*, pp. 1–10, Weidmann Electrical, November 2005.
- [181] M. Koch, “Improved determination of moisture in oil-paper-insulations by specialised moisture equilibrium charts,” in *Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering*, 2005.
- [182] S. Tenbohlen, M. Stach, T. Lainck, G. W. H. Gunkel, J. Altmann, and E. Brasel, “New concepts for prevention of ageing by means of on-line degassing and drying and hermetically sealing of power transformers,” Tech. Rep. Paper A2-204, CIGRÉ, 2004.
- [183] V. Sokolov, “Transformer life management,” *Anais of the II Workshop on Power-Transformers - Deregulation and Transformers Technical, Economics and Strategical Issues*, pp. 1–21, August 2001.

- [184] V. Sokolov and B. Vanin, “In-service assessment of water content in power transformers,” in *Proceedings of the 1995 International Conference of Doble Clients*, 1995.
- [185] V. Sokolov, V. Bulgakova, and Z. Berler, “Assessment of power transformer insulation condition,” *Proceedings of the Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing and Coil Winding Conference*, pp. 605–613, October 2001.
- [186] V. Jaakkola, O. Jarvinen, M.-L. Surakka, R. Andersson, and M. Lahtinen, “The influence of moisture on the dielectric strength and aging of oil-paper insulation,” *Nordiskt Symposium Om Elektriska Isoleringar NORD-IS 86*, pp. 8/1–10, 1986.
- [187] V. Galdi, L. Ippolito, A. Piccolo, and A. Vaccaro, “Neural diagnostic system for transformer thermal overload protection,” *IEE Proceedings Electric Power Applications*, vol. 147, pp. 415–421, September 2000.
- [188] V. Galdi, L. Ippolito, A. Piccolo, and A. Vaccaro, “Application of local memory-based techniques for power transformer thermal overload protection,” *IEE Proceedings Power Applications*, vol. 148, pp. 163–170, March 2001.
- [189] W. H. Tang, K. Spurgeon, Q. H. Wu, and Z. Richardson, “Modelling equivalent thermal dynamics of power transformers using genetic algorithms,” in *Proceedings of the IEEE*, pp. 1396–1400, 2002.
- [190] J. A. K. Suykens, “Nonlinear modeling and support vector machines,” in *IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference*, 2001.
- [191] T. C. B. N. Assunção, J. L. Silvino, and P. Resende, “Transformer top-oil temperature modeling and simulation,” *Transactions on Engineering, Computing and Technology*, vol. 15, pp. 240–245, 2006.
- [192] T. C. B. N. Assunção, J. L. Silvino, and P. Resende, “Application of least squares vector machines in modeling of the top-oil temperature,” in *International Joint Conferences on Computer, Information and Systems Sciences and Engineering, 2006 and International Conference on Industrial Electronics, Technology and Automation (IETA 06)*, November 2006.

- [193] T. C. B. N. Assunção, J. L. Silvino, and P. Resende, “Aplicação da LS-máquinas de vetores suporte no modelamento e simulação da temperatura de topo do óleo,” in *Anais Do Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-Americano Do CIGRÉ (XII ERIAC)*, (Foz do Iguaçu), CIGRÉ, Maio 2007.
- [194] J. L. P. Brittes, “Dados experimentais de transformador de potência.” Julho 2003.
- [195] M. B. H. Demuth and M. Hagan, *Neural Network Toolbox, for Use with Matlab*. The Math Works, INC.
- [196] K. Pelckmans, J. A. K. Suykens, T. V. Gestel, J. D. Barbanter, B. Hamers, B. D. Moor, and J. Vandewalle, *LS-SVMlab Toolbox, Version 1.5*. Katholieke Universiteit Leuven, Department of Electrical Engineering, ESAT-SCD-SISTA, February 2003.
- [197] T. C. B. N. Assunção, J. L. Silvino, and P. Resende, “Estimativa da vida útil do transformador pela análise furfural,” in *Anais Do Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-Americano Do CIGRÉ (XII ERIAC)*, (Foz Do Iguaçu), CIGRÉ, Maio 2007.
- [198] M. K. Pradhan and T. S. Ramu, “On the estimation of elapsed life of oil immersed power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 1962–1969, July 2005.
- [199] F. W. Heinrichs, “Bubble formation in power transformer windings at overload temperatures,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, pp. 1576–1582, September 1979.
- [200] S. Haykin, *Neural-Networks - A Comprehensive Foundation*. Prentice-Hall, 2° ed., 1999.
- [201] M. T. Hagan, H. B. Demuth, and M. Beale, *Neural Network Design*. PWS Publishing Company, 1996.
- [202] D. E. Rumelhart, G. E. Hinton, and R. J. Williams, “Learning representations by backpropagation errors,” in *Nature* (London, ed.), (London), pp. 533–536, 1986.
- [203] A. R. Barron, “Universal approximation bounds for superpositions of a sigmoidal functions,” *IEEE Transactions on Information Theory*, vol. 39, pp. 930–944, 1993.

