

LÁZARO PARTAMIAN CARRIEL

**Carregamento e Envelhecimento de
Transformadores Elétricos de Potência e
Aspectos Prioritários Para a Manutenção Baseada
na Condição**

***Loading and Aging of Electrical Power
Transformers and Main Aspects to Condition-
Based Maintenance***

CAMPINAS
2012



Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - FEEC

LÁZARO PARTAMIAN CARRIEL

**Carregamento e Envelhecimento de Transformadores Elétricos
de Potência e Aspectos Prioritários Para a Manutenção Baseada
na Condição**

*Loading and Aging of Electrical Power Transformers and Main
Aspects to Condition-Based Maintenance*

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

Master's degree thesis presented to the Electrical Engineering Sciences Postgraduation Programm of the School of Electrical Engineering and Computing of the University of Campinas to obtain the MsC grade in Electrical Engineering, in the Electric Power Energy area.

Orientador: Prof. Dr. José Pissolato Filho

Tutor: Prof. PhD José Pissolato Filho

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno **LÁZARO PARTAMIAN CARRIEL**, e orientado pelo **Prof. Dr. JOSÉ PISSOLATO FILHO**.

Assinatura do Orientador

CAMPINAS
2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE -
UNICAMP

C234c Carriel, Lázaro Partamian, 1950-
Carregamento e envelhecimento de transformadores
elétricos de potência e aspectos prioritários para a
manutenção baseada na condição / Lázaro Partamian
Carriel. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: José Pissolato Filho.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Transformadores elétricos. 2. Transformadores
elétricos - Manutenção e reparos. I. Pissolato Filho,
José, 1951-. II. Universidade Estadual de Campinas.
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III.
Título.

Título em Inglês: Loading and aging of electrical power transformers and
main aspectsto condition-based maintenance

Palavras-chave em Inglês: Electrical power transformers, Electrical power
transformers - Maintenance and repairs

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Geraldo Peres Caixeta, Armando Bassetto Filho

Data da defesa: 24-08-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Lázaro Partamian Carriel

Data da Defesa: 24 de agosto de 2012

Título da Tese: "Carregamento e Envelhecimento de Transformadores Elétricos de Potência e Aspectos Prioritários para a Manutenção Baseada na Condição"

Prof. Dr. José Pissolato Filho (Presidente): _____

Dr. Armando Basseto Filho: _____

Prof. Dr. Geraldo Peres Caixeta: _____

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer pelo incentivo, apoio e paciência de meu orientador Prof. Dr. José Pissolato Filho na obtenção do título. Na minha vida profissional e acadêmica não conheci outro professor com qualidades natas de quem gosta tanto do que faz.

Agradeço ao Dr. Armando Bassetto Filho, um pesquisador como poucos, com quem aprendi muito (pelo menos eu acredito) sobre transformadores, nos vários Projetos de P&D que participamos juntos. Uma boa parte do material, aqui utilizado, se não é de sua autoria, é de sua concepção.

Agradeço ao Eng. Claudio Aparecido Galdeano, da MGM Consultoria e Diagnósticos em Equipamentos Elétricos Ltda., pelas “aulas” importantes para minha formação conceitual de ensaios de óleos isolantes e pela ajuda nas análises aqui apresentadas.

Agradeço ao meu sócio e amigo José Hugo Aguiar, que coordenou brilhantemente o desenvolvimento dos programas digitais que foram utilizados neste estudo.

Agradeço ao Prof. Dr. Geraldo Peres Caixeta pela ajuda desde a qualificação e incentivo na obtenção deste título.

Agradeço ao mestrando, em Engenharia de Computação, André Luiz Amorim Berenguel pela ajuda na elaboração do programa digital de carregamento de transformadores.

Agradeço (*in memoriam*) ao Dr. Victor Sokolov, que foi presidente da ZTZ Service (em Zaporozhye, Ucrânia). Até a data de seu falecimento (em 06.01.2008) foi coordenador do CIGRE WG 12 (*Power Transformers*) e participou ativamente em, pelo menos, uma dezena de Projetos de P&D aqui no Brasil. Deixou centenas de palestras e “*papers*”, alguns inéditos (incluindo originais em russo, que estão sendo traduzidos e publicados com o merecido crédito). Muito neste trabalho tem a sua identidade.

Finalmente, agradeço a todos os profissionais e colegas, não citados, que ajudaram de qualquer forma, direta ou indiretamente, na elaboração deste trabalho.

A todos, sinceramente, o meu muito obrigado.

L. P. Carriel

Resumo

CARRIEL, Lázaro Partamian, Carregamento e Envelhecimento de Transformadores Elétricos de Potência e Aspectos Prioritários Para a Manutenção Baseada na Condição. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 112p. Dissertação (Mestrado).

O transformador é o maior ativo, o mais importante e o mais caro do sistema elétrico de potência. Este estudo tem a finalidade de apresentar uma metodologia e um processo de análise do ciclo de vida útil de transformadores de potência baseada na condição, para evitar perda de vida adicional devido ao acréscimo de carga em condição de contingência no sistema.

A abordagem foi feita em duas fases e abrangem tanto a metodologia da norma ABNT como a norma do IEEE. Na primeira fase é verificado o comportamento do modelo térmico devido a sobrecargas e, na segunda, a influência das condições do óleo isolante.

Palavras Chave: Transformadores; vida útil; carregamento, envelhecimento, manutenção baseada na condição.

Abstract

CARRIEL, Lázaro Partamian, *Loading and Aging of Electrical Power Transformers and Main Aspects to Condition-Based Maintenance*. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 112p. *MSc Thesis*.

The transformer is the largest, most expensive, most important asset in the electric power system. This study will present a methodology to analyze the useful life of power transformers based on their condition, in order to avoid incremental loss of life caused by overload under contingent operating conditions.

The approach has been performed in two phases, following both ABNT and IEEE standards. In the first phase, a thermal model evaluates the effect of overloads on transformers' useful life. In the second phase, the influence of the conditions of the insulating oil is verified.

Key-words: Power transformer; useful life; loading, aging; condition-based maintenance.

Abreviaturas, Siglas e Símbolos

Quando se trata de manutenção e confiabilidade, se tem algo que é extremamente abundante são as abreviaturas, siglas, símbolos e, ocasionalmente, acrônimos, utilizados em relatórios, documentos e artigos. Como é comum e familiar para os profissionais da área, nem sempre trazem os respectivos significados, o que causa um enorme transtorno para os não iniciados. Portanto, aqui, sempre que uma abreviatura, sigla ou acrônimos (nacionais ou estrangeiros) aparecer pela primeira vez serão definidos. Entretanto, há que se reconhecer que é extremamente desconfortável tentar localizar uma definição ao longo do texto, procurando o local de sua primeira incidência, então, para facilitar a leitura, apresenta-se, a seguir, um resumo das abreviaturas utilizadas neste trabalho.

Antes, convém observar que a maioria das abreviaturas foi mantida na língua original, por quatro motivos: (i) experiências anteriores, principalmente na área de confiabilidade, demonstram que a tradução gera confusão; (ii) com o passar do tempo, a abreviatura traduzida perde a “ligação” com a que lhe deu origem, gerando também confusão (não raro, as pessoas envolvidas esquecem da definição original, sendo necessário fazer uma tabela de equivalência); (iii) está cada vez mais comum a utilização do jargão internacional na área técnica; e (iv) alguns termos ainda inexistem no Brasil, mas são conhecidos em outros países.

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CBM	Condition-Based Maintenance
CM	Condition Monitoring
DGA	Dissolved Gas Analysis
DP	Descarga Parcial
EPRI	Electric Power Research Institute
FDS	Frequency Dependent Spectroscopy
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
FMECA	Failure Mode Effects and Criticality Analysis
FP	Fator de Potência
FRA	Frequency Response Analysis
FTA	Fault Tree Analysis
FTM	Fixed Time Maintenance
GP	Grau de Polimerização
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IT	Information Technology
IV	Infravermelho
LVI	Low Voltage Impulses
MTBF	Mean Time Between Failures
MTBM	Mean Time Between Maintenance
MTTF	Mean Time To Failure
MTTR	Mean Time To Repair
MTTS	Mean Time To Service
NBI	Nível Básico de Isolamento
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
O&M	Operations and Maintenance

OTF	Operate To Failure
PCB	Bifenila policlorada
PCM	Predictive Condition Monitoring
PCM	Profit Centered Maintenance
PDC	Polarisation Depolarisation Current Measurements
PdM	Predictive Maintenance
PLM	Product Lifecycle Management
PM	Preventive Maintenance
PQ	Power Quality
RA	Reliability Analysis
RBM	Risk Based Maintenance
RCFA	Root Cause Failure Analysis
RCM	Reliability Centred Maintenance
RPC	Repair on Condition
RPF	Repair on Failure
RPN	Risk Priority Numbers
RTF	Run-To-Failure Maintenance
RVM	Return Voltage Measurement
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
TBM	Time Based Maintenance
TPM	Total Productive Maintenance
TTF	Total Time of Failure
TTR	Total Time of Repair
UV	Ultravioleta

Unidades

Os múltiplos e submúltiplos do SI são representados pelos seguintes prefixos:

Fator	Prefixo	Símbolo	Fator	Prefixo	Símbolo
10^{18}	exa	E	10^{-1}	deci	d
10^{15}	peta	P	10^{-2}	centi	c
10^{12}	tera	T	10^{-3}	mili	m
10^9	giga	G	10^{-6}	micro	μ
10^6	mega	M	10^{-9}	nano	n
10^3	kilo	k	10^{-12}	pico	p
10^2	hecto	h	10^{-15}	femto	f
10	deca	da	10^{-18}	atto	a

As principais unidades utilizadas neste relatório (SI, derivadas do SI e sem relação com o SI):

$^{\circ}\text{C}$	Graus Celsius ($0^{\circ}\text{C} = 273\text{K}$ aproximadamente)
BTU	<i>British Thermal Unit</i> ($1 \text{ BTU} = 1.055 \text{ J} = 252 \text{ cal} = 2,930711 \times 10^{-4} \text{ kWh}$)
cal	caloria
cm^2	centímetro quadrado

g	grama
g/ml	grama por mililitro
Hz	Hertz [s^{-1}] (ciclos por segundo)
J	Joule [$kg.m^2.s^{-2}$]
K	Graus Kelvin
kg	kilograma
kV	kiloVolt (10^3 V)
kW	kiloWatt (10^3 W)
kWh	kiloWatt.hora
m	metro
mg KOH/g	miligrama de KOH por grama de óleo
mN/m	mili newton por metro
mol	mole (quantidade de substância)
MW	MegaWatt (10^6 W)
MWh	MegaWatt.hora
N	Newton [$kg.m.s^{-2}$]
Pa	Pascal [$kg.m^{-1}.s^{-2}$] = [$N.m^{-2}$]
ppmv	Partes por milhão (10^6) em volume
ppbv	Partes por bilhão (10^9) em volume
pptv	Partes por trilhão (10^{12}) em volume
s	segundo
u.m.a.	Unidade de massa atômica
V	Volt
W	Watt [$kg.m^2.s^{-3}$] = [$J.s^{-1}$]

Símbolos e Fórmulas Químicas

A maioria das referências deste trabalho está relacionada com a química. Para um não-químico a compreensão da literatura torna-se um tormento. Julgou-se oportuna a sua apresentação da tabela abaixo, para facilitar o entendimento.

AF	2-acetil-furano
Al ₂ O ₃	Óxido de alumínio
C	Carbono (existem três isótopos: ¹² C, ¹³ C, ¹⁴ C)
CH ₄	Metano
C ₂ H ₂	Acetileno
C ₂ H ₄	Eteno (Etileno)
C ₂ H ₆	Etano
C ₃ H ₈	Propano
C ₄ H ₁₀	Butano
C ₅ H ₈	Isoprene
C ₅ H ₁₂	Pentano
C ₆ H ₆	Benzeno
C ₆ H ₁₄	Hexano
C ₇ H ₈	Tolueno
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono (Gás Carbônico)

CO_3^{2-}	Íon Carbonato
Cu	Cobre
DBDS	Dibenzil dissulfeto
DBPC	2,6-di-terciário-butil-paracresol (di-terc-butil-p-cresol)
FAL	2-Furfuraldeído ou 2-furfural
FOL	Álcool furfurílico ou furfurol
H_2	Hidrogênio
HCO_3^-	Íon bicarbonato
HMF	5-hidroximetil-2-furfural
HO_x	A soma de OH e HO_2
H_2O	Vapor d'água
$\text{I}\bullet$	Radical de inibidor de oxidação
n	Número de moléculas do solvente deslocadas da superfície do adsorvente
η	Número de quebras na molécula de celulose
N_2	Nitrogênio molecular
NaOH	Hidróxido de sódio
Na_2S	Sulfeto de sódio
O_2	Oxigênio molecular
O_3	Ozônio
OH	Radical Hidroxila
RCHO	Aldeído
RCOOH	Ácido carboxílico
RCOR	Cetona
RCOOR	Éster
RH	Hidrocarboneto
ROH	Álcool
$\text{ROO}\bullet$	Radical peróxido
ROOH	Hidroperóxido
R-SH	Mercaptans (onde R é um radical hidrocarboneto)
Ses	Molécula do solvente no adsorvente
SiO_2	Óxido de silício
Sm	Molécula do solvente
Xes	Molécula do soluto no adsorvente
Xm	molécula do soluto no solvente

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
2	VISÃO GERAL DO ESTUDO	5
2.1	CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES SOBRE O PROCESSO DE CONTAMINAÇÃO COM ÁGUA	9
2.2	ESTUDOS DE CASOS	10
2.3	EXPECTATIVA DE VIDA	14
2.4	MODELO TÉRMICO	16
2.5	CONFRONTO DE NORMAS	17
2.5.1	<i>Diferença de Temperatura entre o Topo e Fundo do Tanque</i>	19
2.5.2	<i>Abordagem de Carregamento do Transformador</i>	21
2.5.2.1	Sazonalidade e Carregamento	21
2.5.2.2	Modos de Carregamento Segundo a IEEE Std C57.91	24
2.5.2.3	Temperatura Ambiente e Sua Influência no Carregamento	25
2.6	CARREGAMENTO “VERSUS” CONFIABILIDADE	25
2.7	CONCEITUAÇÃO DE “SOBRECARGA”	26
3	DEGRADAÇÃO DO SISTEMA ISOLANTE SÓLIDO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	29
3.1	COMPOSIÇÃO DO PAPEL ISOLANTE	29
3.2	MECANISMOS DA DEGRADAÇÃO DO PAPEL	30
3.2.1	<i>Degradação Térmica</i>	30
3.2.2	<i>Degradação Hidrolítica</i>	31
3.2.3	<i>Degradação Oxidante</i>	35
3.3	TAXA DE ENVELHECIMENTO DO PAPEL	37
3.3.1	<i>Taxa de Envelhecimento Térmico</i>	37
3.3.2	<i>Taxa de Envelhecimento por Umidade</i>	40
3.3.3	<i>Taxa de Envelhecimento por Oxidação</i>	41
3.3.4	<i>Expressão Modificada de Arrhenius</i>	42
3.3.5	<i>Avaliação da Vida Remanescente dos Sistemas Isolantes</i>	42
4	RESULTADOS OBTIDOS	51
4.1	ESTUDO DE 2001	51
4.1.1	<i>Coleta de Dados Para Seleção das Unidades</i>	52
4.1.2	<i>Exemplo de Análise</i>	53
4.1.2.1	Avaliação de Carregamentos Admissíveis Confiáveis	54
4.1.2.2	Cálculo do Carregamento Confiável em Operação Normal (105°C)	55
4.1.2.3	Cálculo do Carregamento Confiável Planejado (120°C)	56
4.1.2.4	Cálculo do Carregamento Confiável em Emergência (130°C)	57
4.1.2.5	Planilha de Cálculo da Possibilidade de Formação de Bolhas	57
4.1.2.6	Modelo de Evolução de Bolhas	58
4.1.3	<i>Resultados Obtidos</i>	60
4.2	ESTUDO DE 2009	68
4.2.1	<i>Coleta de Dados</i>	69

4.2.2	<i>Condições de Simulação</i>	75
4.3	MÓDULOS DO PROGRAMA.....	76
4.3.1	<i>Visualizar Subestações</i>	76
4.3.2	<i>Gerenciar Transformadores</i>	77
4.3.3	<i>Gerenciar Curvas de Simulação</i>	77
4.3.4	<i>Simular Comportamento Térmico de Transformador</i>	78
4.3.5	<i>Visualizar Resultados</i>	80
4.3.6	<i>Visualizar Histórico de Carga/Temperatura</i>	80
4.3.7	<i>Visualizar Histórico de Cromatografia do Óleo</i>	81
4.3.8	<i>Visualizar Histórico de Análise Físico-Química do Óleo</i>	82
4.4	RESULTADOS OBTIDOS	83
4.5	PRÓXIMOS PASSOS.....	84
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	87
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	89
6.1	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS COMPLEMENTARES.....	90

Lista de Figuras

Figura	Item	Descrição
2.1	2.2	Umidade dos enrolamentos em relação à idade operativa de transformadores.
2.2	2.2	Umidade dos enrolamentos em relação à idade operativa de transformadores 138/13.8 kV.
2.3	2.2	Umidade dos enrolamentos em relação à idade operativa de transformadores 69/13.8 kV.
2.4	2.2	Umidade média dos enrolamentos em relação à idade operativa de transformadores.
2.5	2.3	Curva de expectativa de vida.
2.6	2.5	Comparação de normas.
2.7	2.5.1	Diferença de temperatura entre o topo e o fundo do tanque dos transformadores estudados.
2.8	2.5.1	Perfil das diferenças de temperatura entre o topo e o fundo do tanque de todos os transformadores estudados.
2.9	2.5.2.1	Curva de carga de dois patamares.
2.10	2.5.2.2	Carregamentos recomendados pela norma IEEE Std C57.91.
3.1	3.1	Molécula de celulose.
3.2	3.2	Pirólise do papel Kraft em sistema fechado e livre de oxigênio. Número de quebras (η) por cadeia a 150 e 180°C.
3.3	3.2.2	Hidrólise ácida da celulose.
3.4	3.2.2	Efeito da umidade na vida do papel isolante imerso em óleo.
3.5	3.2.2	Grau de polimerização versus tempo.
3.6	3.2.2	Grau de polimerização versus tempo.
3.7	3.2.2	Grau de polimerização versus tempo.
3.8	3.2.3	Vida do isolamento de celulose versus a temperatura. Fim de vida definido como GP = 200.
3.9	3.3.1	Tensão de tração versus o tempo.
3.10	3.3.5	Redução da tensão de tração versus o tempo.
3.11	3.3.5	Redução do grau de polimerização versus o tempo.
4.1	4.1.2	Fotos do transformador TR1 de Tucuruvi.
4.2	4.1.2.1	Carga admissível confiável.
4.3	4.1.2.2	Carregamento planejado (105°C).
4.4	4.1.2.3	Carregamento planejado (120°C).
4.5	4.1.2.4	Carregamento confiável em emergência (130°C).
4.6	4.1.3	Perfis das Curvas de Carga Admissível Para as Unidades Seleccionadas.
4.7	4.2	Diagrama de Pareto considerando somente os equipamentos.
4.8	4.2.1	Curva de carga horaria das unidades seleccionadas (dados do mês julho/2010 completo).
4.9	4.2.1	Curva de carga semanal das unidades seleccionadas (dados do mês julho/2010 completo).
4.10	4.2.1	Laboratório de Óleo – Análise de Cromatografia (valores em ppm).
4.11	4.2.1	Laboratório de Óleo – Análise Físico-Química.

Lista de Tabelas

Tabela	Item	Descrição
2.1	2.4	Modos de resfriamento de transformadores.
2.2	2.4	Transformadores de 55°C.
2.3	2.4	Transformadores de 65°C.
2.4	2.5	Vida normal do isolamento - Transformadores de 65°C, sem umidade, à temperatura de referência de 110°C.
3.1	3.3.1	Vida do isolamento sólido.
3.2	3.3.5	Valores de GP.
3.3	3.3.5	Estimativa de perda de vida.
4.1	4.1.1	Unidades Selecionadas.
4.2	4.1.2	Tabela de temperaturas limites.
4.3	4.1.2.1	Tabela de carregamentos confiáveis calculados.
4.4	4.1.2.2	Limites impostos para o carregamento.
4.5	4.1.2.2	Valores Calculados.
4.6	4.1.2.3	Limites impostos para o carregamento.
4.7	4.1.2.3	Valores Calculados.
4.8	4.1.2.4	Limites impostos para o carregamento.
4.9	4.1.2.4	Valores Calculados.
4.10	4.1.2.5	Dados de entrada.
4.11	4.1.2.5	Valores Calculados.
4.12	4.1.2.6	Dados de saída.
4.13	4.1.2.6	Antes da contingência.
4.14	4.1.2.6	Imediatamente após a contingência.
4.15	4.1.3	Carregamentos Confiáveis Calculados (Carga Máxima).
4.16	4.1.3	Valores Calculados do Carregamento Confiável em Operação Normal (105°C).
4.17	4.1.3	Valores Calculados do Carregamento Confiável Planejado (120°C).
4.18	4.1.3	Valores Calculados do Carregamento Confiável em Emergência (130°C).
4.19	4.1.3	Planilha de Cálculo da Possibilidade de Formação de Bolhas.
4.20	4.4	Temperaturas durante o ciclo de carga.
4.21	4.4	Temperaturas finais.
4.22	4.4	Envelhecimento.

1 Introdução

O transformador elétrico de potência¹ é um dispositivo que leva em energia elétrica de um certo nível de tensão e corrente de uma parte da rede elétrica para outra parte de tensão e corrente em níveis diferentes. Em um sistema elétrico, normalmente são mudados os valores da tensão e corrente da transmissão e distribuição por motivos técnicos e econômicos. Assim, os transformadores se tornaram um dos componentes mais importantes em um sistema de potência, uma vez que, no evento de falha, pode causar uma interrupção de longo prazo no fornecimento de energia elétrica. Então, a confiabilidade de um sistema de potência é dependente principalmente da operação adequada do transformador.

Um grande transformador custa muito caro, da ordem de alguns milhões. Uma falha pode causar uma longa interrupção de fornecimento de energia, caros reparos e perda de receita. Durante muito tempo a base de isolamento de um transformador de potência era uma combinação de material de celulose (papel) com óleo mineral (óleo de transformador). Um transformador típico isolado com óleo e papel pode conter mais de 50.000 kg de óleo mineral e de 5.000 a 12.000 kg de papel celulose. Tanto o óleo como o papel absorve umidade e a sua suportabilidade dielétrica deteriora com o nível crescente de umidade.