- [204] J. L. Elman, “Finding structure in time,” *Cognitive Science*, vol. 14, pp. 179–211, 1990.
- [205] . V. N Vapnik, *The Nature of Statistical Learning Theory*. Springer-Verlag, 1995.
- [206] V. Vapnik, *Statistical Learning Theory*. New York: John Wiley, 1998.
- [207] V. Vapnik, S. Golowich, and A. Smola, “Support vector method for function approximation, regression estimation and signal processing,” in *Advances in Neural Information Processing Systems*, MIT Press, 1997.
- [208] V. Vapnik, “The support method of function estimation,” in *Nonlinear Modelling: Advanced Black-Box Techniques* (J. A. K. Suykens and J. Vandewalle, eds.), pp. 55–85, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [209] S. R. Gunn, “Support vector machines,” tech. rep., ISIS Technical Report, May 1998.
- [210] A. J. Smola, P. Barlett, B. Scholkopf, and D. Schuurmans, *Advances in Large Margin Classifiers*, ch. Introduction to Large Classifiers, pp. 1–28. MIT PRESS.
- [211] M. A. Hearst, B. Scholkopf, S. Dumais, E. Osuna, and J. Platt, “Trends and controversies - support vector machines.,” *IEEE Intelligent Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 18–28, 2000.
- [212] J. A. K. Suykens, “Nonlinear modeling and support vector machines,” in *IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference*, 2001.
- [213] J. A. K. Suykens, L. Lukas, P. V. Dooren, B. de Moor, and J. Vandewale, “Least squares support vector machine classifiers,” in *Proceedings of the European Symposium on Artificial Neural Networks (ESANN 2000)*, 2000.
- [214] J. A. K. Suykens and J. Vandewale, “Least squares support vector machines classifiers,” *Neural Processing Letters*, vol. 9, no. 3, pp. 293–300.
- [215] J. A. K. Suykens and J. Vandewalle, “Multiclass least squares support vector machines,” in *Intl. Joint Conference on Neural Networks*, (Washington, DC), 1999.

- [216] J. A. K. Suykens, L. Lukas, P. V. Dooren, B. de Moorand, and J. Vandewalle, “Least squares support vector machines classifiers: A large scale algorithm,” in *European Conference on Circuits Theory and Design*, (Stresa, Italy), pp. 839–842, 1999.
- [217] T. VanGestel, J. A. K. Suykens, G. L. Kriet, A. Lambre, B. DeMor, and J. Vandewale, “A bayesian framework for least squares support vector machines classifiers,” *Neural Computation*, vol. 15, no. 5, pp. 1115–1148, 2002.
- [218] J. A. K. Suykens, T. V. Gestel, and J. Vandewalle, “Least squares support vector machines,” *World Scientific*.
- [219] J. A. K. Suykens, “Tutorial: Least squares support vector machines,” tech. rep., K.U. Leuven, ESAT-SCD-SISTA, 2003.
- [220] J. A. K. Suykens and J. Vandewalle, “Recurrent least squares support vector machines,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems-I*, vol. 47,, pp. 1109–1114, July 2000.
- [221] J. A. K. Suykens, J. Vandewalle, and B. de Moor, “Optimal control by least squares support vector machines,” *Neural Networks 14*, pp. 2–25, 2001.
- [222] J. A. K. Suykens, L. Lukas, and J. Vandewalle, “Sparse approximation using least squares vector machines,” *IEEE International Symposium on Circuits and Systems ISCAS 2000*, pp. 757–760, May 2000.
- [223] J. A. K. Suykens, “Nonlinear modelling and support vector machines,” in *IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference*, pp. 1–8, 2001.
- [224] T. V. Gestel, J. Suykens, G. Kkriet, A. Lambre, and B. DeMor, “Muliclass LS-SVMs: Moderate outputs and coding-decoding schemes,” *Neural Processing Letters*, 2001.
- [225] T. Schouten, J. A. K. Suykens, and B. D. Moors, “Multi resolution least squares SVM solver,” in *Proceedings of the 4rd IEEE Midwest Symposium on Circuits and Systems*, 2000.
- [226] A. C. Lorena and A. C. P. L. F. de Carvalho, “Introdução às máquinas de vetores suporte (support vector machines),” Tech. Rep. 102, Universidade de São Paulo, abril 2003.

Apêndice A

Redes Neurais Artificiais e LS-SVM

Este Apêndice é dedicado à apresentação das características gerais das Redes Neurais Artificiais e da Máquina de Vetores Suporte baseada em Mínimos Quadrados (LS-SVM), empregadas para estimar a temperatura de topo do óleo do transformador.

A.1 Redes neurais artificiais estáticas

Em 1943, McCulloch and Pitts propuseram o modelo básico do neurônio artificial, e desde então o estudo das redes neurais artificiais vem avançando [200].

O modelo básico do neurônio artificial é ilustrado na figura A.1.

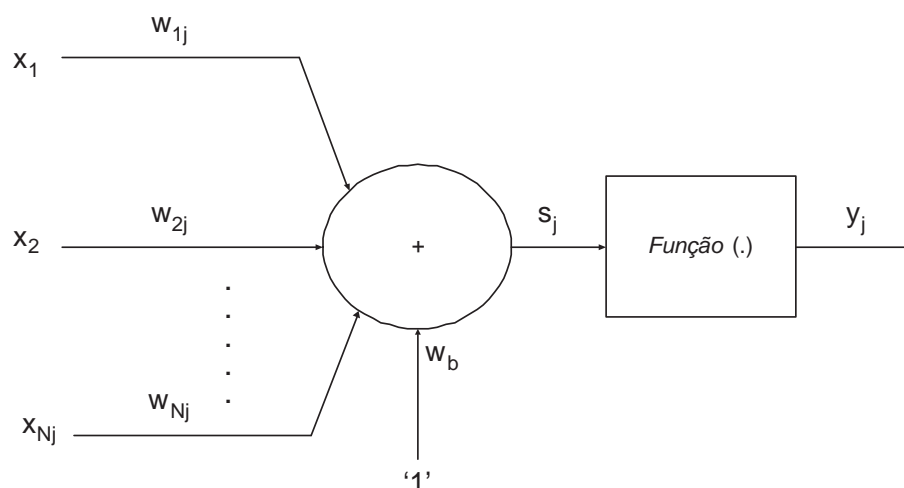


Figura A.1: Modelo Estático do Neurônio Artificial.

Um neurônio artificial j possui várias entradas x_i que podem ser as saídas provenientes de outros neurônios conectados a ele. Cada conexão tem associado um peso w_{ij} que determina a natureza e

intensidade da influência de um nó de um neurônio sobre outro. Assim, a influência de um nó sobre outro é o produto da saída do neurônio antecessor com o peso do enlace que os conecta ($w_{ij}x_i$).

Cada neurônio combina as influências separadas que recebe em seus enlaces de entrada em uma influência global, que é a soma s_j de todas as influências. Para determinar a saída y_j do neurônio, esta soma passa através de uma função de ativação, que pode ser uma função linear ou não linear. A figura A.1 e as expressões seguintes ilustram o descrito:

$$s_j = \sum_{i=1}^N w_{ij} x_i + w_b \quad (\text{A.1})$$

$$y_j = f(s_j) \quad (\text{A.2})$$

Pode-se perceber que o modelo do neurônio artificial é uma aproximação do modelo do neurônio biológico, onde os processos de transporte, modulação sináptica e dissipação passiva de carga na membrana da célula foram reduzidos a uma multiplicação simples, w_{ij} vezes x_i . A relação envolvida na geração do potencial de ação é representado pela função de ativação $f(\cdot)$, ou seja, ela é responsável por determinar a forma e a intensidade da alteração dos valores transmitidos ao neurônio. Em geral, são utilizadas funções de ativação não lineares, tais como, a função degrau, a função em rampa limitada, a função logística e a tangente hiperbólica. A figura A.2 ilustra algumas opções de funções não lineares que podem ser utilizadas como função de ativação.

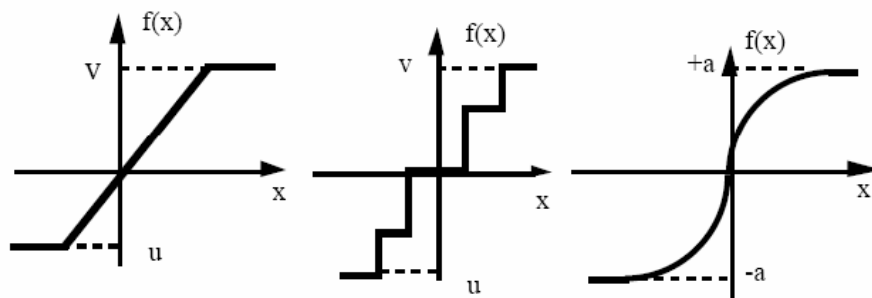


Figura A.2: Tipos de funções não-lineares utilizadas como função de ativação.

A.1.1 Rede neural multicamadas

Uma rede neural resulta da interconexão de vários nós básicos em diversas configurações. A configuração mais popular é a rede feedforward multicamada [201]. A estrutura consiste em ca-

camadas de neurônios na qual a saída de um neurônio de uma camada, alimenta todos os neurônios da camada seguinte. O fundamental desta estrutura é que não existem laços de realimentação. A rede feedforward é referida também como MultiLayer Perceptron (MLP) [202].