A taxa de deterioração do isolamento do transformador, devido à presença de umidade, afeta tanto as solicitações elétricas como mecânicas. Uma descarga elétrica pode ocorrer em uma região de tensão mais alta devido a uma perturbação do equilíbrio de umidade, causando uma descarga parcial inicial de baixa voltagem que evolui para descarga parcial de mais alta intensidade. Como isto, a vida mecânica do isolamento fica reduzida à metade, quando o conteúdo de umidade aumenta por um fator dois. Então, é altamente desejável descobrir estas causas prováveis de falhas no transformador o mais cedo possível.

¹ Neste trabalho o transformador elétrico de potência será designado simplesmente por “transformador”. Existem outros tipos de transformadores, entretanto, não serão objetos deste estudo.

A determinação de conteúdo de umidade no isolamento de papel é extremamente difícil quando o transformador estiver em operação. Um método preciso para medir concentração de umidade é a técnica de Karl Fischer. Este teste é útil para sistema de isolamento elétrico simples como os encontrados nos chaveamentos a óleo. Mas quando usado medir o conteúdo de água de um transformador em serviço, o teste de Karl Fischer não provê qualquer indicação do conteúdo de umidade no sistema de isolamento total (que inclui óleo e papel). Um transformador à 20°C pode ter só 20 ppm de água em seu óleo, mas o papel poderia ter conteúdo de umidade tão alto quanto 4% do peso, indicando a degradação severa do papel. No momento não há nenhum método prático disponível para medida direta *em-situ* de umidade do papel em transformador.

Durante os anos, investigadores tinham desenvolvido muitos conjuntos de curvas de equilíbrio de umidade para calcular o conteúdo de umidade no isolamento de papel medindo o conteúdo de umidade no óleo de transformador. Este é um método indireto de medir o conteúdo de umidade no isolamento de papel. Quando o transformador estiver em operação, este é talvez o único método de calcular o nível de umidade no isolamento de papel. As desvantagens com estes conjuntos de curvas são que produzirá resultado errôneo quando isolamento óleo-papel não estiver na condição de equilíbrio

Com o objetivo de melhor descrever o trabalho realizado e os resultados alcançados no desenvolvimento do estudo “Carregamento e Envelhecimento de Transformadores Elétricos de Potência e Aspectos Prioritários Para a Manutenção Baseada na Condição”, esta dissertação foi organizada em capítulos da forma que se segue.

Este primeiro capítulo tem o objetivo de contextualizar e demonstrar a relevância do tema abordado, introduzir o assunto e mostrar a organização e a metodologia adotada para elaboração desta dissertação.

O Capítulo 2 apresenta a “Visão Geral do Estudo”, contendo a primeira parte da revisão bibliográfica. Neste Capítulo estão descritos os mecanismos e processos de degradação dos isolantes líquidos e suas respectivas influências no carregamento de transformadores, além de um “confronto” de normas utilizadas no estudo.

O Capítulo 3 apresenta a “Degradação do Sistema Isolante Sólido de Transformadores de Potência”, contendo a segunda parte da revisão bibliográfica. Analogamente ao Capítulo anterior, estão descritos os mecanismos e processos de degradação dos isolantes sólidos e suas respectivas influências tanto no carregamento como no envelhecimento de transformadores, além de apresentar alguns exemplos práticos de estudos anteriores.

O Capítulo 4 apresenta os “Resultados Obtidos” no desenvolvimento deste estudo, incluindo os critérios de seleção de unidades para estudo em um universo amplo de amostras e um exemplo de análise (já publicado). Apresenta, também um confronto de resultados de dois estudos realizados em períodos diferentes (8 anos) e um exemplo do programa digital utilizado (na realidade, são vários programas em cascata). Finalmente, os próximos passos para estudos futuros, uma vez que esta abordagem, por ser bem ampla, não se encerra aqui.

O Capítulo 5 apresenta as “Conclusões e Recomendações”, verificadas durante a execução dos estudos.

O Capítulo 6 apresenta as “Referências Bibliográficas” utilizadas neste estudo, mais algumas “Referências Bibliográficas Complementares”. Este último item foi acrescentado devido ao fato de que algumas referências serviram para formar uma base conceitual, opinião, ou mesmo prestar um esclarecimento adicional. Portanto, apesar de nem todas estarem mencionadas (referenciadas) diretamente no corpo do relatório, certamente todas as listadas foram consultadas. Além disso, poderá servir de apoio, ou

ponto de partida, para a continuidade destes estudos no futuro, uma vez que este trabalho não se encerra aqui.

2 Visão Geral do Estudo

Para ter um transformador confiável é essencial que o isolamento elétrico esteja em condições satisfatórias e o emprego de um eficiente programa de manutenção. Aproximadamente 80% das falhas em transformadores poderiam ser previstas e prevenidas se um sistema de diagnósticos efetivos estivesse sendo usado. Então durante o último século, investigadores se dedicaram em estudos de falhas dos transformadores de potência para encontrarem um modo eficiente para prever a vida dos transformadores ao mesmo tempo que monitoram a condição dos transformadores velhos. As falhas do transformador podem ser causadas através de várias razões como, por exemplo, fraqueza (perda de suportabilidade) mecânica, distorção no enrolamento e isolamento, entre outros. Mas o principal foco está no isolamento. Existem estatísticas que mostram que uma taxa alta estável (de 15 a 20%) das falhas foi atribuída ao prejuízo das condições do isolamento principal e secundário.

Geralmente os materiais de isolamento usados no transformador consistem no papel de isolamento celulose saturado e o óleo de transformador. Os materiais de isolamento degradam com o passar do tempo. Temperatura, oxigênio, e umidade causam degradação dos materiais e afetam as propriedades dielétricas destes materiais de isolamento. A vida do transformador é, freqüentemente, determinada pelo estado do papel de isolamento celuloso. Para prever a vida dos transformadores então é crítico o monitoramento da degradação do papel de isolamento.

O fator principal que faz isolamento no transformador falhar é a falta de capacidade para resistir aos ataques de condições atmosféricas, perturbações por queda de raios, curtos-circuitos, sobrecargas e muitas outras condições.

O interesse das concessionárias de eletricidade em aprofundar os conhecimentos quanto à contaminação de transformadores por umidade tem crescido nos últimos anos por uma série de razões. Podem-se citar as seguintes, dentre as principais:

- **População considerável de transformadores envelhecidos e contaminados com umidade.** A principal consequência desse fato é a incerteza de como carregar o transformador com confiabilidade, sabendo-se o efeito da água na aceleração da taxa de envelhecimento do isolamento sólido, a possível redução na rigidez dielétrica com o aumento da porcentagem de saturação da água no óleo e o risco de formação de bolhas em altas temperaturas.
- **Incerteza na eficácia dos métodos disponíveis para avaliar a saúde do transformador.** A simples avaliação do teor de água numa amostra de óleo coletada rotineiramente não permite determinar o nível de umidade dos enrolamentos do transformador. Há sempre dúvidas quanto ao estabelecimento de quais transformadores estão mais úmidos, devendo ser secos prioritariamente. Ou mesmo, quais os níveis aceitáveis de teor de água para prevenir falhas e estabelecer as condições admissíveis para o carregamento confiável tanto em regime normal quanto em contingências.

Nos últimos anos tem crescido consideravelmente o interesse sobre gerenciamento da vida de transformadores de potência. Os principais fatores entre os vários motivos que estão estimulando tal interesse e causando preocupação entre os especialistas, assim como pressões para realização de mudanças nas práticas atuais, são:

- Envelhecimento de equipamentos e proximidade do final de vida útil do projeto original;
- Menos pessoas, particularmente especialistas, disponíveis para administrar a população de transformadores;
- Pressão para economizar na redução de manutenção e mudança de uma ação baseada no tempo para aquela baseada na condição;

- Mudanças organizacionais, especialmente aquelas que visam separar as concessionárias em segmentos de geração, transmissão e distribuição, o que foca a atenção na necessidade de avaliar o restante de vida dos recursos e a necessidade de prestar contas a outras partes, geralmente para quem não são especialistas e não técnicos; e
- Disponibilidade de novas técnicas e sistemas de diagnóstico e monitoramento.

O objetivo fundamental do gerenciamento da vida pode ser simplesmente definido como “**aproveitar o máximo de um recurso**”, garantindo que as ações sejam realizadas para promover o máximo possível de vida útil ou minimizar o custo operacional no tempo de vida, qualquer que for o caso mais apropriado. As ações do planejamento essencial incluem áreas de: especificação, compra, revisão de projeto e fabricação, manutenção, monitoramento da condição e diagnóstico, reabilitação, reforma e serviço corretivo e extensão de vida.

Quando o objetivo do gerenciamento da vida é de minimizar custos, então a redução nos custos operacionais diretos e indiretos, atribuídos a qualquer operação planejada, precisa ser equilibrada contra os custos destas operações.

Para itens de grande volume de capital, como transformadores, o custo direto de uma substituição é, sem dúvida, o maior elemento de custo, e, por este motivo, é geralmente difícil justificar a substituição antes da falha do fim da vida útil. Entretanto, às vezes existem situações, geralmente quando os custos indiretos de interrupção são muito altos, quando a substituição pode ser justificada antes da falha de fim de vida, caso os custos para manter o equipamento não confiável em serviço for suficientemente alto.

Então, claramente, os fatores econômicos, assim como os técnicos e estratégicos, determinam o fim efetivo da vida do equipamento. Entretanto, é muito difícil desenvolver padrões universais porque os custos, especialmente os indiretos da não

confiabilidade e das falhas, assim como os custos de reparos e operações de reforma, provavelmente variarão bastante entre as concessionárias.

Assim, a importância relativa de diversos modos de falha pode variar bastante dependendo das condições e práticas locais. Muitas concessionárias também não estão muito dispostas a discutir as estatísticas de falhas.

O objetivo deste estudo é oferecer ferramentas práticas que podem ser usadas por todos aqueles responsáveis pelo gerenciamento dos transformadores, que precisam levar em conta as diferenças específicas que surgem de circunstâncias, práticas e necessidades locais. Os possíveis benefícios incluem recomendações sobre conceitos para o gerenciamento da vida de transformadores de potência:

- Melhorias sobre a tradicional manutenção baseada no tempo como, por exemplo, manutenção baseada na condição ou centrada na confiabilidade;
- Manter um transformador em serviço;
- Continuidade de suprimento. Como operar uma unidade defeituosa;
- Prioridade de reparo no campo e processamento on-line;
- Minimização das ações corretivas. Realização das ações corretivas mais eficientes; e
- Avaliação extensiva da vida e/ou programa de extensão.

O principal benefício deste trabalho é de oferecer descrições formalizadas e unificadas dos processos e das metodologias, para garantir uma cobertura completa de todos os aspectos relevantes. Portanto, os usuários poderão satisfazer aquelas exigências legítimas das partes interessadas tais como consumidores, proprietários (acionistas), reguladores, seguradoras, fabricantes etc., para ter ação responsável contra ameaças técnicas, em relação a aspectos não técnicos.

O objetivo deste trabalho é apresentar as técnicas para descobrir como o impacto de umidade afeta a suportabilidade do papel — isolamento do condutor, desde que

o conteúdo de umidade tem uma influência dominante na avaliação da condição do isolamento.

2.1 Considerações Preliminares sobre o Processo de Contaminação com Água

Existem três fontes de água no isolamento do transformador: (i) umidade residual nos componentes de “estrutura espessa” não removida durante a secagem de fábrica; (ii) entrada proveniente da atmosfera; e (iii) envelhecimento (decomposição) da celulose e do óleo.

A principal fonte de contaminação de água é a umidade atmosférica, e o principal mecanismo de penetração é o fluxo viscoso de ar úmido ou água livre através da vedação deficiente sob a ação de um gradiente de pressão. Uma grande quantidade de água de chuva pode ser sugada pelo transformador num curto espaço de tempo (várias horas), quando há uma queda repentina de pressão (depois de uma queda rápida de temperatura que pode ser induzida pela chuva) combinado com a vedação deficiente.

O umedecimento do isolamento durante exposição ao ar atmosférico é outro fator importante.

O envelhecimento pode produzir quantidade substancial de água apenas se o isolamento for submetido a temperatura elevada e destruído significativamente. Neste caso, a água é removida basicamente da redondeza dos pontos quentes no enrolamento.

A distribuição da umidade no curso da vida do transformador não é uniforme. A maior parte da água fica armazenada na estrutura fina que opera na temperatura do óleo (20-30% da massa total do isolamento do transformador).

Os parâmetros de equilíbrio de umidade dependem da estrutura da celulose (são diferentes para o papel Kraft e o papel prensado), temperatura, gases, água no óleo e solubilidade.

O teor de água no isolamento da espira é substancialmente mais baixo do que no isolamento de papel prensado devido à temperatura mais alta. Entretanto, a influência da temperatura resulta da distribuição não uniforme da água nas camadas (concentração elevada nas camadas externas). O isolamento sólido acumula água e é a fonte principal de contaminação do óleo num transformador em operação.

O óleo é um meio de transferência de água. A água está presente no óleo na forma solúvel que pode ser revelada pela titulação de Karl Fisher. À medida que o óleo fica muito oxidado com maiores quantidades de subprodutos polares de degradação, suas características de solubilidade da água também aumentam. A temperaturas elevadas, certa quantidade de água hidratada pode se transformar em água dissolvida.

A água ligada não pode ser revelada por um método convencional como a titulação de Karl Fisher que não é válido para óleos envelhecidos, onde contaminadores ativos se acumulam e são capazes de formar hidratados com água ligada.

2.2 Estudos de Casos

A fim de avaliar a possível existência de tendências em relação à umidade dos enrolamentos, tomou-se por base um levantamento de dados feito em cerca 75 transformadores de potência instalados no Estado de São Paulo, pertencentes a concessionárias de energia. Estes transformadores, predominantemente da classe de 138 e 69 kV, potências de 5 a 33,3 MVA, com idade de até 45 anos (na época de medição), foram selecionados em vários estudos realizados desde 2001.

Foram coletados dados desses transformadores, tais como: características construtivas, idade, potência, sistema de preservação do óleo, dados de ensaios físico-químicos e cromatográficos do óleo, regime de carga, características da estação onde o transformador está instalado etc..

Os dados obtidos foram tratados para servirem de base para o estudo dos efeitos sinérgicos dos agentes de degradação do sistema isolante e da temperatura na vida útil de transformadores de potência.

Dessa forma, foi possível estudar os principais parâmetros que afetam do desempenho em longo prazo do sistema isolante de transformadores de potência, constituído principalmente por óleo e papel isolante Kraft.

Fez-se inicialmente o levantamento de dados em campo, a fim de avaliar a precisão das leituras de temperatura do óleo e dos enrolamentos, assim como para determinar as temperaturas reais durante amostragens.

Foram analisados dados dos óleos de transformadores do sistema, de modo a avaliar os efeitos das condições adversas de preservação, denotadas pela presença de agentes nocivos tais como oxigênio e ácidos, e as conseqüências para a vida útil remanescente dos transformadores de potência estudados.

A **Figura 2.1** mostra um quadro geral da distribuição da umidade nos enrolamentos em relação à idade dos transformadores. As **Figuras 2.2** e **2.3** apresentam esses dados para os transformadores de 138 e 69 kV, respectivamente.

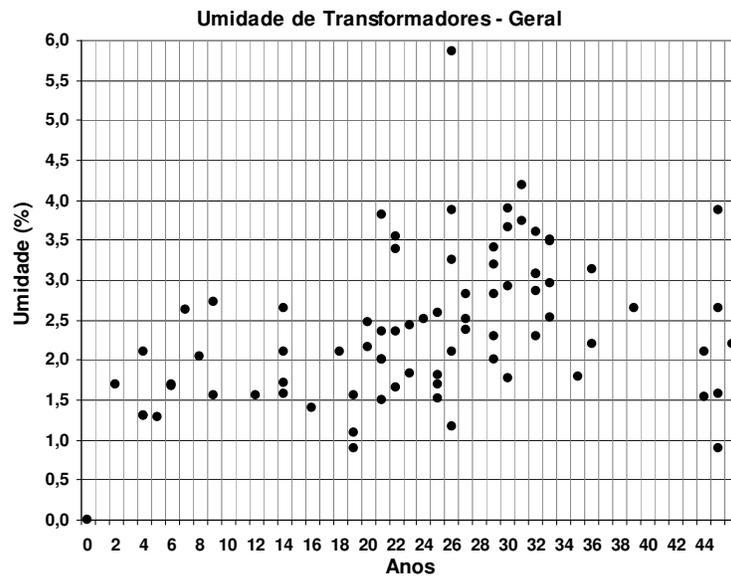


Figura 2.1 - Umidade dos enrolamentos em relação à idade operativa de transformadores.

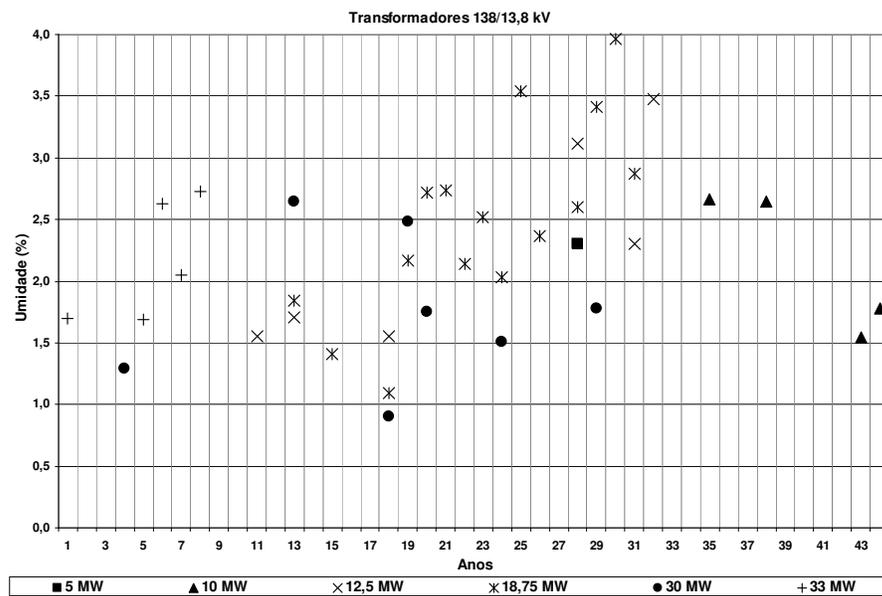


Figura 2.2 - Umidade dos enrolamentos em relação à idade operativa de transformadores 138/13,8 kV.

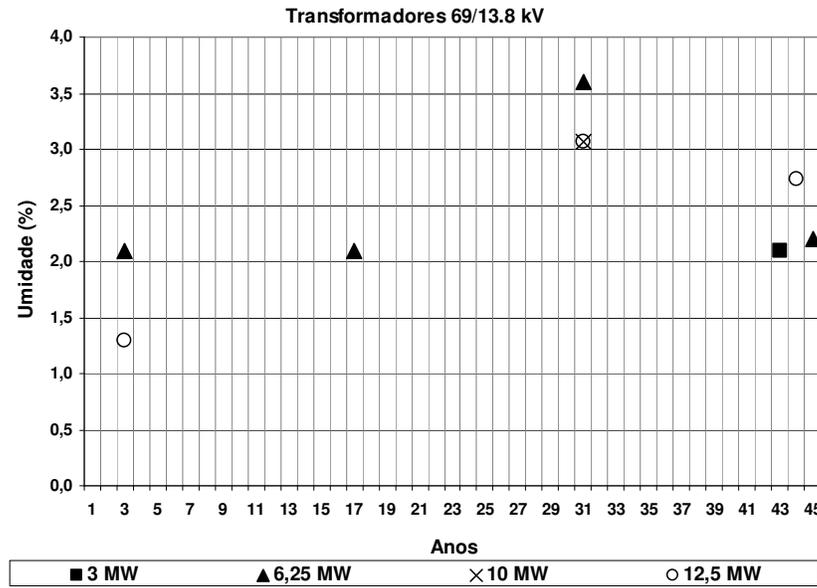


Figura 2.3 - Umidade dos enrolamentos em relação à idade operativa de transformadores 69/13.8 kV.

Com pode ser observado nas Figuras 2.1 a 2.3, há uma grande dispersão de dados. Dessa forma, fez-se um levantamento da umidade média dos enrolamentos para as diferentes idades (Figura 2.4). Como pode ser visto na figura, em média, a umidade tende a aumentar para os transformadores mais antigos, o que é esperado.

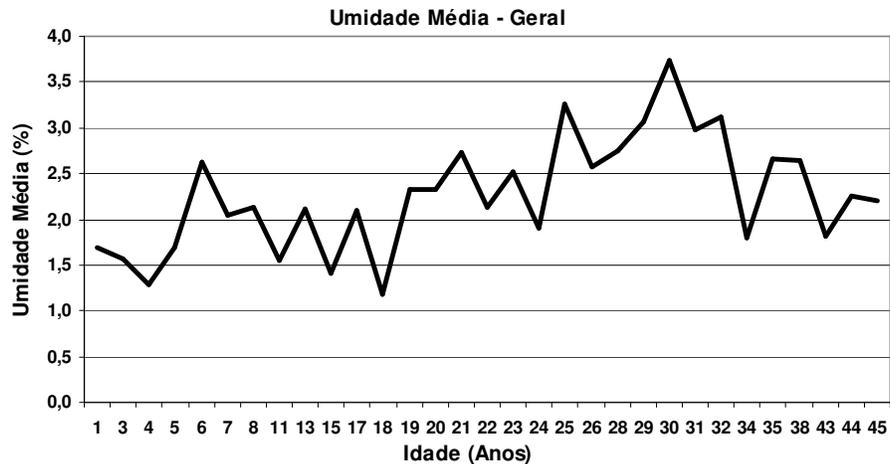


Figura 2.4 - Umidade média dos enrolamentos em relação à idade operativa de transformadores.

2.3 Expectativa de Vida

A norma ABNT NBR 5416/97 (“Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência – Procedimento”) [01] afirma que o sistema papel isolante é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. Mantendo-se sob controle a ação desses contaminantes, o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico e cumulativo. Para os objetivos desta norma, o envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador, sob efeito da temperatura de operação do isolamento ao longo do tempo.

A deterioração do isolamento em função do tempo e da temperatura é fundamentada na teoria de Arrhenius, que estabelece que o logaritmo da vida do isolamento é uma função do inverso da temperatura absoluta (ver **Figura 2.5**):

$$\log Vida(horas) = A + \frac{B}{T}$$

Onde: T = Temperatura absoluta em graus Kelvin ($\theta_e + 273^\circ\text{C}$).
 θ_e = Temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos, em $^\circ\text{C}$.
 A e B = Constantes da curva de expectativa de vida.