Definido um vetor de entrada $x = [x_0, x_1, x_2, \dots, x_n]$, e um vetor de saída $y = [y_0, y_1, y_2, \dots, y_m]$, o MLP forma um mapeamento complexo $y = \Psi(w, x)$ da entrada da primeira camada para a saída da última camada, parametrizado pelos pesos sinápticos w . A MLP é uma ferramenta muito potente, pois com duas ou mais camadas e um número suficiente de neurônios, consegue aproximar qualquer função uniformemente contínua, isto é, é um aproximador universal [203].

A.1.2 Algoritmo de retropropagação padrão

Algoritmo de aprendizado é o termo utilizado para se referir ao conjunto de procedimentos bem definidos, utilizados no treinamento, para adaptar os parâmetros de uma rede neural artificial (RNA), de forma que a mesma possa aprender uma determinada função. Como os valores dos pesos sinápticos determinam o mapeamento na rede neural, o treinamento da rede neural procura encontrar um conjunto de pesos que produza o mapeamento desejado. Para o treinamento das redes neurais foram desenvolvidos diversos métodos agrupados em dois tipos:

- **Aprendizado supervisionado:** A entrada e saída desejada da rede são fornecidas por um supervisor externo, com o objetivo de ajustar os parâmetros da rede e encontrar uma ligação entre os pares de entrada e saída fornecidos.
- **Aprendizado não supervisionado:** Não existe um sistema supervisor para acompanhar o processo de aprendizado. Só os padrões de entrada são disponíveis para a rede.

O tipo de algoritmo mais utilizado é o supervisionado, onde é fornecido à rede um conjunto de treinamento de vetores de entrada, associados a cada um dos vetores de saída desejados.

Para uma dada entrada x , o erro é a diferença entre a saída desejada d e a saída atual da rede y , como na equação A.3:

$$e = d - y \quad (\text{A.3})$$

O erro quadrático total sobre o conjunto de treinamento de P elementos, é dado pela equação A.4:

$$J = \sum_{i=1}^P e_i^T e_i \quad (\text{A.4})$$

O objetivo do treinamento é determinar o conjunto de pesos w que minimiza o custo J . O treinamento da rede neural resulta então em um problema de otimização. Considerando uma estrutura não linear da rede, o algoritmo de gradiente descendente é o mais utilizado entre os métodos de otimização.

No método do gradiente descendente, depois da apresentação de uma amostra do conjunto de treinamento, cada peso é adaptado de acordo com a expressão:

$$\Delta w = -\eta \hat{\nabla} \quad (\text{A.5})$$

onde η controla a taxa de aprendizado e

$$\hat{\nabla} = \frac{\partial e^T e}{\partial w} \quad (\text{A.6})$$

é o gradiente do erro parcial, correspondente ao atual padrão de entrada, pois o gradiente total é:

$$\nabla = \frac{\partial J}{\partial w} = \sum_{i=1}^P \frac{\partial e_i^T e_i}{\partial w} \quad (\text{A.7})$$

Para que o algoritmo de treinamento esteja completamente especificado, deve-se encontrar expressões explícitas do gradiente do erro $\hat{\nabla}$, para o qual deve ser calculada a derivada parcial $\frac{\partial e^T e}{\partial w}$ correspondente a cada peso.

A.2 Redes neurais temporais

Entre as redes neurais convencionais, o uso do Multilayer Perceptrons (MLP) com o algoritmo de aprendizado de retropropagação, demonstrou capacidade de realizar mapeamentos dinâmicos. Entretanto, muitos pesquisadores dedicaram-se a encontrar arquiteturas de redes neurais artificiais mais adequadas a este tipo de mapeamento. A idéia é que para que uma rede neural seja considerada dinâmica, esta deve possuir memória [204]. Isto é possível, se a rede considerar entradas atrasadas no tempo, ou se a rede tiver laços de realimentação.

A.2.1 Redes neurais com atraso no tempo

A idéia básica do processamento espaço-temporal utilizando atrasos no tempo é mostrada na figura A.3, onde a resposta da rede neural típica feedforward, no tempo t , é baseada nas entradas no tempo $(t - 1)$, $(t - 2)$, ..., $(t - n)$. Desta modo, considera-se um histórico da seqüência temporal. Esta configuração, onde os atrasos são utilizados somente na camada de entrada, é muito utilizada, mas existem generalizações do método, onde considera-se atrasos também nas camadas escondidas e na de saída. Estas considerações podem complicar a utilização deste tipo de rede, mas melhoram o seu desempenho.

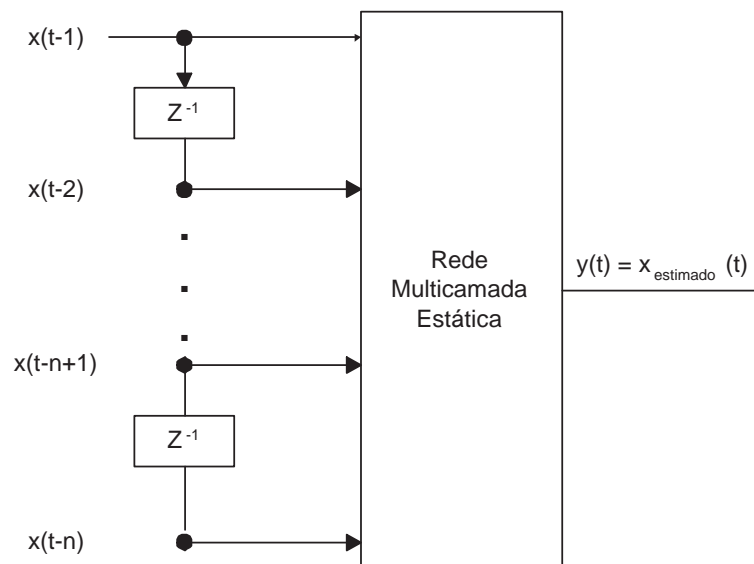


Figura A.3: Rede temporal com atraso no tempo.

A.2.2 Redes neurais recorrentes

As redes recorrentes podem ter uma ou mais camadas, mas a sua particularidade reside no fato de que tem conexões que partem da saída de uma unidade em direção a uma outra unidade da mesma camada ou de uma camada anterior à esta. Estes tipos de conexões permitem a criação de modelos que levam em consideração aspectos temporais e comportamentos dinâmicos, onde a saída de uma unidade depende de seu estado em um tempo anterior. Os laços internos ao mesmo tempo que dão características interessantes de memória e temporalidade as redes, tornam estas redes muito instáveis, o que leva ao emprego de algoritmos específicos (e usualmente mais complexos) para o seu aprendizado.

A configuração básica da rede recorrente é mostrada na figura A.4.

Há dois tipos de redes recorrentes: uma muito utilizada para reconhecimento de padrões estáticos, onde o padrão de entrada é fixo e a saída atinge dinamicamente um estado estável; e outra rede onde a entrada e saída variam com o tempo.

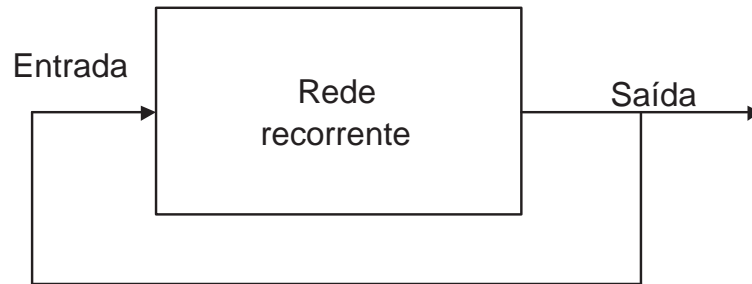


Figura A.4: Rede neural recorrente.

A.3 Redes de funções bases radiais

Adicionalmente às redes neurais com múltiplas camadas, um tipo específico de rede que tem sido aplicada é a rede com funções bases radiais (RFBR). Uma rede RBFR consiste de um conjunto de unidades locais, posicionadas no espaço vetorial de entrada, completamente conectadas a unidades de saída através de conexões ponderadas. As unidades locais são neurônios que utilizam, em geral, funções de ativação do tipo Gaussiana. As unidades de saída utilizam o somatório ponderado de suas entradas (saídas das unidades locais) para aplicar uma função de ativação e determinar a saída da rede.

Desta forma uma rede RBFR, em sua forma mais básica, envolve três camadas com funções totalmente diferentes. A camada de entrada é constituída por nós de fonte (unidades sensoriais) que conectam a rede ao meio ambiente. A segunda camada, a única oculta da rede, aplica uma transformação não-linear do espaço de entrada para o espaço oculto (geralmente de alta dimensão). E, finalmente, uma camada de saída, em geral, linear que fornece a resposta da rede ao padrão de entrada.

A figura A.5 esquematiza a arquitetura das redes RFBR.

É comum associar a RFBR a uma rede com uma camada intermediária, apesar de redes com mais de uma camada intermediária terem sido propostas. Essa arquitetura também pode ser facilmente