Não há um critério único para a avaliação do fim da vida do transformador. Entretanto, é possível fazer-se uma avaliação da velocidade do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o equipamento, comparando a perda de vida com uma taxa de perda de vida média de referência. Calcula-se a perda de vida, ao longo de um período de tempo Δt (horas), em que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento (θ_e) permanece constante, pela equação:

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

Onde: A = -14,133 (transformador de 55°C).
 A = -13,391 (transformador de 65°C).
 B = 6 972,15.

O valor obtido representa a taxa de envelhecimento global a que é submetido o isolamento sólido, no intervalo de tempo Δt .

Com base nestas equações, a **Figura 2.5(a)** representa a expectativa de perda de vida horária e a **Figura 2.5(b)** representa a expectativa de perda de vida diária. Para não ter perda de vida útil adicional, a perda de vida horária poder até ser maior que a média horária (linha vermelha na **Figura 2.5(a)**), mas a somatória das perdas de vida no ciclo de 24 h não pode ultrapassar o valor da perda de vida média diária (linha vermelha na **Figura 2.5(b)**).

Por exemplo, um transformador com vida útil de 30 anos admitirá uma perda de vida diária média é dada por:

$$\text{Perda de Vida (\%)} = \frac{100}{30 \times 365} = 0,00913\%$$

Uma vez fixada a vida útil do transformador, e por consequência, sua perda de vida média diária, calcula-se, a partir de equações empíricas, o sistema operando em condições de emergência, a perda de vida diária. Caso esse valor supere o valor médio fixado, antecipa-se a data de comissionamento da nova unidade até a ocorrência da igualdade entre dois valores. Assim, a partir das equações térmicas do transformador determina-se, para a curva diária de carga prevista, a curva diária de temperatura do ponto mais quente, que admitida constante no intervalo de tempo de uma hora, e calcula-se a perda de vida diária pela somatória das perdas de vida, hora a hora, a partir das equações empíricas (Arrhenius).

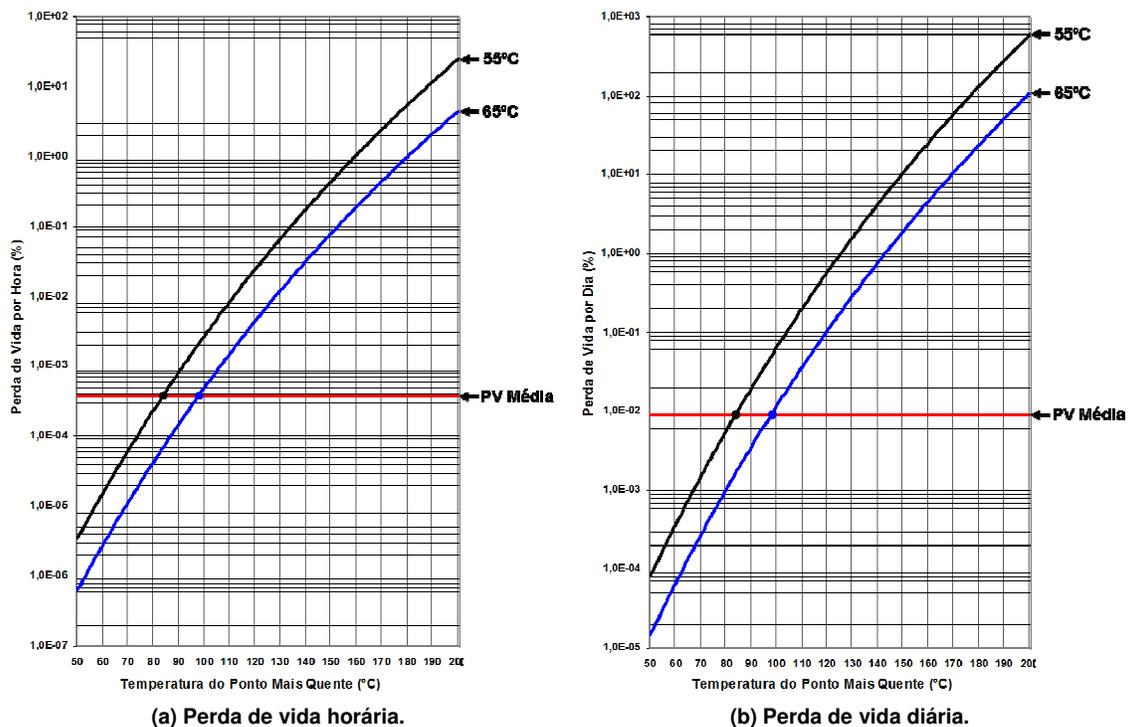


Figura 2.5 - Curva de expectativa de vida.

2.4 Modelo Térmico

A temperatura ambiente é um fator importante para a determinação da capacidade de carga do transformador, uma vez que a elevação de temperatura para qualquer carga deve ser acrescida à ambiente para se obter a temperatura de operação. Outro fator importante são os modos de resfriamento dos transformadores, que estão apresentados na [Tabela 2.1](#).

Tabela 2.1 – Modos de resfriamento de transformadores.

Resfriamento	Descrição
ONAN	Fluxo natural do óleo por convecção, através dos enrolamentos e radiadores. Convecção natural do fluxo de ar pelo tanque e radiadores.
ONAF	Fluxo natural do óleo por convecção, através dos enrolamentos e radiadores. Convecção forçada do fluxo de ar pelos radiadores por meio de ventiladores.
ODAF	Fluxo forçado do óleo através dos enrolamentos e radiadores ou trocadores de calor, por meio de bombas. O óleo é dirigido dos radiadores ou trocadores de calor para dentro dos enrolamentos Fluxo forçado fluxo de ar pelos radiadores por meio de ventiladores (óleo dirigido).
OFAF	Fluxo forçado do óleo através dos radiadores por meio de bombas. O óleo é forçado a fluir dentro do tanque por meio de bombas, entretanto o fluxo principal de óleo no tanque bypassa os enrolamentos. Fluxo forçado fluxo de ar pelos radiadores por meio de ventiladores (óleo não dirigido)

A norma ABNT NBR 5416/97 [01] estabelece os parâmetros de transformadores das classes 55°C e 65°C para a modelagem térmica, os quais estão apresentados nas Tabelas 2.2 e 2.3

Tabela 2.2 – Transformadores de 55°C.

Descrição	Valor
Elevação média da temperatura do enrolamento sobre a ambiente	55°C
Elevação da temperatura do ponto mais quente enrolamento acima da ambiente	65°C
Máxima temperatura do topo do óleo - Condição Normal	95°C
Máxima temperatura do ponto mais quente - Condição Normal	105°C
Máxima temperatura do topo do óleo - Condição Emergência de Longa Duração	105°C
Máxima temperatura do ponto mais quente - Condição Emergência de Longa Duração	120°C
Máxima temperatura do topo do óleo - Condição Emergência de Curta Duração	105°C
Máxima temperatura do ponto mais quente - Condição Emergência de Curta Duração	130°C

ABNT	Descrição	ONAN	ONAF ≤133%	ONAF >133%	OFAF	ODAF
	Elevação da temperatura do topo de óleo acima da ambiente [°C]	40	40	37	37	37
Tn	Constante de tempo do topo do óleo [h]	2,7	1,7	1,25	1,25	1,25
Te	Constante de tempo do ponto mais quente [h]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
R	Relação de perdas no cobre e perdas no ferro	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
m	Expoente do enrolamento	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0
n	Expoente do óleo	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0

Tabela 2.3 – Transformadores de 65°C.

Descrição	Valor
Elevação média da temperatura do enrolamento sobre a ambiente	65°C
Elevação da temperatura do ponto mais quente enrolamento acima da ambiente	80°C
Máxima temperatura do topo do óleo - Condição Normal	105°C
Máxima temperatura do ponto mais quente - Condição Normal	120°C
Máxima temperatura do topo do óleo - Condição Emergência de Longa Duração	110°C
Máxima temperatura do ponto mais quente - Condição Emergência de Longa Duração	130°C
Máxima temperatura do topo do óleo - Condição Emergência de Curta Duração	110°C
Máxima temperatura do ponto mais quente - Condição Emergência de Curta Duração	140°C

ABNT	Descrição	ONAN	ONAF ≤133%	ONAF >133%	OFAF	ODAF
	Elevação da temperatura do topo de óleo acima da ambiente [°C]	55	60	45	45	45
Tn	Constante de tempo do topo do óleo [h]	3,0	2,0	1,25	1,25	1,25
Te	Constante de tempo do ponto mais quente [h]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
R	Relação de perdas no cobre e perdas no ferro	3,2	4,5	6,5	6,5	6,5
m	Expoente do enrolamento	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0
n	Expoente do óleo	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0

2.5 Confronto de Normas

A norma ABNT NBR 5416/97 [01] adota o mesmo modelo da norma IEEE Std C57.91 [02] antes de 1995. Após 1995, por influência da então norma IEC 76 (atual IEC

60076 [03]), o IEEE fez uma revisão na norma IEEE Std C57.100-1986, cujas alterações passou a incorporar na norma IEEE Std C57.91-1995, que se tornou referência mundial para quase todos os requisitos técnicos operacionais de transformadores de potência. A norma ABNT não acompanhou esta evolução.

A **Tabela 2.4** apresenta, resumidamente, as principais modificações introduzidas na norma do IEEE e a **Figura 2.6 (a)** e **(b)** ilustra, em gráfico, o resultado deste confronto de normas quanto à expectativa de vida útil e fator de aceleração de envelhecimento (respectivamente), lembrando que a escala vertical é logarítmica (isto é, visualmente pode parecer pouca a diferença, quando na realidade não é).

Tabela 2.4 – Vida normal do isolamento - Transformadores de 65°C, sem umidade, à temperatura de referência de 110°C.

Base	Vida Normal do Isolamento	
	Horas	Anos
Suportabilidade residual de 50% na tração do isolamento (antigo critério da norma IEEE Std C57.92-1981)	65.000	7,42
Suportabilidade residual de 25% na tração do isolamento	135.000	15,41
Grau de polimerização residual: 200	150.000	17,12
Interpretação dos dados do teste de vida funcional de transformadores de distribuição (antigo critério da norma IEEE Std C57.91-1981)	180.000	20,55

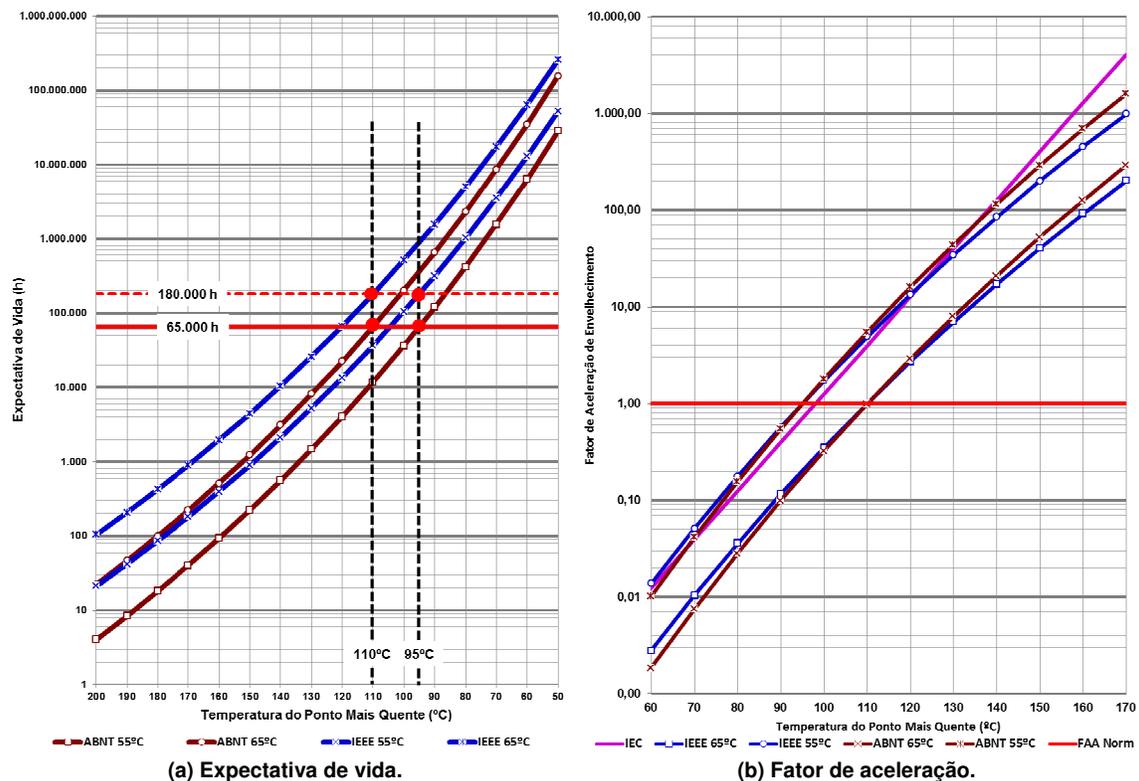


Figura 2.6 – Comparação de normas.

2.5.1 Diferença de Temperatura entre o Topo e Fundo do Tanque

A norma ABNT não dá muita importância para a temperatura do fundo do tanque do transformador, entretanto, a norma do IEEE considera este parâmetro de relevada importância em toda sua metodologia de carregamento.

A título de ilustração, um estudo realizado em 2001 avaliou a diferença de temperatura entre o topo e o fundo do tanque dos 25 transformadores estudados, cujos resultados estão apresentados na [Figura 2.7](#). Ao observar a figura, pode-se notar que foi obtida praticamente uma reta paralela ao eixo à abscissa, entre 20 e 25°C.

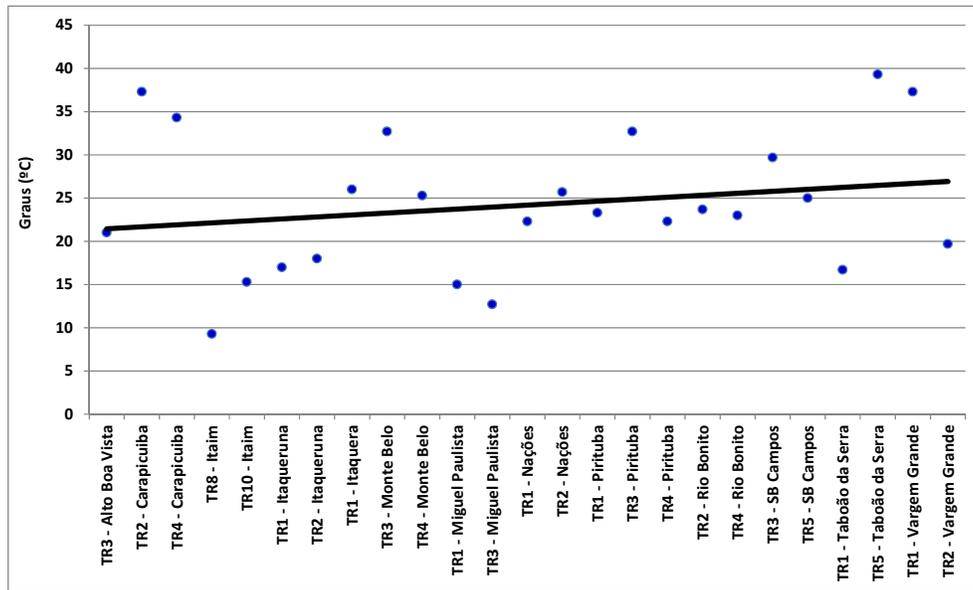


Figura 2.7 - Diferença de temperatura entre o topo e o fundo do tanque dos transformadores estudados.

Já na [Figura 2.8](#) podem ser observados todos os transformadores estudados. Como demonstra a figura, foram obtidos perfis razoavelmente próximos entre os transformadores, independentemente de tipo, potência e fabricante. É importante salientar que houve algumas exceções como demonstram os dados da própria figura.

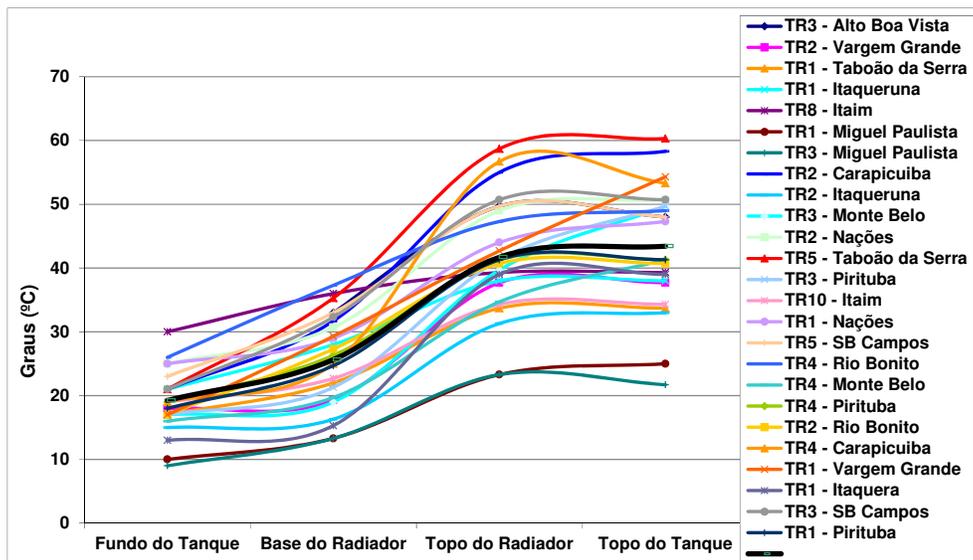


Figura 2.8 - Perfil das diferenças de temperatura entre o topo e o fundo do tanque de todos os transformadores estudados.

A partir da compilação dos dados, foi possível obter a equação abaixo para determinação da temperatura real do óleo para qualquer valor percentual da altura do tanque.

$$Y = 4,9*10^{-8} *X^5 - 1,2*10^{-5} *X^4 + 9,6*10^{-4} *X^3 - 2,4*10^{-2} *X^2 + 0,3* X + T_{FT}$$

Onde: T_{FT} = Temperatura da amostra de óleo do fundo do tanque.
X = Valor percentual da altura do tanque.
Y = Temperatura do óleo do percentual da altura do tanque dado vida.

A equação acima permite uma verificação preliminar quanto à exatidão das leituras de temperatura do topo do óleo e, conseqüentemente, uma avaliação da temperatura do topo dos enrolamentos. Isto pode ser bastante útil para verificação da confiabilidade das leituras dos termômetros em campo, como também na migração de normas.

2.5.2 Abordagem de Carregamento do Transformador

Somente no final do milênio, a partir da solidificação da tecnologia digital como instrumento de controle e monitoramento do sistema elétrico, é que se tem observado evolução nos guias de carregamento de transformadores, que agora consideram claramente carregamentos acima do nominal, concedendo certa liberdade ao usuário, caso o equipamento seja monitorado.

2.5.2.1 Sazonalidade e Carregamento

O ponto fraco do transformador é seu isolamento sólido. Este tem grande relação com a carga, em termos da influência das temperaturas que esta causa. Operar um transformador com temperatura do enrolamento acima 95°C implica em perda de vida adicional, além da nominal, e se deixar que o ponto mais quente do enrolamento chegue a

140°C poderá favorecer a formação de bolhas, que irão provocar o desligamento do transformador pela atuação do relê de gás.

Genericamente, o isolamento sólido é projetado para ser “consumido” numa fração máxima diária de sua vida total, em condições de carregamento conhecidas. A base deste cálculo é sua potência nominal e temperatura ambiente constantes. Assim, a operação aquém destas condições garante uma “economia de vida”, enquanto seu uso além dela, um desgaste acelerado. A morte do equipamento ocorre na morte de seu isolamento sólido, quando este atinge um estado de degradação tal que a probabilidade de falhar catastróficamente é praticamente igual à unidade para uma condição operativa qualquer. Este período de tempo denomina-se vida útil do transformador. Por exemplo, se um transformador de potência fabricado segundo a norma ABNT NBR 5416 for operado constantemente na sua capacidade nominal, com temperatura ambiente controlada em 30°C, viverá pelo menos 7,4 anos e provavelmente não muito mais. Se existem ainda outros fatores que aceleram o envelhecimento dos transformadores, parece difícil explicar como que há unidades operando em muito boas condições por mais de 40 e até 50 anos.

Ocorre que o ciclo de carga diário aplicado ao transformador não é continuamente igual à carga nominal. Ele é do tipo do apresentado na **Figura 2.9**, onde se pode ver uma sazonalidade da carga, ou seja, desde a madrugada a carga está abaixo da capacidade nominal, SN. Costuma ser maior que esta num período entre 17 e 21 horas. Depois retorna a um patamar inferior. Além disso, no início de operação do transformador a carga é baixa e aumenta, à medida que os anos se passam e a região elétrica atendida cresce. A curva variável é a carga real. A curva quadrada é aquela termicamente equivalente à carga real, isto é, ambas aquecem o transformador aproximadamente da mesma forma ao final do período.

Este comportamento sazonal da carga introduz um processo de compensação, no qual o transformador poupa vida em relação à nominal quando sua carga está aquém

daquela que levaria o enrolamento a operar acima de certa temperatura e consome vida além da nominal quando seu carregamento é excessivo.

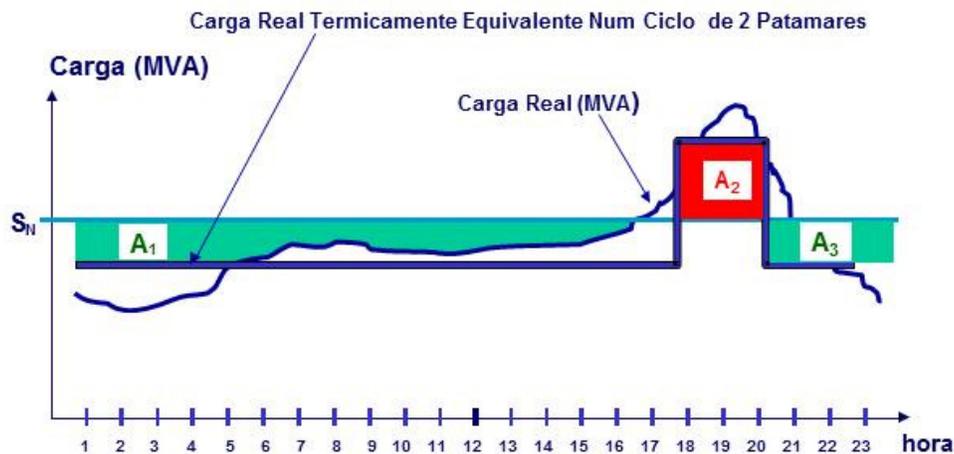


Figura 2.9 - Curva de carga de dois patamares.

Na **Figura 2.9**, a área verde indica que o transformador está sendo pouco solicitado. Por outro lado, a área vermelha indica que ele está sendo muito solicitado, ou seja, que ele está se desgastando. Se, ao longo do dia, a soma das áreas A1 e A3 for maior que a área A2, o transformador foi subutilizado, e a vida resultante pode ser creditada ao seu balanço de vida útil. Caso contrário, foi sobreutilizado, e a vida consumida além da nominal deve ser debitada deste.

O que ocorreu historicamente é que até hoje os guias de carregamento de transformadores propuseram políticas conservadoras, evitando aplicação de carga nos equipamentos acima do nominal, nem mesmo por intervalos de tempo pré-determinados. Isto resultou numa sobredimensionada capacidade de transformação das subestações em relação ao mercado consumidor, com muita flexibilidade, mesmo considerando o crescimento da demanda ao longo do tempo. Em contrapartida, exigiu grande número de unidades para atender a estes requisitos, comprando-se mais kVAs que o realmente necessário. Além disso, estes equipamentos foram poupados por muitos e muitos anos.

2.5.2.2 Modos de Carregamento Segundo a IEEE Std C57.91

Como visto na abordagem normativa sobre carregamento, o que se tem proposto mais recentemente é permitir carregamentos acima da potência nominal. A abordagem da norma ABNT NBR 5416 é bastante vaga neste sentido, deixando para o usuário a responsabilidade de definir o carregamento do transformador se este for monitorado. Caso contrário, valem as tradicionais tabelas. Já a norma IEEE Std C57.91 traz abordagem baseada na temperatura, mas não define outras condições de controle. De qualquer forma, como mostra a **Figura 2.10**, a norma IEEE apresenta quatro regimes de carregamento, sendo dois deles de emergência, com temperaturas do ponto mais quente muito elevadas se comparadas às recomendações dos outros guias mais usuais.

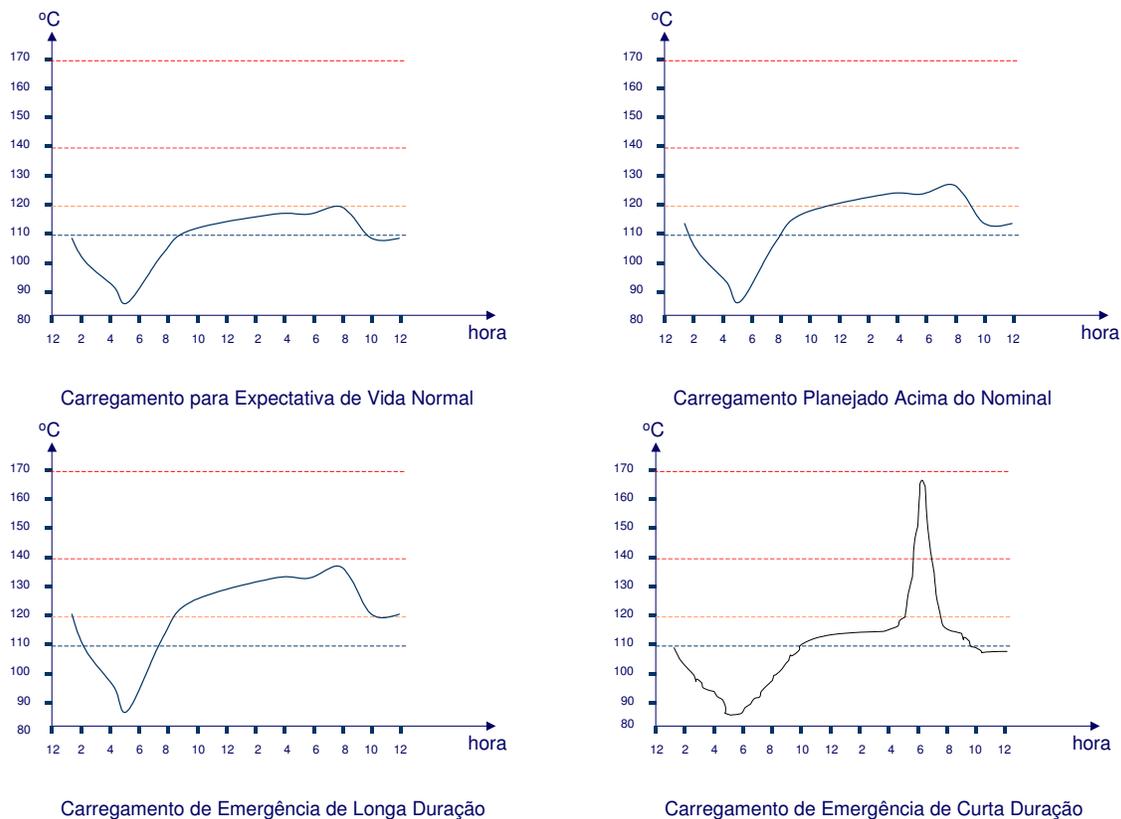


Figura 2.10 - Carregamentos recomendados pela norma IEEE Std C57.91.

2.5.2.3 Temperatura Ambiente e Sua Influência no Carregamento

Como já foi apresentado anteriormente, a temperatura ambiente é fator importante na determinação da capacidade de carregamento do transformador. Os limites nominais dos transformadores são baseados numa temperatura média de 24 horas no valor de 30°C. O guia IEEE Std C57.91 estabelece critério claro para envolvimento da temperatura ambiente.

2.6 Carregamento “versus” Confiabilidade

Mas até que ponto é possível usar num dado intervalo de emergência, a reserva de vida de um transformador? Numa condição de emergência deseja-se manter o transformador atendendo cargas prioritárias. Mas, quanto maior for o carregamento, mais quente se tornam bobinas e óleo; isso pode fazer atuar as proteções de sobretemperatura de óleo e enrolamento. Mais calor é gerado e mais vapor de água dissolvido no isolamento de celulose se expande, gerando gases. Isso pode levar à formação de bolhas de gás, ativando o relé Buchholtz. Gases têm rigidez dielétrica significativamente mais baixa que a do óleo ou isolamento celulósico. Isso pode gerar descargas e curto-circuito interno.

Assim, a operação em regime de carregamento acima do nominal ou crítico, ao mesmo tempo em que pode se valer de uma eventual “reserva de vida”, pode também ativar proteções que poderão evitar o desastre para o equipamento, mas interromperão o atendimento às cargas críticas. Dessa forma, o controle do carregamento de um transformador de potência deve estar condicionado à confiabilidade do mesmo, ou seja, ao desempenho do sistema dielétrico com a evolução da carga.

2.7 Conceituação de “Sobrecarga”

Sobrecarga é um conceito muito difuso. É relativo demais, para ser definido como um determinado carregamento em relação a uma referência, digamos a carga nominal. O correto conceito de controle de carregamento relaciona-se à gestão do ativo transformador de potência. Se é necessário fazer convergir interesses empresariais, necessidades de atendimento o quanto possível ininterrupto à carga, requisitos regulatórios e problemas operativos da rede elétrica, não se pode também relaxar critérios de operação sem nenhum controle adicional, sob pena de comprometer a operação de atendimento às cargas e provocar danos ao equipamento.

Com base em modernos conceitos matemáticos que permitem prever demandas futuras e outras condições operativas do transformador, é possível apoiar o Planejamento para disponibilizar capacidade instalada para que, em situação normal, o transformador suporte carregamentos diários de modo que as unidades alcancem o limite de expectativa de vida nelas prescritos. Em emergência, transformadores remanescentes de uma subestação absorvam carga dos circuitos, complementarmente às parcelas eventualmente transferidas para outras subestações. Se mesmo assim, esta carga for excessiva, desliga-se parte dela.

Aplicam-se na prática os conceitos de controle integrado de demanda, temperatura e confiabilidade, que praticamente não foram aplicados entre as décadas de 30 e 80, conferindo ao usuário total liberdade de uso do equipamento, de forma aderente a objetivos específicos, tais como rentabilização dos ativos, necessidades de racionalização do capital, otimização da amortização do investimento, exigências regulatórias de atendimento à carga etc.. Permite-se que o usuário prescindia de amarras normativas para carregamento de transformadores no âmbito da operação em tempo real, atendendo à premente necessidade de solução da tricotomia estabelecida na convergência dos três fatores de mudança acima mencionados: rentabilizar os ativos existentes na empresa,

atender com maior confiabilidade o aumento da carga com reduzido capital e racionalizar custos de operação e manutenção.

3 Degradação do Sistema Isolante Sólido de Transformadores de Potência

3.1 Composição do Papel Isolante

A celulose, componente básico do *kraft* de isolamento é um polímero natural encontrado nas plantas. Um polímero é um composto químico feito de um grande número de unidades moleculares unidas umas às outras. A unidade molecular que forma um polímero é chamado de monômero. Os polímeros são produzidos pela natureza ou pelo homem. As proteínas e a celulose são exemplos de polímeros naturais. O teflon, o poliéster e o polietileno são alguns exemplos de polímeros feitos pelo homem.

O monômero, ou unidade molecular, que compõe a celulose, é a glicose, um açúcar produzido por plantas verdes no processo da fotossíntese. A celulose forma a estrutura das paredes da célula das plantas. Milhares de unidades de glicose são juntadas para compor a celulose (Figura 3.1). Durante a formação da celulose, cada unidade de glicose perde um hidrogênio e uma hidroxila, também criando uma molécula de água. É por este motivo que os resíduos de glicose que compõem a molécula de celulose são também chamados de anidroglicose. A ligação entre os resíduos de glicose é feita por um átomo de oxigênio. No caso da celulose, a ligação é sempre entre o carbono #1 do primeiro resíduo de glicose e o carbono #4 do segundo. Esta união é chamada de ligação glicosídica beta 1 → 4, devido ao tipo de glicose envolvido.

O número de anéis de resíduos de glicose na molécula de celulose pode ser expresso pelo seu grau médio de polimerização (GP). Considerando que a fibra de celulose é composta de uma mistura de moléculas de celulose com diferentes tamanhos, o valor de GP ao qual se refere é sempre uma estimativa do número médio de anéis nas moléculas [04].

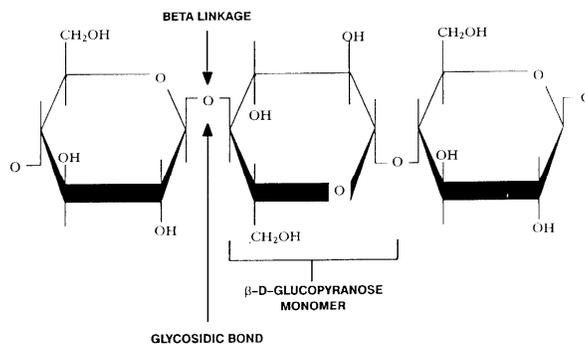


Figura 3.1 - Molécula de celulose.

3.2 Mecanismos da Degradação do Papel

O calor, a umidade e o oxigênio são os três fatores mais importantes de degradação do papel *kraft*. A ação de cada um destes fatores será discutida em detalhe.

3.2.1 Degradação Térmica

A degradação térmica (ou pirólise) da molécula de celulose se inicia devido à concentração de energia vibracional que é termicamente suprida por seus átomos em ligações individuais de C-H, C-O e C-C. À medida que isto cliva as ligações, compostos como a água, monóxido de carbono, dióxido de carbono, ácidos orgânicos e glicose são formados. Estas reações ocorrem até uma temperatura de 200°C. Acima desta temperatura, outras reações podem acontecer. Nas pontas da molécula de celulose, um tipo específico de degradação térmica ocorre desacoplando o último monômero cuja estrutura é reorganizada para criar outra substância, principalmente levoglicosano [05; 06].

Moser [05] afirma que a pirólise pura ocorre a temperaturas que excedem 180°C. Entretanto, a celulose tem que estar seca e o ambiente deve estar livre de oxigênio para que a pirólise pura possa acontecer. Caso contrário, os outros dois tipos de degradação podem ocorrer ao mesmo tempo. Lampe e Spicar [06] conduziram experimentos de

laboratório nos quais amostras secas de papel *kraft* foram envelhecidas em ampolas de vidro selado e enchidas com nitrogênio seco, com um teor residual de oxigênio de menos que 100 ppm. Como mostra a **Figura 3.2**, uma degradação mínima pode ser vista para o papel envelhecido a 150°C, provavelmente devido ao oxigênio residual. Entretanto, a 180°C, ocorre um aumento agudo na degradação. Este tipo de pirólise na variação de temperatura entre 100-200°C é simplesmente uma oxidação moderada.

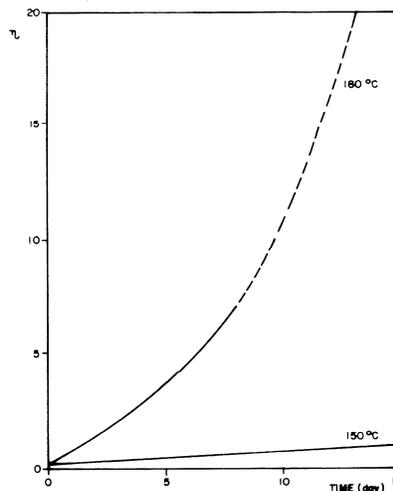


Figura 3.2 - Pirólise do papel *Kraft* em sistema fechado e livre de oxigênio. Número de quebras (η) por cadeia a 150 e 180°C.

3.2.2 Degradação Hidrolítica

A degradação de celulose causada pela água é chamada de hidrólise. É catalisada por um ácido que quebra a ligação glicosídica entre os dois resíduos de glicose. Embora alguma reação intermediária ocorra, o resultado final é a divisão de uma molécula de água para estabilizar o resíduo de glicose e a recuperação do catalisador ácido que iniciou a reação. A **Figura 3.3** mostra a reação química em mais detalhes [07].

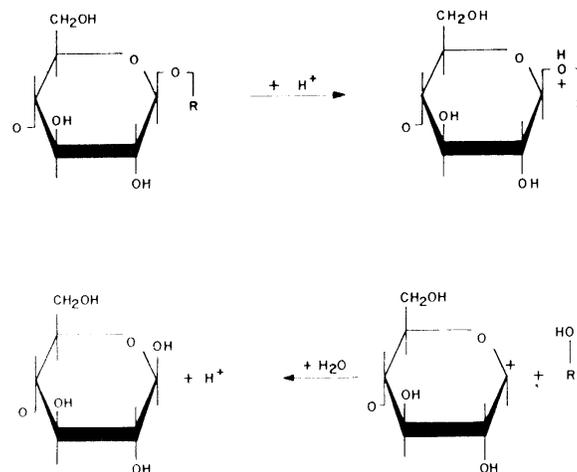


Figura 3.3 - Hidrólise ácida da celulose.

Um conjunto de experimentos laboratoriais feitos por Clark [08] demonstra o efeito da água no envelhecimento de celulose (Figura 3.4). Baseado nos resultados dos ensaios de tensão de tração obtidos nesses experimentos, Clark afirma que a vida mecânica do papel ficou reduzida pela metade quando o teor de água foi aumentado em 100%. Conclusão semelhante foi feita por Fabre e Pichon [09] com base em resultados do ensaio de grau de polimerização (GP) obtidos dos seus ensaios laboratoriais. Eles afirmaram que a vida do papel fica reduzida pela metade do seu valor original quando o teor da água dobra.

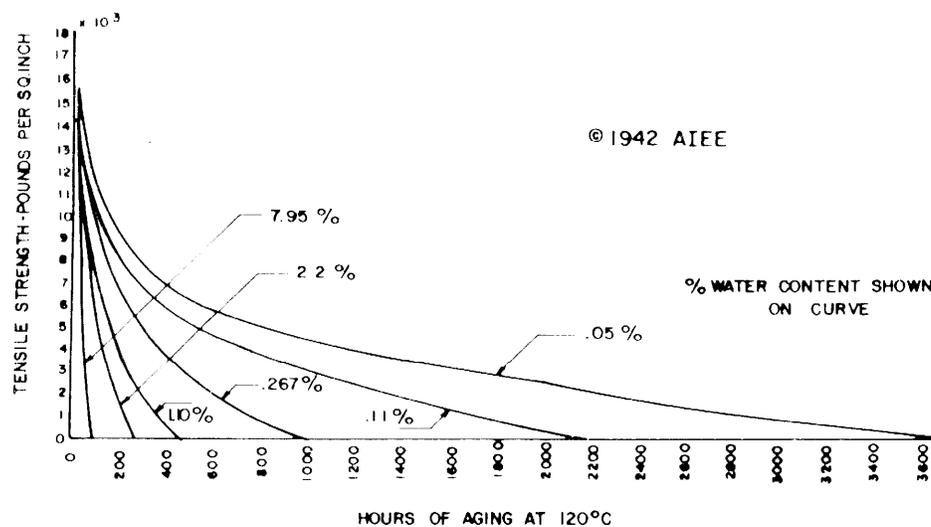


Figura 3.4 - Efeito da umidade na vida do papel isolante imerso em óleo.

De acordo com Griffin e Christie [10], a água encontrada no papel *kraft* em um transformador está encontrada principalmente na forma de vapor ou água livre em capilares. Na forma de vapor, a água é ligada ao hidrogênio dos grupos hidroxilas das moléculas de celulose que de outra maneira geralmente estão envolvidas nas ligações de hidrogênio entre os resíduos de glicose em uma molécula de celulose ou entre moléculas adjacentes de celulose. Devido às ligações de hidrogênio entre as moléculas de água, estas formam múltiplas camadas e se acumulam em pequenos poros na estrutura de celulose. As hemiceluloses absorvem a maior parte da água enquanto o papel se hidrata, porque estas têm mais grupos hidroxilas livres.

Lampe e Spicar [06] afirmam que a água ataca apenas 30% das moléculas de celulose que estão na forma amorfa. O restante dos 70% do seu comprimento é firmemente comprimido em arranjos cristalinos. Eles também afirmam que a água produzida pela pirólise e a oxidação é em parte consumida pela hidrólise, que não gera qualquer gás.

Mesmo quando a água está em baixa concentração, participará na degradação do papel quando ácidos da oxidação de óleo estão presentes. Num experimento de laboratório feito por Siqueira e outros [11], amostras de papel *kraft* foram secadas em um forno a 80°C durante 16 horas e sob vácuo a 105°C durante 24 horas. Então foram impregnadas sob vácuo com óleo isolante e foram envelhecidas a 155°C durante 600 horas em tubos de vidro selados e enchidos com atmosfera de nitrogênio seco. Um dos conjuntos de amostras foi envelhecido em contato com um novo óleo não inibido e o outro foi envelhecido em um óleo não inibido ácido. Os números de neutralização destes óleos eram 0,03 mg KOH/g e 0,35 mg KOH/g, respectivamente. Ambos óleos foram previamente desgasificados e secos. O teor de água era de 17 ppm para o óleo novo e 13 ppm para o óleo ácido. Levou seis vezes mais tempo para o papel envelhecido no óleo novo a atingir um GP de 200 do que o papel envelhecido em óleo ácido (Figura 3.5).

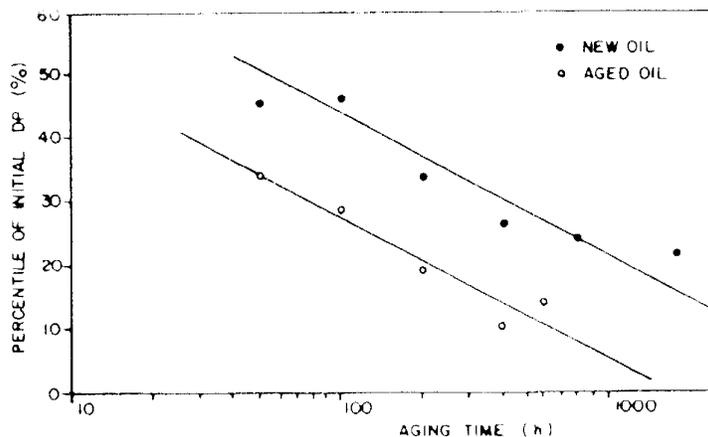


Figura 3.5 - Grau de polimerização versus tempo.

O envelhecimento de papel *kraft* é também acelerado quando polares não ácidos estão presentes em óleos recuperados não inibidos. Bassetto e outros [12] conduziram estudos de envelhecimento em laboratório nos quais óleos envelhecidos de serviço foram recuperados sob condições de laboratório e foram envelhecidos em tubos de ensaio abertos a 100°C durante 384 horas. Os compostos polares não ácidos residuais foram medidos nos óleos recuperados por espectroscopia infravermelha. Os óleos recuperados foram divididos em dois grupos, isto é, aqueles que tinham uma quantidade detectável de polares não ácidos e aqueles com uma quantidade não detectável de polares não ácidos. As amostras de papel *kraft* foram envelhecidas em óleos de cada grupo. Uma queda acentuada no GP foi observada em papeis envelhecidos em óleos recuperados contendo uma quantidade inicial mensurável de polares não ácidos. A redução de GP foi atribuída aos ácidos formados de compostos não ácidos que são precursores de ácidos (Figura 3.6). Quando o DBPC (2,6-di-terciário-butil-paracresol), um inibidor de oxidação, foi adicionado aos óleos, o papel envelhecido em óleos contendo uma quantidade detectável de polares não ácidos não se deteriorou tão rapidamente (Figura 3.7). O DBPC adiou a conversão de polares não ácidos em compostos ácidos e retardou o conseqüente envelhecimento do papel [13].

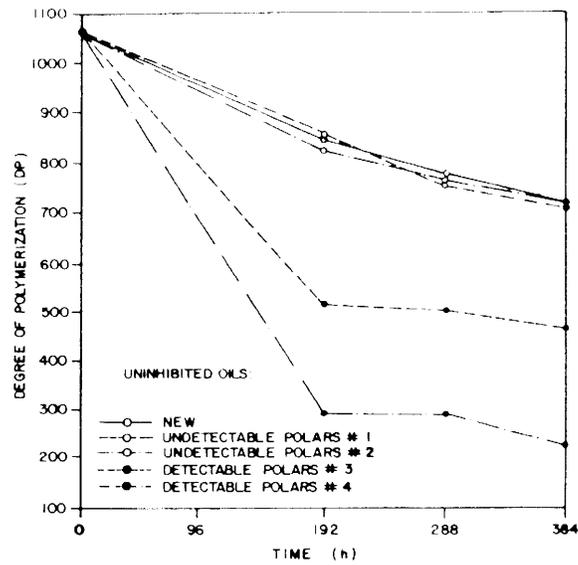


Figura 3.6 - Grau de polimerização versus tempo.