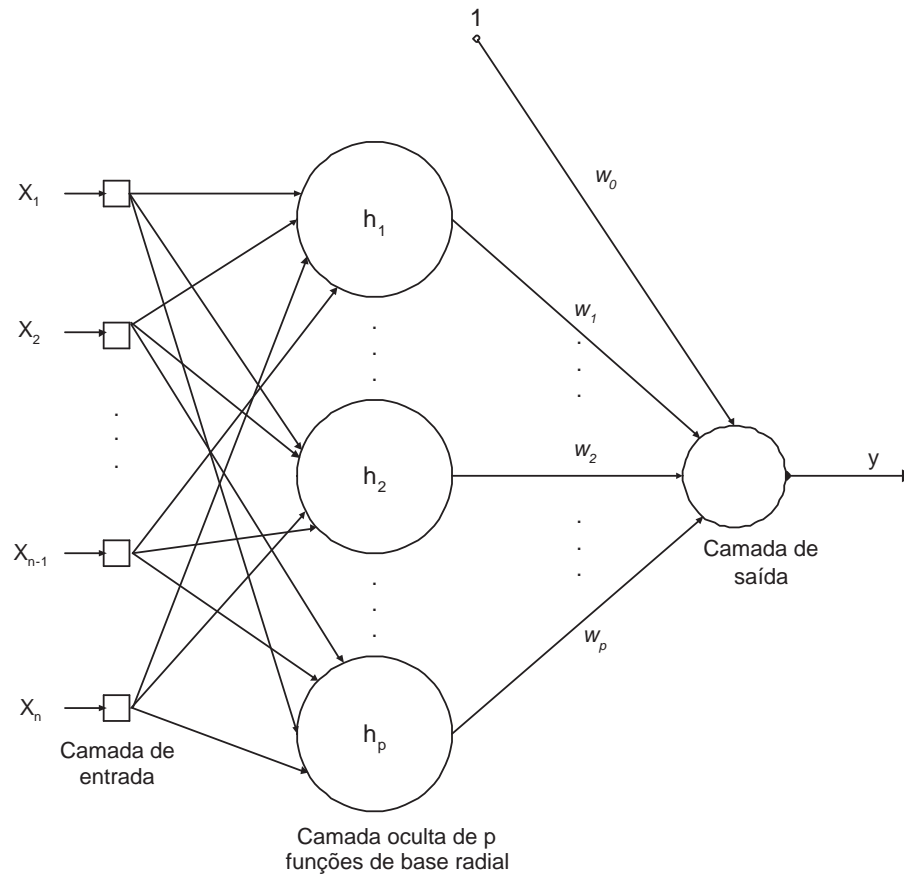


Figura A.5: Estrutura da Rede de Função Base Radial.

estendida para o caso em que exista mais de uma variável de saída. Nota-se também que nessa rede prevê-se o uso de uma variável independente dos dados, em geral chamada de tendência ou bias. Ela é aplicada à unidade de saída simplesmente igualando-se um dos pesos lineares (nesse caso, w_0) da camada de saída ao valor do bias e tratando a função de base radial associada como uma constante igual a +1. Em geral, a adição de uma tendência é feita para compensar a diferença entre o valor médio das ativações das funções de base radial sobre todo o conjunto de dados e dos correspondentes valores-alvo. Tipicamente, o número das funções de base radial é menor do que a quantidade de pontos dados. Isso acrescenta uma dificuldade ao problema: o número de unidades ocultas da rede passa a ser um parâmetro desconhecido e tem que ser determinado. O valor do número de funções de base radial está intimamente ligado à complexidade da função computada pela rede, se este for subestimado, a função y resultante pode ser muito simples e incapaz de aproximar bem o fenômeno gerador dos pontos conhecidos. Por outro lado, um número muito grande de unidades ocultas provê a rede com uma capacidade computacional excessiva, e a generalização bem sucedida

passa a depender diretamente do parâmetro de regularização.

No contexto de uma rede neural, as unidades ocultas fornecem um conjunto de funções que constituem uma base arbitrária para os padrões de entrada, quando estes são expandidos sobre o espaço oculto, por isso são chamadas funções de base radial.

Em uma rede RBFN a ativação de um neurônio escondido i é dada pela distância Euclidiana entre o vetor de entrada X e o centro do neurônio C (centros das funções de base radial). Os centros das funções de base radial são os pesos dos neurônios escondidos. Assim, calcula-se a ativação v do neurônio escondido i por meio da seguinte expressão:

$$v = \|X - C_i\| \quad (\text{A.8})$$

Cada neurônio escondido possui uma função de base não-linear $G(\cdot)$ que utiliza como argumento a ativação do neurônio v , ou seja, a saída h do neurônio escondido i é calculada da seguinte forma:

$$h_i = G(v) = \exp\left(-\frac{v^2}{2\sigma_i^2}\right) \quad (\text{A.9})$$

o parâmetro σ define a largura ou abertura da função de ativação gaussiana $G(\cdot)$.

De acordo com a equação A.8, o valor da saída do neurônio escondido i será tanto maior quanto o vetor de entrada X se aproxima do centro C_i . A saída máxima ($h_i = 1$) ocorrerá quando o vetor de entrada coincidir com o centro do neurônio ($X = C_i$). Dessa forma, diz-se que cada neurônio da camada escondida tem seu próprio campo receptivo no espaço de entrada. O campo receptivo é uma região centrada em C_i com tamanho proporcional a σ_i .

A saída da rede y , para o caso linear, é uma combinação ponderada das funções de base radial. Assim, para o neurônio j da camada de saída temos:

$$y_j = \sum_{i=1}^p [w_{ij} \cdot G(\|X - C_i\|)] \quad (\text{A.10})$$

sendo p é o número de unidades escondidas da rede.