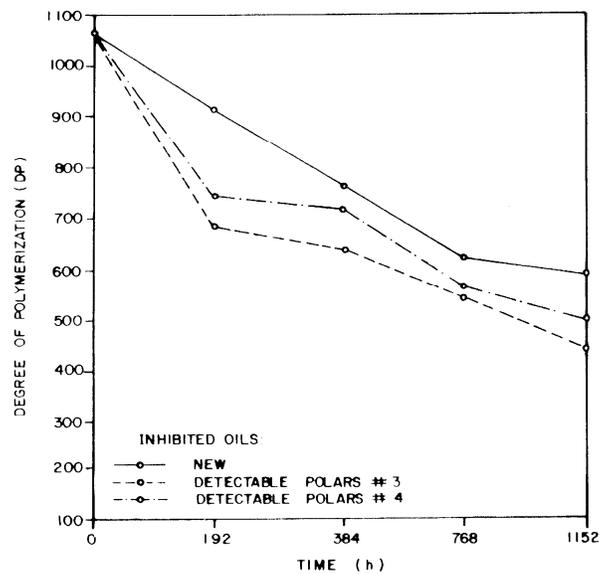


Figura 3.7 - Grau de polimerização versus tempo.

3.2.3 Degradação Oxidante

A molécula de celulose é também degradada pelo oxigênio. Pode ser oxidada por grupos hidroxilas do carbono #2 e/ou 3 para formar dois grupos aldeídicos ou ácidos, ou atacar o carbono #6 também para formar um grupo aldeídico ou ácido. Quando os

carbonos #2 e/ou 3 são atacados, o anel de glicose é aberto e pode conseqüentemente formar CO, CO₂, H₂. Como foi dito anteriormente, a água é também produzida pela decomposição de anéis de glicose. Portanto, a hidrólise e as reações de oxidação não são independentes umas das outras. A mudança em estrutura de celulose enfraquece as ligações glicosídicas e contribuem para a cisão em cadeia. Por motivos práticos, a celulose se oxida a temperaturas acima de 100°C. A água obtida neste processo causa a degradação hidrolítica adicional e reduz as ligações de hidrogênio entre os grupos hidroxilas. Isto influencia diretamente a força mecânica entre as moléculas, fibrilas e fibras.

Fabre e Pichon [09] afirmam que o papel envelhecido em células de ensaio aberto em contato com o ar degrada 2,5 vezes mais rapidamente do que aquele envelhecido em células de nitrogênio ou seladas a vácuo. Entretanto, Lampe [14] apresentou diferentes resultados de ensaios. Em comparação a um transformador livre de oxigênio (<300 ppm de oxigênio), a taxa de envelhecimento do papel é cinco vezes mais rápida em uma unidade selada e de 40 a 50 vezes maior do que em um transformador aberto. Teoricamente falando, isto significa que o papel em um transformador aberto envelhecerá 10 vezes mais rápido do que em uma unidade selada operando à mesma temperatura (Figura 3.8). Griffin [15] afirma que a temperaturas maiores que 110°C, o oxigênio é rapidamente consumido por camadas externas de papel em volta do condutor. A distribuição do oxigênio em camadas de papel depende da espessura do papel, do número de camadas e da firmeza das camadas.

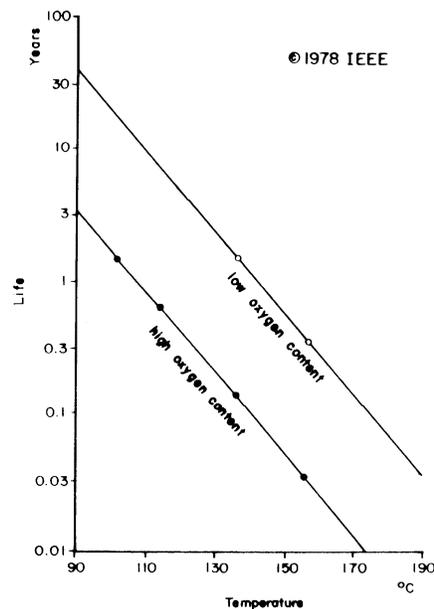


Figura 3.8 - Vida do isolamento de celulose versus a temperatura. Fim de vida definido como GP = 200.

3.3 Taxa de Envelhecimento do Papel

3.3.1 Taxa de Envelhecimento Térmico

Dakin [16] reconheceu a natureza química do processo de envelhecimento térmico que ocorre nos materiais isolantes. Ele sugeriu que a taxa de mudança de qualquer propriedade física medida do isolamento deve ser expressa na forma da equação de Arrhenius. Com base na analogia, ele propôs a expressão de cálculo da vida térmica do isolamento, amplamente aceita:

$$t = A \cdot e^{B/T}$$

- Onde:
- t = Tempo, em horas, para alcançar o fim de vida definido.
 - A = Constante determinada pela propriedade física selecionada para estabelecer o fim de vida.
 - B = Constante da taxa envelhecimento térmico determinada pelo material usado no sistema de isolamento e é uma medida da energia de ativação necessária para alterações químicas.
 - T = Temperatura absoluta em graus Kelvin (isto é, K = 273 + °C).

As constantes A e B são encontradas empiricamente. Alguns resultados experimentais típicos são mostrados nos gráficos da **Figura 3.9**.

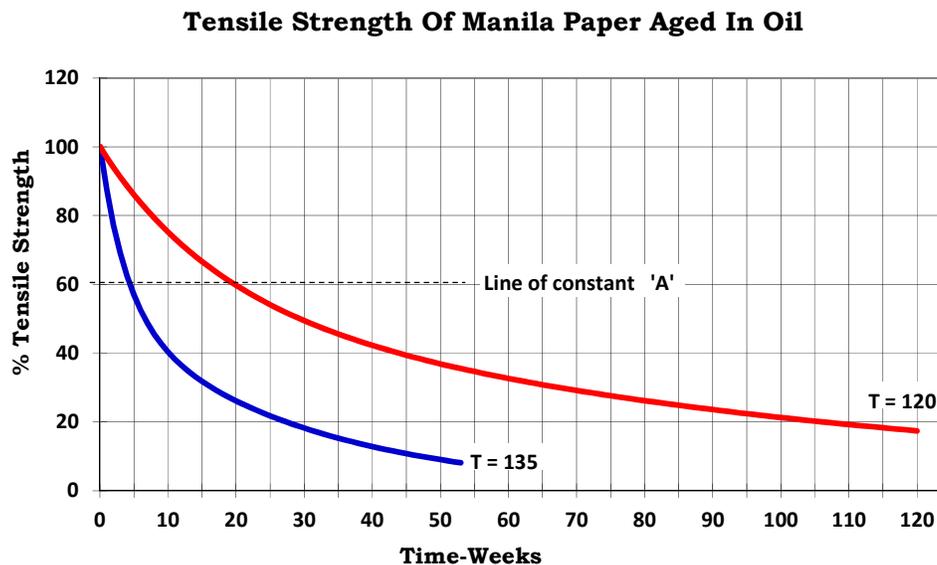


Figura 3.9 - Tensão de tração versus o tempo.

A partir desses resultados pode-se determinar a constante A:

$$t_1 = A \cdot e^{B/T_1} \quad e \quad t_2 = A \cdot e^{B/T_2}$$

Resolvendo essas duas equações para obtenção de B, tem-se:

$$B = \frac{[\ln t_1 - \ln t_2] \cdot T_1 \cdot T_2}{(T_2 - T_1)} \quad (1)$$

Por exemplo, para uma perda de 50% da tensão de tração (**Figura 3.9**),

$$t_1 = 7 \text{ semanas a } 135^\circ\text{C} \quad e \quad t_2 = 30 \text{ semanas a } 120^\circ\text{C}$$

$$\therefore B = 15,556 \quad e \quad A = 3,25 \times 10^{-14}$$

A norma de carregamento ANSI/IEEE C57.92 (arquivada) adotou o valor de $B = 16054$ e $A = 4,061 \times 10^{-14}$ para redução de 50% da tensão de tração como critério de fim de vida.

McNutt [17] propôs uma nova curva de “vida do isolamento de transformador”. Esta se refere a uma vida por unidade (pu) para a temperatura do ponto mais quente do condutor, baseada numa constante de envelhecimento térmico $B = 15000$, valor a ser adotado neste estudo.

$$\text{Vida (pu)} = Ae^{15000/T} \quad (2)$$

Para um sistema de isolamento com aumento de temperatura dos enrolamentos de 55°C , a vida de referência de 1,0 pu ocorre para $T = 368^\circ\text{C}$ e $A = 1,985 \times 10^{-18}$.

Pra um sistema de isolamento com aumento de temperatura dos enrolamentos de 65°C , a vida de referência de 1,0 pu ocorre para $T = 383^\circ\text{C}$ e $A = 9,797 \times 10^{-18}$.

Para temperaturas de operação superiores a 368 K (95°C) ou 383 K (110°C), a vida, em pu, será inferior a 1 e para temperaturas inferiores a esses valores, será maior que 1.

McNutt [17] também propôs uma nova definição para a “vida do isolamento de transformador” que inclui os efeitos da umidade e de oxidação. Estes são reproduzidos na **Tabela 3.1**.

Tabela 3.1 - Vida do isolamento sólido.

Base	Teor de Água dos Enrolamentos ^(*) (%)	Nível de Oxigênio	Vida (horas)
50% da Tensão de Tração	0,5	Baixo	65.020
	1,0	Baixo	32.510
	2,0	Baixo	16.255
	0,5	Alto	26.000
	1,0	Alto	13.000
	2,0	Alto	6.500
20% da Tensão de Tração	0,5	Baixo	152.000
	1,0	Baixo	76.000
	2,0	Baixo	38.000
	0,5	Alto	60.800
	1,0	Alto	30.400
	2,0	Alto	15.200
GP 200	0,5	Baixo	158.000
	1,0	Baixo	79.000
	2,0	Baixo	39.500
	0,5	Alto	63.200
	1,0	Alto	31.600
	2,0	Alto	15.800

(*) Teor médio de água por massa

Nota: Baixo teor de oxigênio significa transformador selado contra entrada de oxigênio. Alto teor de oxigênio significa transformador aberto.

Deve-se observar que a constante de envelhecimento B, estabelecida por dados experimentais leva em conta apenas um dos três mecanismos de envelhecimento, ou seja, a pirólise. Os experimentos foram feitos com baixos teores de umidade e oxigênio, a fim de minimizar seus efeitos. Entretanto, tais experimentos também estabeleceram a relação funcional do isolamento em relação aos efeitos de umidade. Isto sugere a seguinte relação matemática.

$$\text{Vida (pu)} = A \cdot e^{B/T} f(n_1) f(n_2) \quad (3)$$

Onde: $f(n_1)$ = Função considerando a umidade.
 $f(n_2)$ = Função considerando a oxidação.

3.3.2 Taxa de Envelhecimento por Umidade

Uma vez que a vida do isolamento cai pela metade toda vez que o teor de água da celulose dobra, a função $f(n_1)$ pode ser apresentada como:

$$f(n_1) = \frac{e^{a_1/T}}{[n_1]} \quad (4)$$

Onde: a_1 = Constante de envelhecimento por umidade.
 n_1 = Teor de umidade da celulose, expresso em % por massa do isolamento.
 T = Temperatura absoluta, em graus Kelvin.

Para fins deste estudo, considera-se que o teor de umidade inicial das amostras ensaiadas para determinação de B será de 0,5% para transformadores de 55°C e 0,3% para transformadores de 65°C. Logo,

a_1 = -255,1 para isolamento de 55°C.
 a_1 = -461,1 para isolamento de 65°C.

3.3.3 Taxa de Envelhecimento por Oxidação

Na **Tabela 3.1**, McNutt [17] escolheu relacionar o envelhecimento por oxidação a baixo ou alto teor de oxigênio, dependendo se o transformador é selado contra a entrada de oxigênio ou se é aberto à atmosfera. Parece lógico, portanto, empregar o índice de acidez do óleo para representar os efeitos da oxidação em razão do papel da acidez no processo de oxidação. Além do mais, fica implícita a influência que os inibidores do óleo têm na taxa de oxidação.

O efeito da acidez do óleo na vida do isolamento não é tão simples como no caso da água. Com base em dados publicados por Clark [18], uma acidez de 0,1 mg KOH/g reduz a vida do isolamento a 65% de seu valor original e uma acidez de 0,3 mg KOH/g reduz a vida do isolamento a 50%.

Nesse caso a função $f(n_2)$ pode ser mostrada como tendo a seguinte forma:

$$f(n_2) = -e^{a_2/T} \cdot \ln(n_2) \quad (5)$$

Onde: a_2 = Constante de envelhecimento por oxidação.
 n_2 = Índice de acidez expresso em mg KOH/g.
 T = Temperatura absoluta, em graus Kelvin.

Para fins deste estudo, o índice de acidez inicial do óleo nos ensaios para determinação de B será 0,03 mg KOH/g, valor máximo admitido para óleo novo.

Com base na definição acima:

a_2 = -461,7 para isolamento de 55°C
 a_2 = -480,5 para isolamento de 65°C

3.3.4 Expressão Modificada de Arrhenius

A expressão geral de expectativa de vida torna-se

$$\text{Vida (pu)} = - \frac{A \cdot e^{(B+a_1+a_2)/T}}{[n_1]} \ln(n_2) \quad (6)$$

Em condições padrão, quando:

T_{st} = 110°C ou 383 K
 n_1 = 0,5 ou 0,3%
 n_2 = 0,03 mg KOH/g

A equação 6 reduz para:

$$\text{Vida (pu)} = A \cdot e^{B/T_{st}}$$

3.3.5 Avaliação da Vida Remanescente dos Sistemas Isolantes

O valor da constante “A” reflete a condição física selecionada para determinar o fim de vida do isolamento. Inicialmente “A” é estabelecida em seu valor de fim de vida e a perda de vida do isolamento é calculada para condições reais de temperatura, umidade e

acidez. A perda de vida do isolamento calculada dessa forma é então empregada para reavaliar “A” em condições padrão. Utilizando este valor de “A”, estabelece-se uma perda de vida equivalente à temperatura elevada dos experimentos de envelhecimento. Os resultados dos experimentos de envelhecimento são então empregados para estimar a condição física do isolamento, ou seja, tensão de tração ou GP.

Esta metodologia envolve a determinação do fator de envelhecimento anual a partir de modificação da equação 3, apresentada anteriormente.

$$\ln R = \frac{B}{T_{st}} - \left\{ \frac{B + a_1 + a_2}{T_{ac}} \right\} + \ln(n_1) - \ln(-\ln(n_2)) \quad (7)$$

Onde: R = Fator de envelhecimento anual.
 T_{st} = 368 K ou 383 K.
 T_{ac} = Temperatura média real do ponto mais quente.

Com as seguintes observações:

- (1) Ao ajustar uma curva aos dados anuais determinados no primeiro passo, estabelece-se uma curva característica de envelhecimento do isolamento. Pode-se notar que a característica será única para o transformador em estudo.
- (2) Determinar a perda total de vida do isolamento (Li) consistente com a vida operativa do transformador. Isto contabiliza a área sob a curva até o valor da idade operativa do transformador. Em geral a perda de vida do isolamento em anos não é igual ao tempo de vida em operação.
- (3) Lembrando que a vida padrão do isolamento é dada por:

$$Li = A \cdot e^{B/T_{st}}$$

O valor de A consistente com a idade atual do isolamento pode ser estabelecido por:

$$A = Li \cdot e^{-B/T_{st}}$$

Onde $T_{st} = 368 \text{ K}$ ou 383 K

- (4) Usando o valor de A , o valor equivalente de Li pode ser determinado à temperatura empregada em experimentos de envelhecimento acelerando.

A partir da idade determinada no quinto passo, pode-se obter a condição física dos enrolamentos tanto da **Figura 3.10** quanto da **Figura 3.11** [18].

Pode-se notar que o valor de Li determinado no quinto passo deve ser em dias.

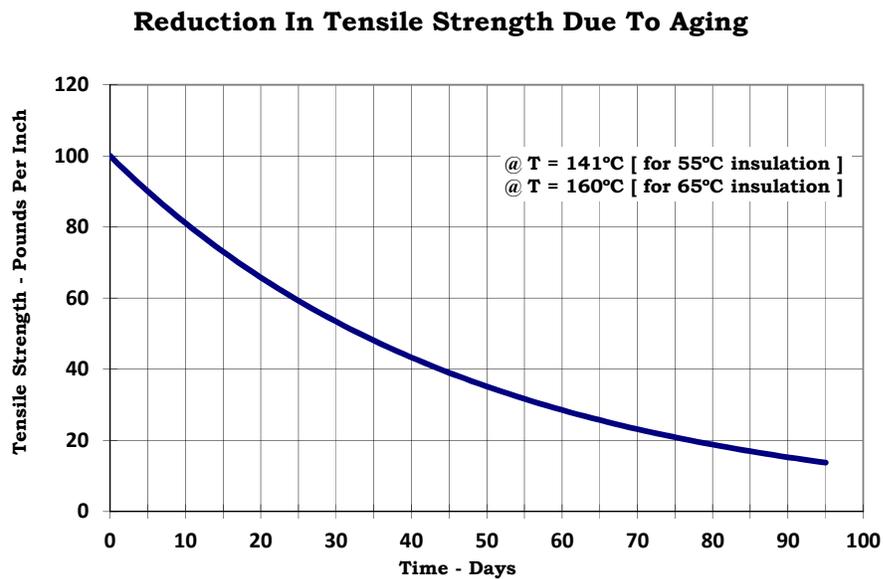


Figura 3.10 - Redução da tensão de tração versus o tempo.

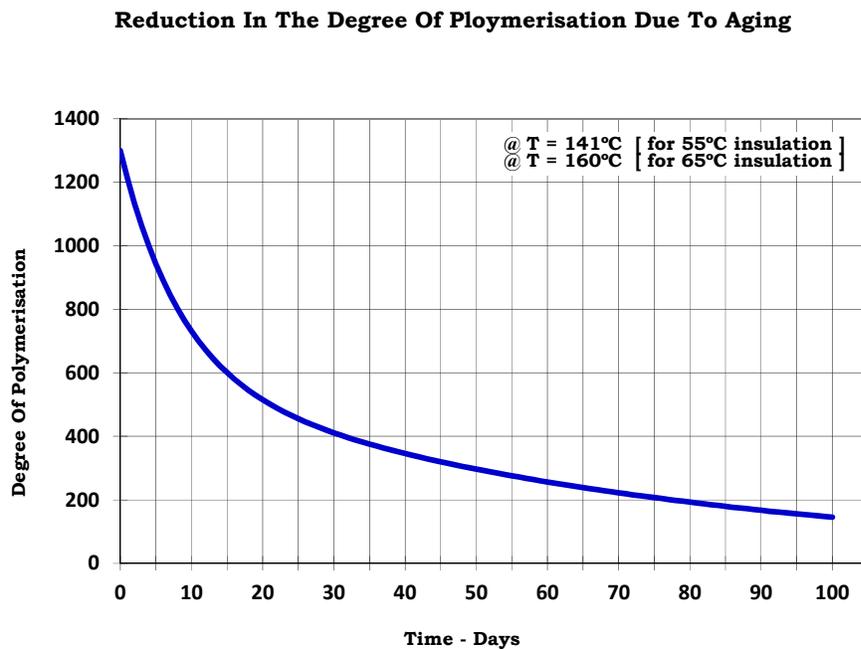


Figura 3.11 - Redução do grau de polimerização versus o tempo.

Os dados apresentados nas discussões do artigo de McNutt [17] foram retrabalhados, a fim de demonstrar a aplicação da metodologia proposta. Os índices de acidez dos óleos dos transformadores estudados ficaram entre 0,2 mg KOH/g e 0,4 mg KOH/g.

Os dados em questão são reproduzidos na **Tabela 3.2**, que foi estendida para incluir o valor estimado da acidez e o GP.

Tabela 3.2 - Valores de GP.

Trafo Nº	Idade (Anos)	Teor de Umidade (%)	Acidez Estimada do Óleo	Temperatura do ponto mais quente (°C)	GP	
					Medido	Estimado
1	39	2	0,40	73	182	180
2	24	4	0,20	75	198	191
3	41	4	0,25	68	228	254
4	14	4	0,35	75	245	240
5	14	2	0,40	75	282	354
6	23	2	0,25	75	304	310
7	41	4	0,30	63	338	348
8	9	3	0,35	73	444	453
9	9	5	0,40	68	448	463
10	22	2	0,20	70	500	487

Para detalhamento da explicação do modelo proposto, escolheu-se o transformador número nove. Todos os transformadores da Tabela 3.2 têm sistema de isolamento de 55°C e são abertos. Espera-se, portanto, um nível relativamente alto de oxidação (acidez).

Assume-se também que:

- (a) Os níveis de acidez são aqueles indicados na Tabela 3.2.
- (b) Os valores de umidade e temperatura referem-se ao ponto em que foram tiradas amostras de papel para análise de GP.
- (c) A umidade e a oxidação (acidez) aumentam linearmente ao longo da vida do transformador.
- (d) Aplica-se um valor médio anual de umidade e acidez com base em seus valores no início e fim de cada ano.
- (e) A temperatura média de operação é aquela indicada na Tabela 3.2.

- (f) O critério de fim de vida será um GP = 200.
- (g) A vida do isolamento em condições padrão é de 20 anos.

1º Passo

Os resultados da aplicação da equação 7, estão resumidos na **Tabela 3.3**.

Tabela 3.3 - Estimativa de perda de vida.

Ano	Umidade (%)	Acidez	Ri
1	0,75	0,05	0,0813
2	1,25	0,09	0,1685
3	1,75	0,13	0,2784
4	2,25	0,17	0,4121
5	2,75	0,22	0,5894
6	3,25	0,26	0,7830
7	3,75	0,30	1,0108
8	4,25	0,34	1,2785
9	4,75	0,38	1,5932
$\Sigma Ri =$			6,1952

2º Passo

Os dados apresentados na quarta coluna da **Tabela 3.3** têm uma curva de melhor ajuste como:

$$y = ax^b$$

Onde: a = 0,079
 b = 1,3802
 x = Tempo, em anos

3º Passo

A área sob esta curva até a idade operativa em n anos é

$$\text{Area} = \int_0^n ax^b dx = \frac{ax^{(b+1)}}{b+1} \Big|_0^n$$

$$\therefore \text{Area} = \frac{an^{(b+1)}}{b+1}$$

e para $n = 9 \rightarrow \text{Área} = \mathbf{6,2 \text{ anos}}$

4º Passo

$$A = 6,2 \cdot 365 \cdot e^{-15000/368}$$

$$\therefore A = 4,4922 \cdot 10^{-15}$$

5º Passo

$$Li = 4,4922 \cdot 10^{-15} \cdot e^{15000/414}$$

$$\therefore Li = \mathbf{24,4 \text{ dias}}$$

6º Passo

Com base no gráfico da **Figura 3.11**

$$GP = 700e^{(-0.12*d)} + 600e^{(-0.0142*d)} \quad (8)$$

Onde: GP = Grau de polimerização.
d = Tempo, em dias.

Com base na equação 8, para uma perda de vida do isolamento igual 24,4 dias o GP = 462.

Para o critério de fim de vida do isolamento, considerando GP = 200, o fim de vida ocorre para uma área A de 20 anos (vida do isolamento em condições padrão) sob a curva de vida característica, ou seja:

$$n = \left(\frac{20(b+1)}{a} \right)^{\frac{1}{(b+1)}}$$

Onde: n = 14,8 anos (tempo de vida total nas condições adversas do transformador).

∴ Tempo para atingir GP 200 = $14,8 - 9$ (anos em operação) = **5,8** ou **6 anos**

4 Resultados Obtidos

Para ilustrar os dois temas deste trabalho (envelhecimento e monitoramento da condição de transformadores) foram selecionados dois estudos, de uma mesma concessionária de distribuição, realizados em épocas diferentes, acompanhando os comportamentos das mesmas unidades ao longo do tempo. O primeiro foi realizado no ano de 2001 e o segundo no ano de 2009 (ou seja, oito anos após o primeiro), sendo que este último ainda está em andamento.

Convém observar que, por se tratar estudos que compõem Projetos de P&D, estes devem ser inéditos ou inovadores, com os escopos diferentes. Na realidade, o segundo estudo complementa o primeiro, entretanto, nem todos os aspectos estudados no primeiro foram refeitos no segundo, uma vez que este tem a objetivo precípua de estabelecer critérios e diretrizes para a manutenção baseada na condição (CBM) e na confiabilidade (RCM), além da especificação do banco de dados para tais finalidades.

4.1 Estudo de 2001

Avaliou-se o estado de equipamentos e estabeleceram-se as bases da metodologia, assim como se realizou o diagnóstico para modelamento da metodologia para avaliação da capacidade real disponível do sistema.

Em seguida, procedeu-se a análise das possíveis causas de problemas em razão da perda de confiabilidade dos transformadores. Igualmente foram propostas soluções com base na análise de dados e na avaliação de resultados da base estudada. Finalmente foram estabelecidos os requisitos e desenvolveu-se o contorno do modelamento da metodologia.

4.1.1 Coleta de Dados Para Seleção das Unidades

Inicialmente, foram selecionados aleatoriamente 25 transformadores. Em seguida, coletaram-se dados desses transformadores, tais como: características construtivas, idade, potência, sistema de preservação do óleo, dados de ensaios físico-químicos e cromatográficos do óleo, regime de carga, características da estação onde o transformador está instalado etc..

A partir dos resultados obtidos da verificação dos 25 transformadores inicialmente selecionados, foi feita uma nova seleção de algumas unidades mais significativas para a realização de inspeção e ensaio completo. A relação das unidades finais selecionadas encontra-se na **Tabela 4.1**, que se segue. Observa-se que nesta tabela tem 11 unidades. A última (Mandaqui) foi adicionada a título de verificação.

Tabela 4.1 - Unidades Selecionadas.

Subestação	Unidade	Nº de Série	Classe (kV)	Pot (MVA)	Fabricante
Tucuruvi	TR1	58795	138	15/20	ABB
Tucuruvi	TR2	58794	138	15/20	ABB
Tucuruvi	TR3	39336	88	12/15	COEMSA
Tucuruvi	TR4	SP5756	88	12/15	BBC
Vila Guilherme	TR1	SP11083	138	15/20	BBC
Vila Guilherme	TR2	7082	88	12/15	ITEL
Vila Guilherme	TR3	7071	88	12/15	AEG
Vila Guilherme	TR4	37215	88	12/15	ITEL
Peri	TR1	100313/5	138	40/60	COEMSA
Novo Mundo	TR1	500483	138	15/20	TUSA
Mandaqui	TR1	501237	138	40/60	TUSA

- Notas:**
- 1) A unidade TR4 de Tucuruvi foi deslocada, após o fim do estudo, para a Casa Verde. Posteriormente, em 01.06.2010 (durante a execução do segundo Projeto de P&D) foi retirado de serviço, sendo substituído por uma unidade nova.
 - 2) A unidade TR3 de Tucuruvi foi deslocada, após o fim do estudo, para o Jaguaré.
 - 3) Os transformadores de Peri e Mandaqui têm dois secundários (S1 e S2) iguais.

4.1.2 Exemplo de Análise

Foi realizada a “Avaliação de Carregamentos Admissíveis Confiáveis” para as 10 unidades selecionadas. Para cada unidade, foram utilizados os valores para as temperaturas limites apresentados na **Tabela 4.2**.

Tabela 4.2 - Tabela de temperaturas limites.

Tipo de Carregamento	Temperatura do Óleo	Temperatura dos Enrolamentos
Admissível 105°C	95 °C	105 °C
Admissível 120°C	95 °C	120 °C
Admissível 130°C	105 °C	130 °C

Adicionalmente, foi montada uma planilha de cálculo da possibilidade de formação de bolhas. Para tanto, é considerado um incremento de carga em 1,5 pu durante 4 horas simulando uma contingência operativa e, após a contingência, o retorno à carga normal.

Por ser uma análise extensa, naturalmente, não é possível apresentar todos os cálculos de todas as unidades. Assim, selecionou-se a unidade mais representativa (que é sempre usada como referência), que é o TR1 de Tucuruvi (**Figura 4.1**).



Figura 4.1 – Fotos do transformador TR1 de Tucuruvi.

4.1.2.1 Avaliação de Carregamentos Admissíveis Confiáveis

Na **Figura 4.2**, que se segue, são mostrados os resultados das análises para o transformador selecionado, a partir dos dados levantados.

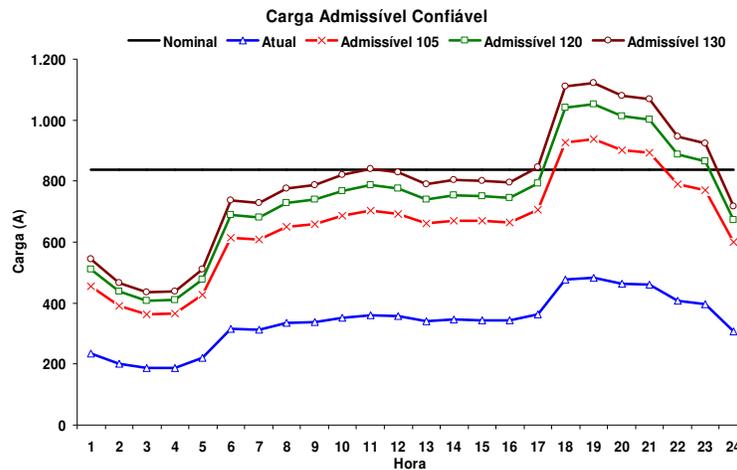


Figura 4.2 – Carga admissível confiável.

A partir das temperaturas limites apresentados na **Tabela 4.2**, monta-se a **Tabela 4.3** de carregamentos confiáveis calculados.

Tabela 4.3 - Tabela de carregamentos confiáveis calculados.

Tipo de Carregamento	Carga Máxima (A)	Carga Máxima (Pu IN)
Normal	937,9	1,12
Carregamento programado	1.052,0	1,26
Emergência de curta duração	1.122,5	1,34

Com os dados da unidade (abaixo) procede-se o cálculo dos carregamentos confiáveis.

Tipo de resfriamento:	ONAF
Tensão nominal:	13,8 kV
Corrente nominal:	836,8 A
Potência nominal:	20.000 kVA
Classe de isolamento:	55°C
DTon:	40° C
DTen:	25° C
To:	1,7h

Te: 5 min
m: 0,8
n: 0,9
Ciclo de temperatura: Verão
Data da análise: 13/Out/2002 - 16:08 h

4.1.2.2 Cálculo do Carregamento Confiável em Operação Normal (105°C)

Tabela 4.4 - Limites impostos para o carregamento.

Carga em PU:	1,5
Temperatura do ponto mais quente:	105°C
Temperatura topo do óleo:	95°C
Perda de vida máxima:	1%

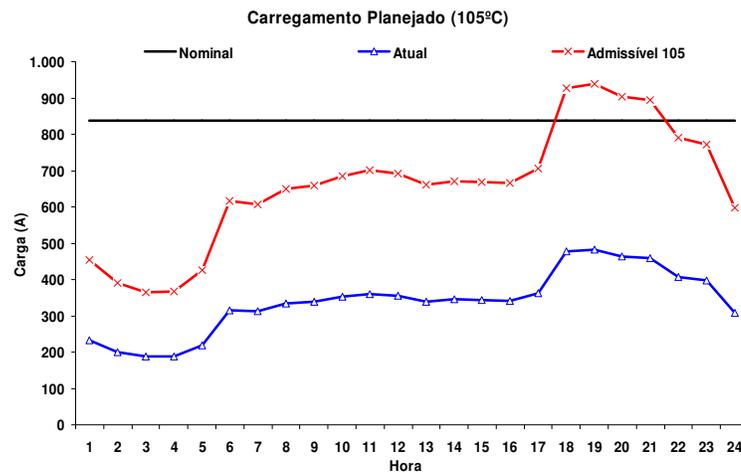


Figura 4.3 – Carregamento planejado (105°C).

Tabela 4.5 - Valores Calculados.

Corrente máxima:	937,9 A
Carga em PU:	1,12
Perda de vida térmica:	0,02%/dia
Temperatura do ponto mais quente:	105,0°C
Temperatura topo do óleo:	76,8°C
Hora:	20h
Carregamento limitado por:	Temperatura do enrolamento
Formação de bolhas em operação normal:	Não haverá
Formação de bolhas em emergências:	Não haverá

4.1.2.3 Cálculo do Carregamento Confiável Planejado (120°C)

Tabela 4.6 - Limites impostos para o carregamento.

Carga em PU:	1,5
Temperatura do ponto mais quente:	120°C
Temperatura topo do óleo:	95°C
Perda de vida máxima:	1%

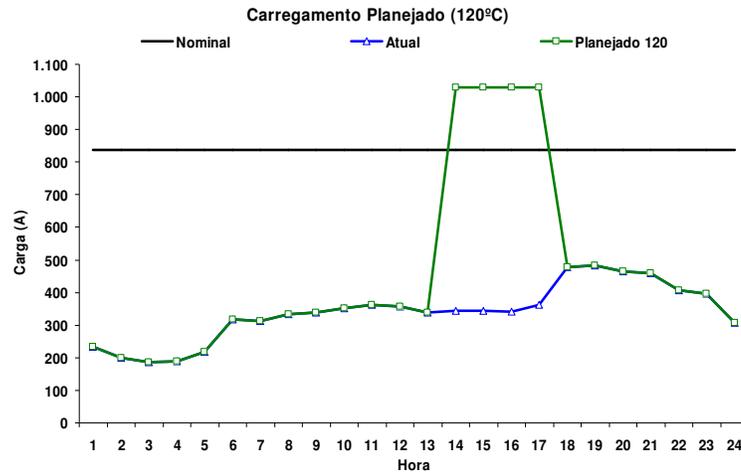


Figura 4.4 – Carregamento planejado (120°C).

Tabela 4.7 - Valores Calculados.

Corrente máxima:	1.028,6 A
Carga em PU:	1,23
Perda de vida térmica:	0,06%/dia
Temperatura do ponto mais quente:	119,8°C
Temperatura topo do óleo:	85,0°C
Hora:	17h
Carregamento limitado por:	Temperatura do enrolamento
Formação de bolhas em operação normal:	Não haverá
Formação de bolhas em emergências:	Não haverá

4.1.2.4 Cálculo do Carregamento Confiável em Emergência (130°C)

Tabela 4.8 - Limites impostos para o carregamento.

Carga em PU:	1,5
Temperatura do ponto mais quente:	130°C
Temperatura topo do óleo:	105°C
Perda de vida máxima:	1%

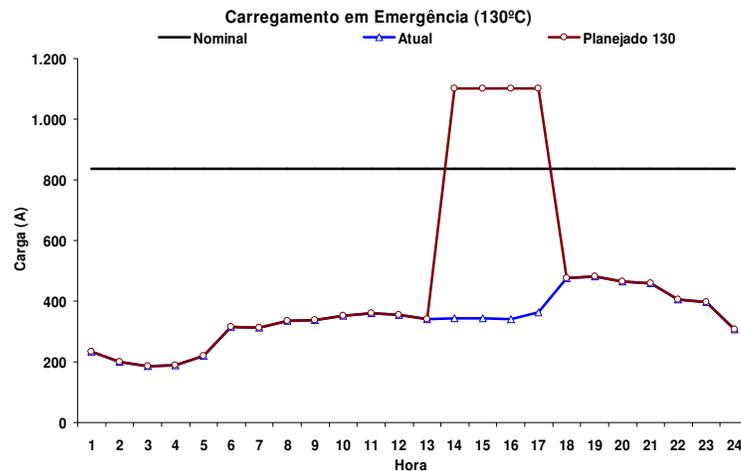


Figura 4.5 – Carregamento confiável em emergência (130°C).

Tabela 4.9 - Valores Calculados.

Corrente máxima:	1.100,4 A
Carga em PU:	1,32
Perda de vida térmica:	0,16%/dia
Temperatura do ponto mais quente:	130,1°C
Temperatura topo do óleo:	91,3°C
Hora:	17h
Carregamento limitado por:	Temperatura do enrolamento
Formação de bolhas em operação normal:	Não haverá
Formação de bolhas em emergências:	Não haverá

4.1.2.5 Planilha de Cálculo da Possibilidade de Formação de Bolhas

Incremento de carga em 1,5 pu durante 4 horas simulando uma contingência operativa e, após a contingência, o retorno à carga normal.

Tabela 4.10 – Dados de entrada.

Valor total da corrente remanejada sobre o ciclo de carga normal:	1.255,1A
Início da corrente acrescentada:	14h
Duração da corrente acrescentada:	4 h
Carga em PU:	1,5
Temperatura do ponto mais quente:	130°C
Temperatura do topo do óleo:	105°C
Perda de vida máxima:	1%

Tabela 4.11 - Valores Calculados.

Carga em PU:	1,32
Perda de vida térmica:	0,16%/dia
Temperatura do ponto mais quente:	130,1°C
Temperatura topo do óleo:	91,3°C
Hora:	17h
Carregamento limitado por:	Temperatura do enrolamento
Formação de bolhas em emergências:	Não haverá

4.1.2.6 Modelo de Evolução de Bolhas

Pressão de gás no topo do óleo:	760 mm Hg
Altura da coluna de óleo até ponto mais quente:	1,62 m
Pressão de gás no ponto mais quente:	895 mm Hg
Carregamento limitado por:	Temperatura do enrolamento
Formação de bolhas na contingência 1:	Não haverá
Formação de bolhas na contingência 2:	Não haverá

Tabela 4.12 - Dados de saída

Hora	T _{Amb}	T _{Óleo}	T _{Enr}	A	PU	MVA
1	30,0	43,1	46,4	234,1	0,3	5,6
2	30,0	41,1	43,7	200,8	0,2	4,8
3	30,0	40,2	42,4	187,1	0,2	4,5
4	30,0	39,8	42,1	188,2	0,2	4,5
5	30,0	39,9	42,8	219,1	0,3	5,2
6	30,0	40,8	46,1	316,4	0,4	7,6
7	30,0	42,2	47,4	312,6	0,4	7,5
8	30,0	43,0	48,8	333,9	0,4	8,0
9	30,0	43,4	49,2	338,6	0,4	8,1
10	30,0	43,7	50,0	352,4	0,4	8,4
11	30,0	44,1	50,6	361,1	0,4	8,6
12	30,0	44,3	50,7	356,1	0,4	8,5
13	30,0	44,2	50,1	339,7	0,4	8,1

Hora	T _{Amb}	T _{Óleo}	T _{Enr}	A	PU	MVA
14	30,0	54,8	93,6	1.100,4	1,3	26,3
15	30,0	78,6	117,3	1.100,4	1,3	26,3
16	30,0	91,3	130,1	1.100,4	1,3	26,3
17	30,0	91,3	130,1	1.100,4	1,3	26,3
18	30,0	82,2	92,4	476,7	0,6	11,4
19	30,0	61,2	71,5	482,3	0,6	11,5
20	30,0	49,0	58,7	464,0	0,6	11,1
21	30,0	48,6	58,2	459,6	0,5	11,0
22	30,0	47,8	55,7	406,8	0,5	9,7
23	30,0	46,6	54,2	396,7	0,5	9,5
24	30,0	45,1	50,2	307,9	0,4	7,4

Tabela 4.13 - Antes da contingência.

Gás	Temperatura Média do Óleo a 44,2°C (Teor de Água 1,7%)		Ponto Mais Quente Nº 1 a 50,1°C (Teor de Água 1,1%)		Ponto Mais Quente Nº 2 a 50,1°C (Teor de Água 1,7%)	
	ppm	mm Hg	ppm	mm Hg	ppm	mm Hg
H ₂ O	7.889,24	3,35	5.797,12	2,66	10.934,40	5,01
CO ₂	1.620,00	1,06	1.718,56	1,13	1.718,56	1,13
O ₂	18.000,00	79,45	17.919,60	79,80	17.919,60	79,80
CO	301,00	1,91	303,17	1,89	303,17	1,89
N ₂	71.300,00	587,86	72.387,00	579,04	72.387,00	579,04
Press Total		673,63		664,52		666,87

Tabela 4.14 - Imediatamente após a contingência.

Gás	Temperatura Média do Óleo a 91,3°C (Teor de Água 1,7%)		Ponto Mais Quente Nº 1 a 130,1°C (Teor de Água 1,1%)		Ponto Mais Quente Nº 2 a 130,1°C (Teor de Água 1,7%)	
	ppm	mm Hg	ppm	mm Hg	ppm	mm Hg
H ₂ O	7.889,24	5,86	166.881,90	195,21	314.769,90	368,21
CO ₂	1.620,00	1,64	2.048,44	2,23	2.048,44	2,23
O ₂	18.000,00	81,55	17.767,51	82,62	17.767,51	82,62
CO	301,00	1,83	307,15	1,79	307,15	1,79
N ₂	71.300,00	521,00	78.736,87	471,79	78.736,87	471,79
Press Total Efetiva		403,48		564,93		737,92

4.1.3 Resultados Obtidos

O primeiro estudo (2001/2002) apresentou os seguintes resultados:

- i) Foram definidos os principais parâmetros para acompanhamento do desempenho do sistema isolante sólido em longo prazo, por meio do desenvolvimento de modelo matemático de envelhecimento do papel isolante, incorporando o efeito causado pela água e pelos ácidos ao efeito térmico de degradação considerado tradicionalmente. Graças ao modelo desenvolvido, foi possível fazer simulações e avaliar a vida remanescente dos sistemas isolantes nas condições reais a que são submetidos os transformadores.
- ii) Avaliou-se também a influência de agentes externos na degradação do sistema isolante sólido de transformadores de potência. Nessas avaliações, pôde-se comprovar o efeito acelerador do envelhecimento do sistema de isolamento sólido, provocado pela umidade no próprio papel e pelos ácidos do óleo.
- iii) No estudo da correlação entre as temperaturas do topo do óleo e dos enrolamentos, foram obtidos perfis de temperaturas razoavelmente próximos entre os transformadores, independentemente de tipo, potência e fabricante. A partir da compilação dos dados, foi possível obter uma equação para determinação da temperatura do óleo para qualquer valor porcentual da altura do tanque, tendo-se apenas a temperatura do fundo do tanque.
- iv) Observou-se que há certa correlação entre os resultados dos ensaios de acidez e tensão interfacial em relação à banda de carbonila em 1710 cm^{-1} . Isto é evidenciado no estágio inicial de oxidação dos óleos analisados, principalmente para acidez superior a $0,05\text{ mg KOH/g}$ e tensão interfacial superior a 25 dinas/cm . Entretanto para valores inferiores de tensão interfacial e superiores de acidez, nota-se uma grande dispersão dos resultados.

- v) O ensaio de infravermelho deve ser acrescentado à rotina de ensaios normalmente executados nos óleos isolantes, uma vez que pode indicar contaminantes de oxidação não-detectados pelos ensaios físico-químicos convencionais. Assim, será possível otimizar a tomada de decisão quanto a ações de manutenção como regeneração do óleo, ou mesmo a qualidade do óleo após a regeneração.

- vi) Determinou-se o nível de influência dos agentes externos na velocidade de degradação do óleo isolante. Em uma parte significativa dos transformadores, foi ultrapassado o valor-limite máximo de 3.000 ppm de oxigênio no óleo, estabelecido na norma ABNT NBR 5416/1997 sobre carregamento de transformadores, independentemente do sistema de preservação do óleo (sílica ou membrana/bolsa). No caso dos transformadores com sílica, os teores observados são muito mais altos, o que confirma a ineficiência deste sistema de preservação de óleo.

- vii) Não se observou uma correlação consistente entre a concentração de oxigênio do óleo e a intensidade de absorção da banda diferencial da carbonila em 1710 cm⁻¹.

- viii) Avaliou-se o desempenho dos sistemas de conservação do óleo na preservação da vida útil dos transformadores de potência. O teor de oxigênio do óleo tendeu a cair à medida que o índice de acidez aumentou tanto para os transformadores com sílica quanto para aqueles com membrana. Esta queda do teor de oxigênio pode estar associada a seu consumo pelo óleo e conseqüente aumento do índice de acidez sem que ocorra um suprimento significativo de oxigênio atmosférico. O suprimento do oxigênio atmosférico ocorre principalmente em razão de variações do nível do óleo provocadas por alterações na temperatura de operação do transformador.

- ix) Graças ao levantamento de dados de campo, foi possível avaliar o efeito dos contaminantes externos em associação aos diferentes níveis de solicitação a que estão submetidos os enrolamentos. Não se observou uma correlação consistente entre o teor

de furfural, principal produto da degradação do papel dissolvido no óleo, e a porcentagem de carregamento. Este item deverá requerer estudo futuro, em que deverão ser colhidas amostras diretas de papel para ensaios de grau de polimerização da celulose, por exemplo.

- x) Em razão da metodologia adotada no estudo foi possível obter resultados em conformidade com os esperados, uma vez que se pretendeu estudar e avaliar a degradação do sistema isolante de transformadores de potência.

A **Figura 4.6**, na página que se segue, apresenta os perfis das curvas de carga admissível de todas as unidades selecionadas

As **Tabelas 4.15 a 4.19**, apresentadas a seguir, resumem os principais resultados dos valores calculados, obtidos na simulação.

Observou-se que, para os valores calculados do carregamento confiável em operação normal (105°C), nenhuma simulação apresentou problemas (**Tabela 4.16**).