A.4 Máquinas de vetores suporte

Máquinas de Vetores Suporte (Support Vector Machines - SVM) é um novo método usado para resolver problemas de classificação de padrões e regressão, e em poucos anos desde a sua introdução tem superado a maioria dos sistemas inteligentes em uma ampla variedade de aplicações [205, 206, 207, 208, 209]. Basicamente, a máquina de vetores suporte é uma máquina linear com algumas propriedades muito interessantes, e se baseia nos resultados da teoria da aprendizagem com tamanhos de amostra finitos. A idéia é construir um hiperplano como superfície de decisão de tal forma que a margem de separação entre dados positivos e negativos seja máxima. A máquina de vetores de suporte é uma implementação do método de minimização estrutural de risco.

A idéia básica da construção de algoritmo de aprendizagem por vetor suporte é o núcleo do produto interno entre um "vetor suporte" x_i e o "vetor" x retirado do espaço de entrada. Os vetores de suporte consistem de um pequeno subconjunto de dados de treinamento extraído pelo algoritmo. Dependendo de como este núcleo de produto interno é gerado, pode-se construir diferentes máquinas de aprendizagem, caracterizadas por superfícies de decisões não lineares, próprias.

Algumas das principais características das SVMs que tornam seu uso atrativo são [210]:

- Boa capacidade de generalização: os classificadores gerados por uma SVM em geral alcançam bons resultados de generalização. A capacidade de generalização de um classificador é medida por sua eficiência na classificação de dados que não pertençam ao conjunto utilizado em seu treinamento. Na geração de preditores por SVMs, portanto, é evitado o overfitting, situação na qual o preditor se torna muito especializado no conjunto de treinamento, obtendo baixo desempenho quando confrontado com novos padrões.
- Robustez em grandes dimensões: as SVMs são robustas diante de objetos de grandes dimensões, como, por exemplo, imagens. Comumente há a ocorrência de overfitting nos classificadores gerados por outros métodos inteligentes sobre esses tipos de dados.
- Convexidade da função objetivo: a aplicação das SVMs implica na otimização de uma função quadrática, que possui apenas um mínimo global. Esta é uma vantagem sobre, por exemplo, as Redes Neurais Artificiais, em que há a presença de mínimos locais na função objetivo a ser minimizada.

- Teoria bem definida: as SVMs possuem uma base teórica bem estabelecida dentro da Matemática e Estatística.

Entre as características citadas, o destaque das SVM está em sua capacidade de generalização. Estes resultados foram apresentados por Vapnik e Chervonenkis através da Teoria de Aprendizado Estatístico, proposta por estes autores nas décadas de 60 e 70 [205].

As primeiras aplicações práticas das SVM são recentes, e datam da década de 90 [211].

A.5 Máquinas de vetores suporte baseada em mínimos quadrados (LS-SVM)

A máquina de vetores suporte baseada em mínimos quadrados (Least Squares Support Vector Machines LS-SVM), desenvolvida por Suykens, é bastante recente e tem despertado muito interesse em várias aplicações [212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225]. A LS-SVM possui as mesmas vantagens da SVM, mas no lugar de uma programação quadrática emprega um conjunto de equações lineares para o seu treinamento. Em comparação a SVM, a LS-SVM tem alguns propriedades mais amigáveis, relativas a sua implementação e ciclo de aprendizagem. A SVM tradicional seleciona alguns vetores que são importantes na regressão (vetores suporte), enquanto a versão dos mínimos quadrados usa todos os vetores para a solução do problema. Esta é uma propriedade interessante da SVM, porque fornece uma informação adicional relativa ao processo, e uma solução mais efetiva com um sistema menor. Esta esparsidade também podem ser alcançada com a LS-SVM [190].

A.6 Funções de kernel

O modo mais fácil de se definir duas classes de um conjunto de dados é usando um separador linear simples. Mas, infelizmente poucos problemas de classificação e regressão podem ser resolvidos por um separador linear simples. Uma solução possível é o mapeamento dos pontos dados $\{x_k\}_{k=1}^N$, por um espaço de características, e portanto o separador linear pode ser usado. Este mapeamento é feito através de uma função não-linear $\varphi(\cdot)$, que não é explicitamente conhecida, mas implicitamente definida para satisfazer a condição $\varphi(x_i) \varphi(x_j) = K(x_i, x_j)$, sendo que $K(\cdot, \cdot)$ é chamada de função Kernel.

Um Kernel K é uma função que recebe dois pontos x_i e x_j do espaço de entradas e computa o produto escalar $\Phi(x_i) \cdot \Phi(x_j)$ no espaço de características, como descrito em Haykin [200].

$$K(x_i, x_j) = \Phi(x_i) \cdot \Phi(x_j) \tag{A.11}$$

Em grande parte dos casos, Φ assume formas bastante complexas. Por este motivo, é comum definir a função Kernel sem o conhecimento explícito do mapeamento. A utilidade dos Kernels está, portanto, na simplicidade de cálculo e na capacidade de representar espaços muito abstratos.