Entretanto, nos valores calculados do carregamento confiável planejado (120°C), algumas unidades já apresentaram problemas com o surgimento de bolhas, na condição de emergência, como foi o caso das unidades TR3 da S/E Tucuruvi e TR2 da S/E Vila Guilherme (**Tabela 4.17**)

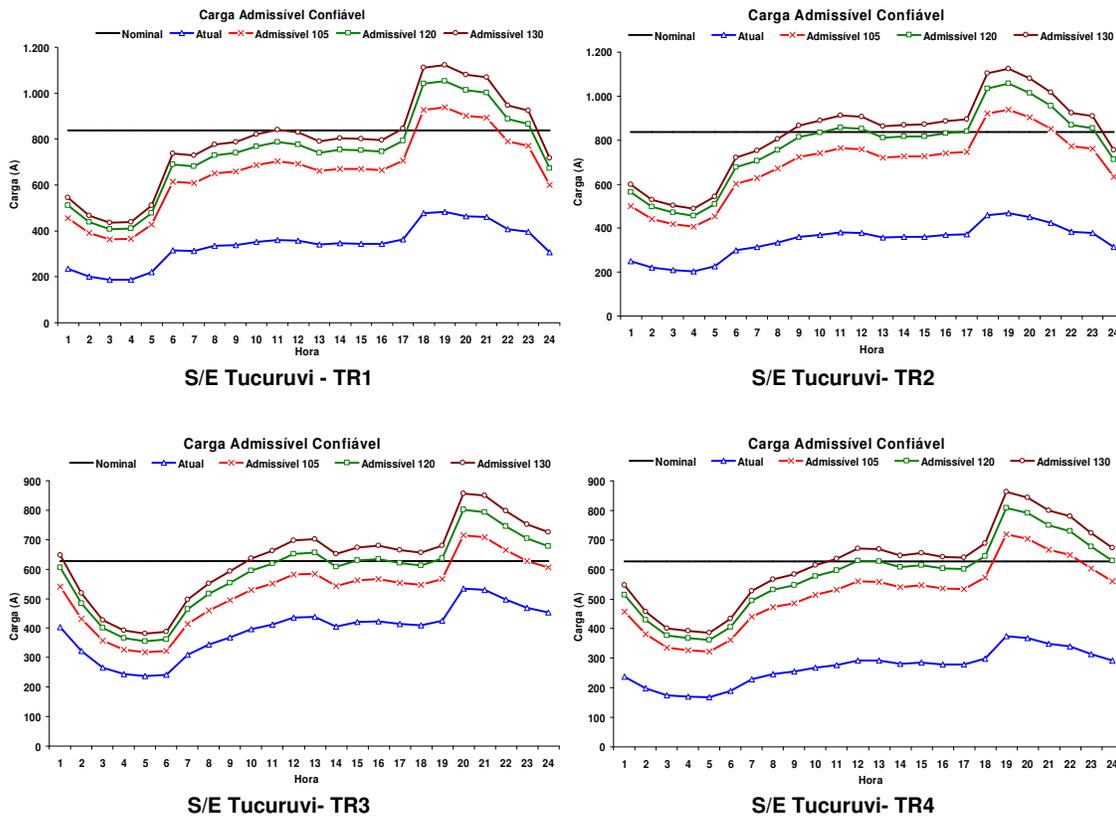
O mesmo ocorreu com estas unidades, mais a unidade TR3 da S/E Vila Guilherme, na simulação dos valores calculados do carregamento confiável em emergência (130°C) (**Tabela 4.18**).

No estudo específico de formação de bolhas, descrito no item anterior, foram observados este tipo de efeito somente nas unidades TR3 das S/E's Tucuruvi e Vila Guilherme (**Tabela 4.19**).

Ainda sobre estudo de formação de bolhas, foram observadas algumas restrições para as seguintes unidades:

- **Tucuruvi (TR3):** Haverá formação de bolhas já após 104 minutos do início da contingência de 1,23 pu por 4 horas. A formação de bolhas se dará a 119,0°C no enrolamento. O transformador só poderá sofrer contingência de 1,14 pu por 4 horas.
- **Vila Guilherme (TR3):** Haverá formação de bolhas já após 84 minutos do início da contingência de 1,31 pu por 4 horas. A formação de bolhas se dará a 127,0°C no enrolamento. O transformador só poderá sofrer contingência de 1,23 pu por 4 horas.

Figura 4.6 - Perfis das Curvas de Carga Admissível Para as Unidades Seleccionadas



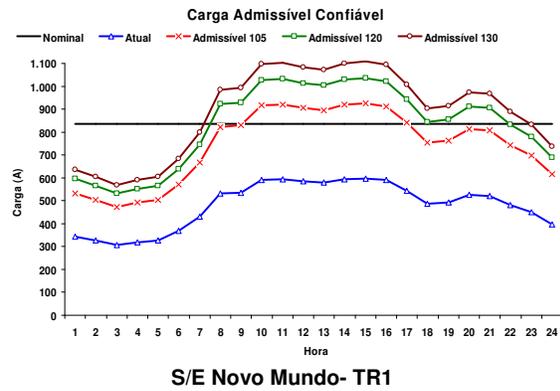
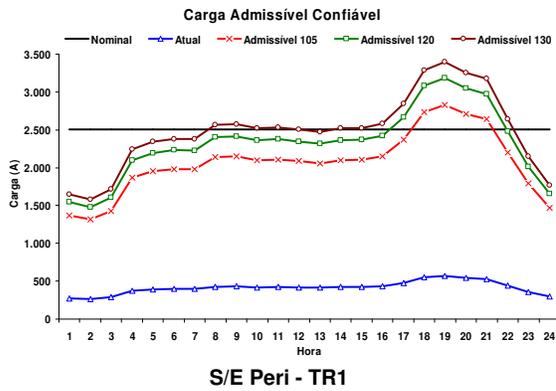
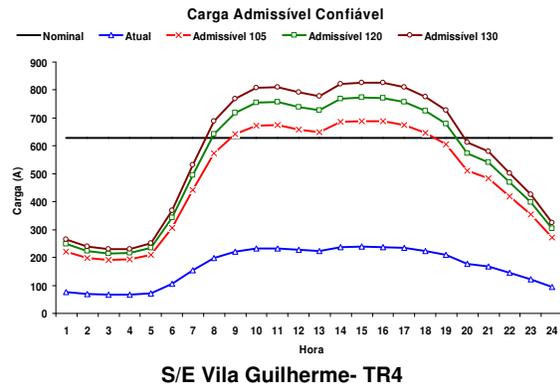
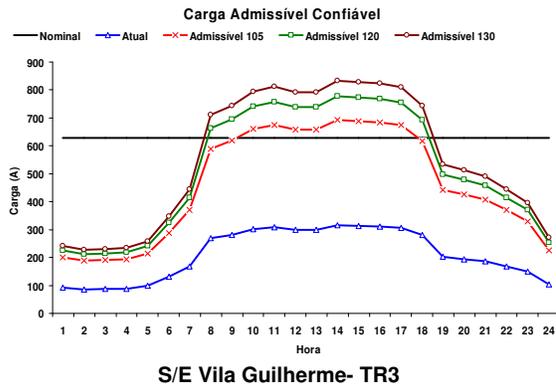
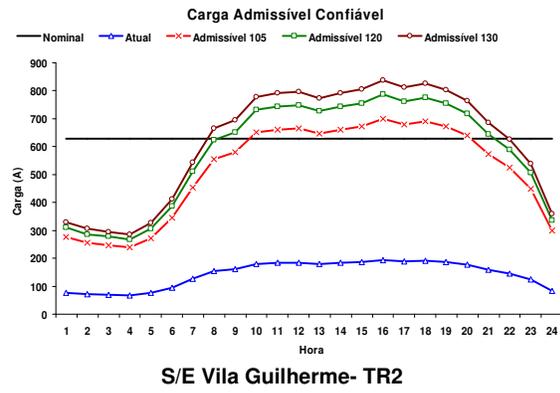
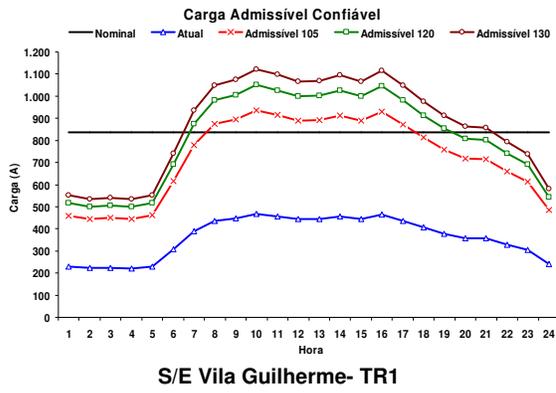


Tabela 4.15 - Carregamentos Confiáveis Calculados (Carga Máxima)

Tipo de Carregamento	Tucuruvi TR1		Tucuruvi TR2		Tucuruvi TR3		Tucuruvi TR4		Peri		Novo Mundo	
	(A)	(Pu IN)	(A)	(Pu IN)	(A)	(Pu IN)						
Normal	937,9	1,12	939,9	1,12	714,5	1,14	719,1	1,15	2.827,6	1,13	925,2	1,11
Carregamento programado	1.052,0	1,26	1.056,3	1,26	801,0	1,28	808,4	1,29	3.182,0	1,27	1.036,7	1,24
Emergência de curta duração	1.122,5	1,34	1.124,7	1,34	857,0	1,37	862,2	1,37	3.394,9	1,35	1.108,1	1,32

Tipo de Carregamento	V. Guilherme TR1		V. Guilherme TR2		V. Guilherme TR3		V. Guilherme TR4	
	(A)	(Pu IN)						
Normal	935,3	1,12	700,3	1,12	692,8	1,10	689,3	1,10
Carregamento programado	1050,9	1,26	786,6	1,25	777,6	1,24	772,9	1,23
Emergência de curta duração	1122,7	1,34	838,0	1,34	833,3	1,33	827,3	1,32

Tabela 4.16 - Valores Calculados do Carregamento Confiável em Operação Normal (105°C)

	Tucuruvi TR1	Tucuruvi TR2	Tucuruvi TR3	Tucuruvi TR4	Vila Guilherme TR1	Vila Guilherme TR2	Vila Guilherme TR3	Vila Guilherme TR4	Peri	Novo Mundo
Corrente máxima (A)	937,90	939,90	714,50	719,10	935,30	700,30	692,80	689,30	2.827,60	925,20
Carga (PU)	1,12	1,12	1,14	1,15	1,12	1,12	1,10	1,10	1,13	1,11
Perda de vida térmica(%/dia)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,04
Temperatura do ponto mais quente(°C)	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	104,80	105,00	105,00	105,10
Temperatura topo do óleo (°C)	76,80	76,70	77,30	77,30	76,20	76,00	76,10	76,00	76,70	76,30
Hora	20:00	20:00	22:00	21:00	11:00	17:00	16:00	16:00	20:00	16:00
Formação de bolhas em operação normal	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Formação de bolhas em emergências	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não

Obs.: Carregamento limitado pela temperatura do enrolamento.

Tabela 4.17 - Valores Calculados do Carregamento Confiável Planejado (120°C)

	Tucuruvi TR1	Tucuruvi TR2	Tucuruvi TR3	Tucuruvi TR4	Vila Guilherme TR1	Vila Guilherme TR2	Vila Guilherme TR3	Vila Guilherme TR4	Peri	Novo Mundo
Corrente máxima (A)	1.028,60	1.029,90	772,20	772,40	1029,3 A	773,40	772,00	771,10	3.087,60	1.028,60
Carga (PU)	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Perda de vida térmica(%/dia)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,03	0,06
Temperatura do ponto mais quente(°C)	119,80	120,00	120,00	120,00	119,90	120,20	119,90	119,80	119,90	119,80
Temperatura topo do óleo (°C)	85,00	85,20	85,10	85,20	85,10	85,30	85,10	85,00	85,10	85,10
Hora	17:00	17:00	19:00	18:00	20:00	9:00	21:00	21:00	24:00	21:00
Formação de bolhas em operação normal	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Formação de bolhas em emergências	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Não

Obs.: Carregamento limitado pela temperatura do enrolamento.

Tabela 4.18 - Valores Calculados do Carregamento Confiável em Emergência (130°C)

	Tucuruvi TR1	Tucuruvi TR2	Tucuruvi TR3	Tucuruvi TR4	Vila Guilherme TR1	Vila Guilherme TR2	Vila Guilherme TR3	Vila Guilherme TR4	Peri	Novo Mundo
Corrente máxima (A)	1.100,40	1.100,30	825,30	823,90	1099,40	823,90	823,80	824,10	3.300,70	1.098,10
Carga (PU)	1,32	1,31	1,32	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
Perda de vida térmica(%/dia)	0,16	0,16	0,17	0,16	0,16	0,15	0,15	0,15	0,09	0,16
Temperatura do ponto mais quente(°C)	130,10	130,10	130,10	129,80	129,90	129,80	129,80	129,80	130,10	129,70
Temperatura topo do óleo (°C)	91,30	91,30	91,30	91,30	91,20	91,20	91,10	91,20	91,30	91,10
Hora	17:00	17:00	19:00	18:00	20:00	9:00	21:00	21:00	24:00	21:00
Formação de bolhas em operação normal	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Não
Formação de bolhas em emergências	Não	Não	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Não	Não	Não

Obs.: Carregamento limitado pela temperatura do enrolamento.

Tabela 4.19 - Planilha de Cálculo da Possibilidade de Formação de Bolhas

	Tucuruvi TR1	Tucuruvi TR2	Tucuruvi TR3	Tucuruvi TR4	Vila Guilherme TR1	Vila Guilherme TR2	Vila Guilherme TR3	Vila Guilherme TR4	Peri	Novo Mundo
Carga (PU)	1,32	1,31	1,23	1,31	1,31	1,23	1,31	1,31	1,31	1,31
Perda de vida térmica(%/dia)	0,16	0,16	0,06	0,16	0,16	0,06	0,15	0,15	0,09	0,16
Temperatura do ponto mais quente(°C)	130,10	130,10	120,00	129,80	129,90	120,20	129,80	129,80	130,10	129,70
Temperatura topo do óleo (°C)	91,30	91,30	85,10	91,20	91,20	85,30	91,10	91,20	91,30	91,10
Hora	17:00	17:00	19:00	19:00	20:00	9:00	21:00	21:00	24:00	21:00
Formação de bolhas em emergências	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Sim	Não	Não	Não

Obs.: Carregamento limitado pela temperatura do enrolamento.

4.2 Estudo de 2009

O estudo de 2009 (em andamento) tem por objetivo principal a análise do ciclo de vida útil dos ativos operacionais do setor elétrico, para estabelecer critérios e diretrizes para a manutenção baseada na condição.

A seleção do equipamento a ser estudada em um Projeto-Piloto, que foi realizada com auxílio da análise do gráfico de Pareto². A categoria de equipamentos que teve a maior participação neste gráfico foi a dos transformadores (84,24%), conforme pode ser observado na **Figura 4.7**.

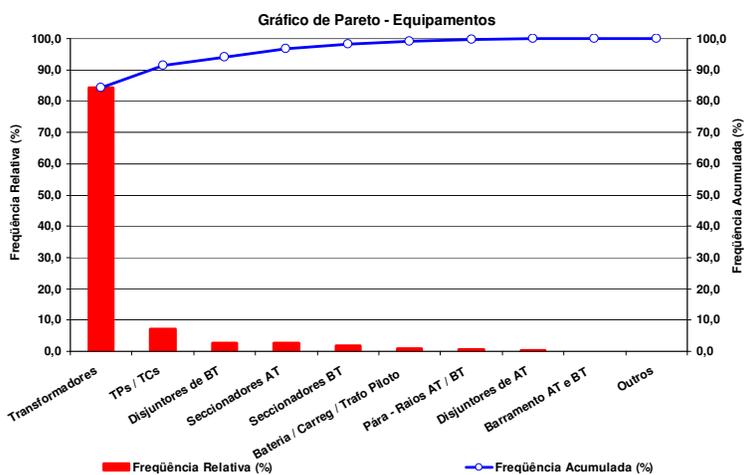


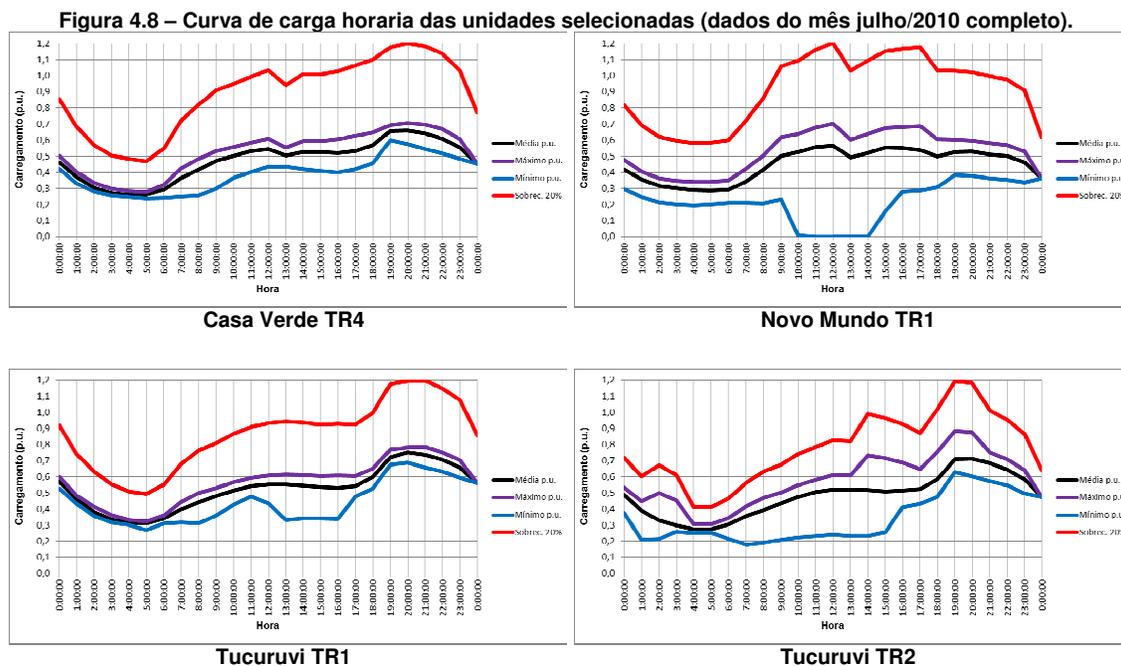
Figura 4.7 - Diagrama de Pareto considerando somente os equipamentos.

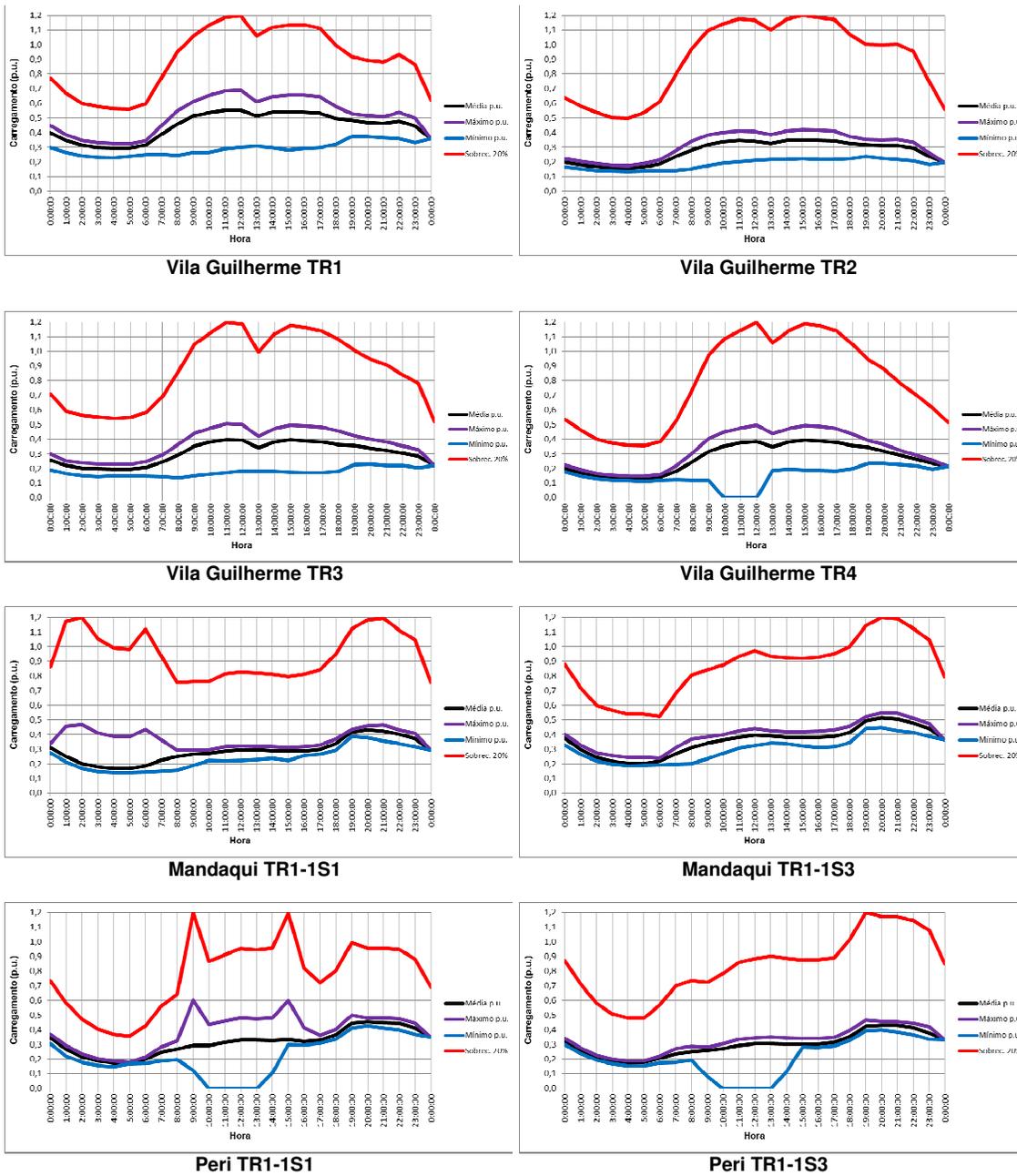
Como a categoria de equipamentos indicada pela Análise de Pareto foi a de transformadores, decidiu-se adotar as mesmas unidade do estudo anterior (2001), fazendo que o novo Projeto-Piloto fosse idêntico ao anterior, ressaltando que os objetivos eram outros, mas seria uma continuidade da verificação da condição das unidades estudadas.