As funções Φ devem pertencer a um domínio em que seja possível o cálculo de produtos internos. Há um conjunto de funções com esta propriedade, que pertencem ao espaço de Hilbert. Este conhecimento é utilizado na definição dos Kernels. Geralmente faz-se uso das condições estabelecidas pelo Teorema de Mercer nesta definição. Segundo este Teorema, os Kernels devem ser matrizes definidas positivas, isto é, a matriz K , em que $K_{ij} = K(x_i, x_j)$ para todo $i, j = 1, \dots, N$ deve ter auto-valores maiores que 0. Essas funções são usualmente denominadas Kernels de Mercer. Na Tabela A.1 [226], encontram-se algumas funções comumente utilizadas como funções de kernel.

Tipo	Função $K(x_i, x_j)$ correspondente
Linear	$(x_i^T \cdot x_j)$
Polinomial	$(x_i^T \cdot x_j + 1)^p$
Gaussiano	$\exp\left(-\frac{1}{2\sigma^2} \ x_i - x_j\ ^2\right)$
Sigmoidal	$\tanh(\beta_0 x_i x_j + \beta_1)$

Tabela A.1: Funções típicas utilizadas como Kernels.

A.7 Função regressão

Dado um conjunto de treinamento de N pontos $\{x_k, y_k\}_{k=1}^N$, com os dados de entrada $x_k \in R^n$ e de saída $y_k \in R$, é considerado o seguinte problema de otimização:

$$\min_{\omega, e} \tau(\omega, e) = \frac{1}{2} \omega^T \omega + \gamma \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N e_k^2 \tag{A.12}$$

sujeito aos limites de igualdade

$$y_k = \omega^T \varphi(x_k) + b + e_k \tag{A.13}$$

para $k = 1, \dots, N$.

Sendo $\varphi(\cdot) : R^n \rightarrow R^{n_h}$ a função que mapeia o espaço de entrada em um espaço característico de alta dimensão, $\omega \in R^{n_h}$ o vetor peso ajustável, $e_k \in R$ a variável erro e b é uma constante.

O Lagrangiano é calculado como:

$$L(\omega, b, e; \alpha) = J(\omega, e) - \sum_{k=1}^N \alpha_k \{ \omega^T \varphi(x_k) + b + e_k - y_k \} \quad (\text{A.14})$$

sendo $\alpha_k \in R$ os multiplicadores de Lagrange.

As condições de otimização são obtidas como:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial \omega} = 0 &\rightarrow \sum_{k=1}^N \alpha_k \varphi(x_k) \\ \frac{\partial L}{\partial b} = 0 &\rightarrow \sum_{k=1}^N \alpha_k = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial e_k} = 0 &\rightarrow \alpha_k = \gamma e_k, \quad k = 1, \dots, N \\ \frac{\partial L}{\partial \alpha_k} = 0 &\rightarrow \omega^T \varphi(x_k) + b + e_k - y_k = 0, \quad k = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

Após a eliminação de ω e e_k , é determinada a seguinte relação:

$$\left[\begin{array}{c|c} 0 & \vec{1}^T \\ \hline 1 & \Omega + \gamma^{-1}I \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} b \\ \alpha \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} 0 \\ y \end{array} \right] \quad (\text{A.16})$$

onde: $y = [y_1, \dots, y_N]$, $\vec{1} = [1, \dots, 1]$, $\alpha = [\alpha_1, \dots, \alpha_N]$.

Com

$$\Omega = Z Z^T + \frac{I}{\lambda} \quad (\text{A.17})$$

A matriz Ω , com seus termos expandidos, é representada por:

$$\Omega = \left[\begin{array}{ccc} \frac{\sum_{i=1}^N \varphi(x_1)^T \varphi(x_1) y_1 y_1}{\lambda} & \cdots & \sum_{i=1}^N \varphi(x_1)^T \varphi(x_N) y_1 y_N \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_{i=1}^N \varphi(x_N)^T \varphi(x_1) y_N y_1 & \cdots & \frac{\sum_{i=1}^N \varphi(x_N)^T \varphi(x_N) y_N y_N}{\lambda} \end{array} \right] \quad (\text{A.18})$$

Aplicando o teorema de Mercer resulta:

$$\Omega_{kl} = \varphi(x_k)^T \varphi(x_l), \quad k, l = 1, N \quad (\text{A.19})$$

Portanto,

$$\Omega_{kl} = K(x_k, x_l) \quad (\text{A.20})$$

Logo, o modelo LS-SVM para a função estimação é:

$$y(x) = \sum_{k=1}^N \alpha_k K(x, x_k) + b \quad (\text{A.21})$$

sendo α_k e b a solução do sistema linear da equação A.16.