² No final do século XIX, um economista veneziano, de nome Vilfredo Pareto estudou a distribuição de renda em Veneza e verificou que poucas pessoas detinham a maior parte da renda, enquanto muitas pessoas tinham apenas uma pequena porção da mesma, chegando a uma relação entre as variáveis que se aproxima de 20:80, isto é, cerca de 20% das pessoas detinham aproximadamente 80% da renda. Muito tempo depois, J. M. Juran observou que a figura que havia desenhado para mostrar que poucas causas levam à maioria das perdas em termos de qualidade de produtos, tinha aspecto similar ao da distribuição de renda de Pareto. Em homenagem ao economista que primeiro discutiu este tipo de distribuição, denominou a figura de "Diagrama de Pareto".

4.2.1 Coleta de Dados

Agora a curva de carga instantânea é capturada “*on-line*” automaticamente pelo sistema “SCADA” (*Supervisory Control And Data Acquisition*) em kWh e kVarh. No Projeto anterior, isto era feito através de medição, em campo e em Ampères. Estas curvas de carga, depois de tratadas (para servir de entrada no programa de carregamento de transformadores) ficaram como o exemplo apresentado na **Figura 4.8**, que apresenta as unidades do Projeto-Piloto. Estes dados destas curvas de carga são valores médios diários (e horários), obtidos pelo SCADA das 0:00 h do dia 1º de julho de 2010 até às 24:00 h do dia 31 de julho de 2010.





Sobre estas curvas de carga e unidades, têm-se os seguintes esclarecimentos:

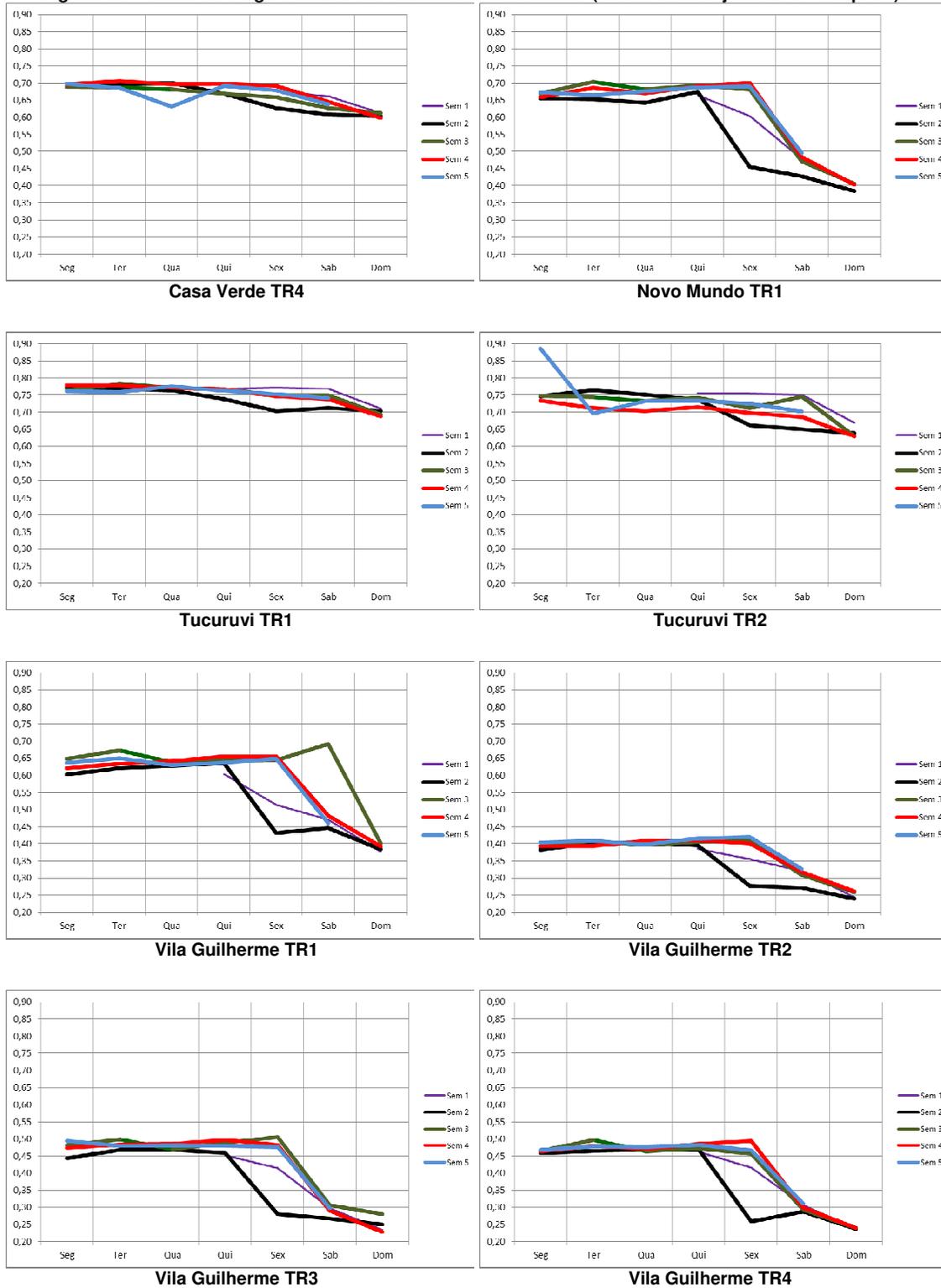
- a) A unidade TR4 de Tucuruvi foi deslocada, após o final do primeiro Projeto, para a Casa Verde. Como o objeto de estudo é o transformador, ele foi “seguido”, razão pela qual aparece a unidade TR4 de Casa Verde. Entretanto, posteriormente, em

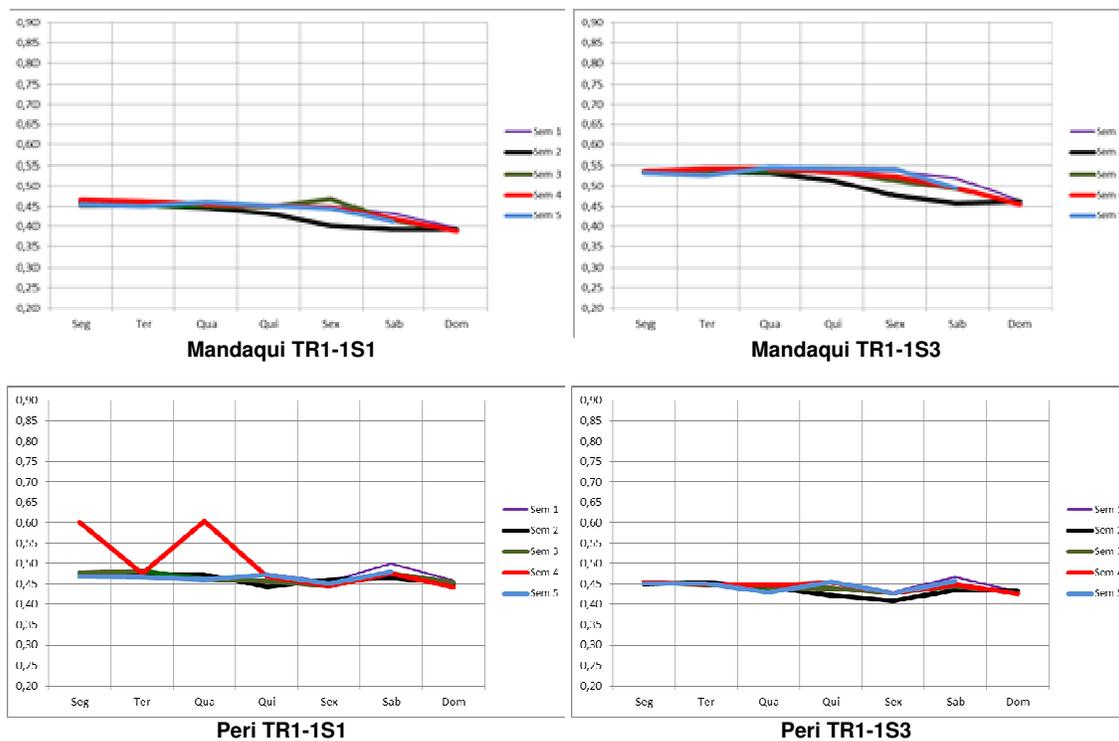
01.06.2010 (durante a execução do segundo estudo e um mês antes da captura da curva de carga) este transformador foi retirado de serviço, sendo substituído por uma unidade nova. A equipe do estudo só tomou conhecimento do fato em novembro de 2010, quando já tinha feito as simulações.

- b) A unidade TR3 de Tucuruvi foi deslocada, após o final do primeiro estudo, para o Jaguaré e não foi acompanhada.
- c) Os transformadores de Peri e Mandaqui têm dois secundários (S1 e S2) iguais. No primeiro estudo a medição foi feita considerando a corrente total. Agora, o SCADA captura os dados dos secundários.
- d) Os gráficos têm 4 curvas. Uma curva média do mês (diária e horária), uma mínima e outra máxima do mês (horária), todas em p.u.. Foi adicionada uma curva de 20% acima da nominal, que é o critério operativo (fornecido).

Da mesma forma, a **Figura 4.9** apresenta, para as mesmas unidades, a curva de carga semanal, para as cinco semanas do mês de julho/2010.

Figura 4.9 – Curva de carga semanal das unidades selecionadas (dados do mês julho/2010 completo).





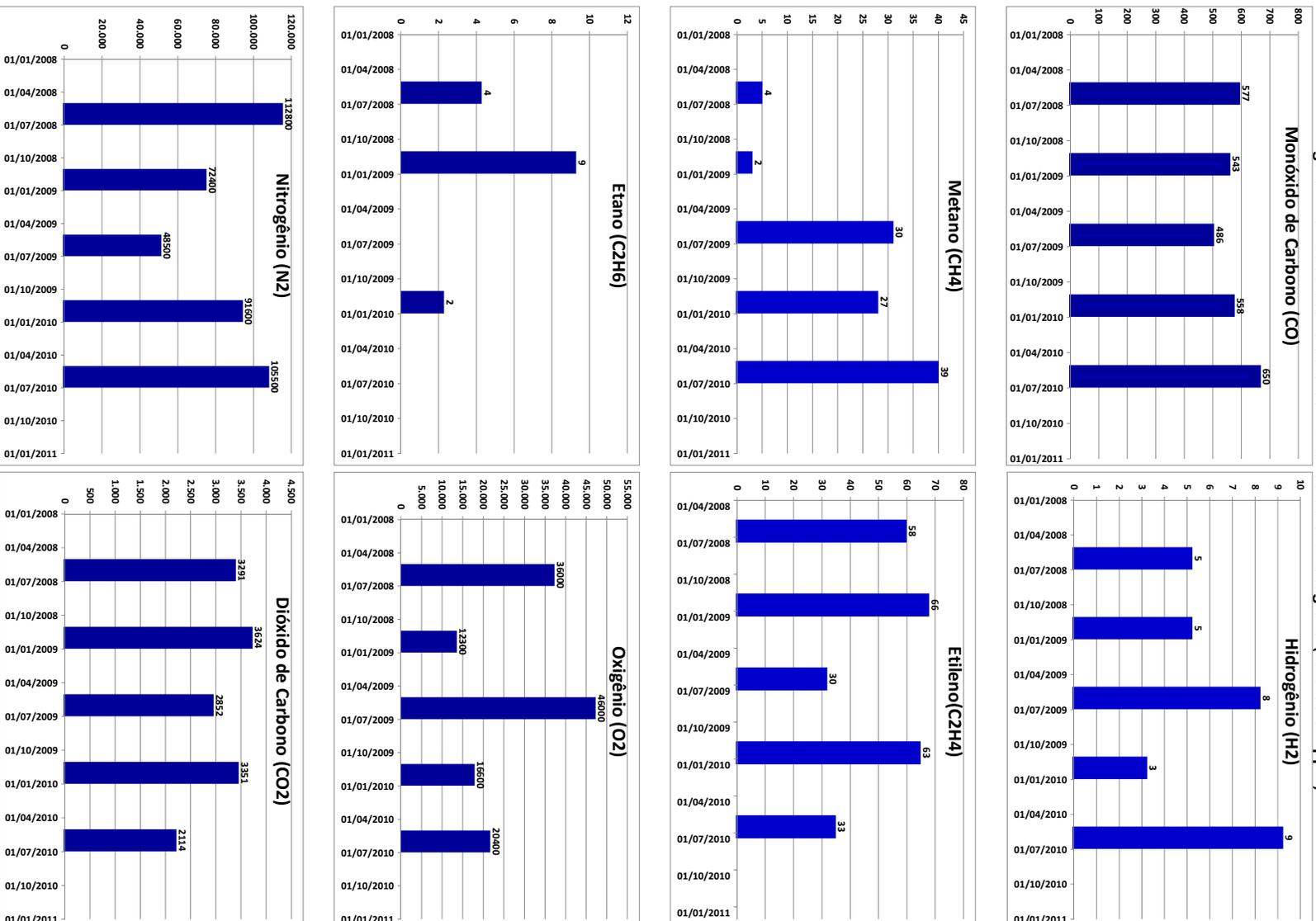
A inserção das condições do óleo isolante tem o objetivo de verificar o que compromete (ou não) a capacidade da unidade pegar carga sem perda de vida útil adicional.

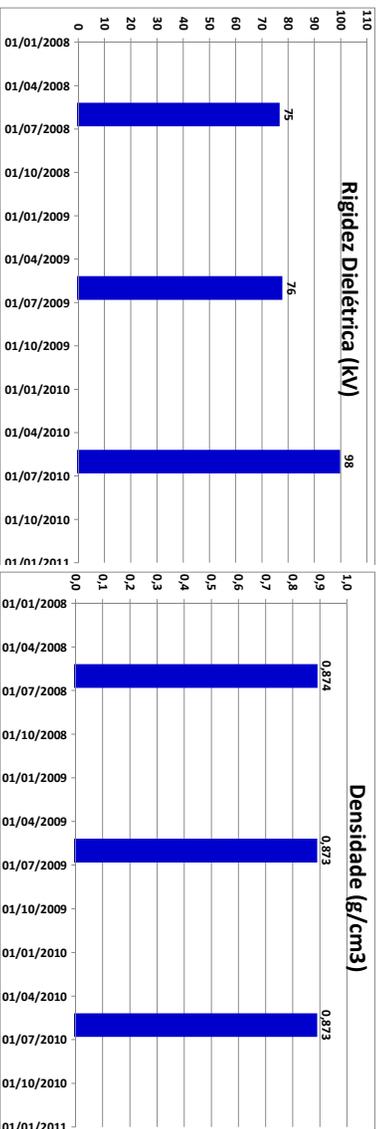
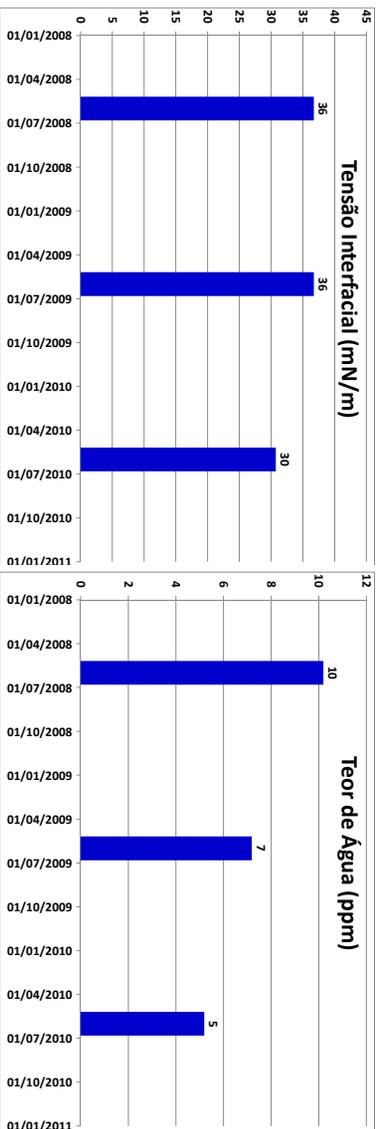
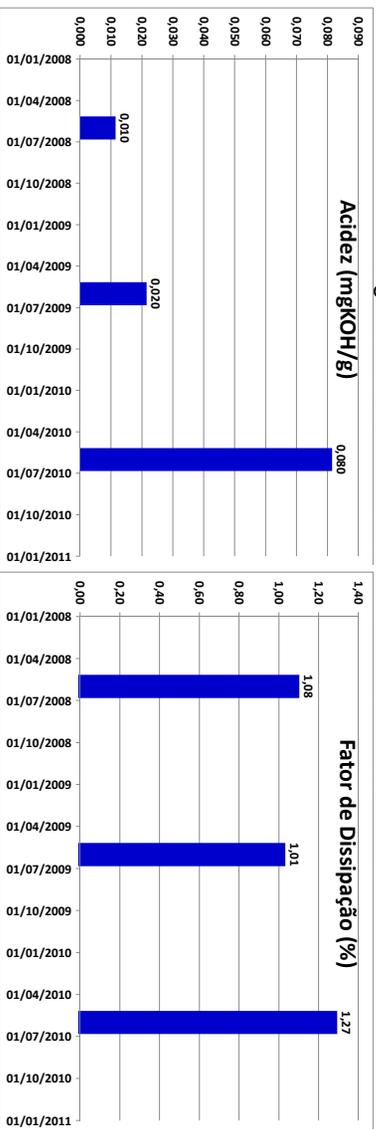
Os dados históricos da análise do laboratório de óleo para cada unidade do Projeto-Piloto foram fornecidos, desde a sua entrada em operação. As [Figuras 4.10](#) e [4.11](#) ilustram os resultados da cromatografia e análise físico-química, respectivamente, dos últimos três anos, da unidade que está sendo utilizada de referência (TR1 de Tucuruvi).

Ainda não existe um histórico organizado e centralizado de intervenções de manutenção e isto está sendo providenciado. Atualmente isto é feito pelas regionais, através de fichas individuais, de difícil (ou pouco) acesso.

No presente momento estão sendo instalados sensores em algumas unidades, para medir a temperatura do óleo e a imagem térmica dos enrolamentos.

Figura 4.10 - Laboratório de Óleo – Análise de Cromatografia (valores em ppm).





4.2.2 Condições de Simulação

Enquanto no estudo anterior o foco do estudo era de verificar as condições nos limites térmicos (norma ABNT NBR 5416) este tem a finalidade de atender os critérios e

procedimentos operativos³ para pegar carga em condição normal e condição de emergência de curta e longa duração, verificando a condição do equipamento, sugerindo (ou não) a sua manutenção em função dos riscos a serem assumidos.

O planejamento considera, para as S/Es, o conceito de contingência simples, isto é, a perda de qualquer transformador de potência não deve provocar carregamento superior à capacidade firme da mesma. Entende-se como capacidade firme o carregamento máximo que não provoque a redução da vida útil acelerada (e dentro dos limites de temperaturas) nas unidades transformadoras remanescentes quando do desligamento do maior transformador da estação.

Atualmente, para critério de planejamento, o valor de capacidade firme considerado para estações com ciclos de carga de características industrial, comercial ou mista é de 120 % da capacidade nominal dos transformadores remanescentes e para estações com ciclos de carga tipicamente residencial, este valor é de 130 %, desde que a S/E possua transferência automática entre as barras de média tensão.

Nas simulações de carregamento (capacidade de pegar carga), duas metodologias são utilizadas (opcional): (i) IEEE Std C57.91/1995 (mais completa); e (ii) ABNT NBR 5416/1997 (singular).

4.3 Módulos do Programa

4.3.1 Visualizar Subestações

Torna possível a visualização de todas as subestações cadastradas previamente no banco de dados. Há opções para filtros e paginação na busca.

³ Os critérios são comuns, basicamente os de planejamento. Entretanto, cada S/E tem procedimentos operativos específicos, em função da topologia dos padrões dos esquemas de manobra adotados e de alternativas de socorro do sistema, através de outras S/Es na vizinhança. Por serem extensos (e, praticamente individuais e únicos), não será reproduzido aqui um exemplo.

Sigla	Regional	Bairro	Cidade
DALV	ABC	ASSUNÇÃO	SÃO BERNARDO DO CAMPO
DANC	ABC	MAUA	SÃO CAETANO DO SUL
DCPE	ABC	CAMPESTRE	SANTO ANDRÉ
DCAP	ABC	VILA HOMERO THON	SANTO ANDRÉ
DCOI	ABC	VILA MODERNA	RIBERÃO PIRES
DDIA	ABC	PARQUE MAMEDE	DIADEMA
DEST	ABC	RIO GRANDE DA SERRA	RIO GRANDE DA SERRA
DIMG	ABC	TATETOS	SÃO BERNARDO DO CAMPO
DJCI	ABC	SÃO JOSÉ	SÃO CAETANO DO SUL
DMAU	ABC	VILA NOÉMIA	MAUA

Subestação

Sigla: **DCOI**
 Descrição: **ETD COIMBRA**
 Regional: **ABC**
 Endereço: **RUA SÃO VITOR, 13**
 Bairro: **VILA MODERNA**
 Cidade: **RIBERÃO PIRES**

Localização:

4.3.2 Gerenciar Transformadores

Realiza todas ações CRUD (*Create, Retrieve, Update e Delete*) nos transformadores. Também permite relacionar Transformadores com Curvas de Simulação.

NCE	Subestação	Referência	Potência Nominal	Visualizar	Simulação
1111111	DALV	IEEE	IEEE		
1000767	DTUC	TR-1	AZ - 15/20		
1000819	DVGU	TR-4	AY - 12/15		
1000818	DVGU	TR-3	AY - 12/15		
1000768	DTUC	TR-2	AZ - 15/20		
1000253	DCVE	TR-4	AY - 12/15		
1000753	DTSE	TR-5	AZ - 15/20		
1000816	DVGU	TR-1	AZ - 15/20		
1000817	DVGU	TR-2	AY - 12/15		
1000541	DNMU	TR-1	AZ - 15/20		

Panel de Controle

- Edição de Transformador
- Imprimir Transformador
- Relacionar Transformador - Curva de Carga
- Simular Comportamento Térmico
- Excluir Transformador

Atributos Gerais | Perdas | Capacidade Térmica | Atributos Físicos | Perda em Sobrecarga

NCE: 1111111
 Subestação: DALV
 Referência: IEIEE
 Potência Nominal (MVA): IEIEE
 Tensão Nominal (KV): IEIEE
 Número de Série: 12345678
 Fabricante: IEIEE
 Número de Série: 12345678
 Ano de Fabricação: 2010
 Tipo de Restriçamento: ONAF

4.3.3 Gerenciar Curvas de Simulação

Realiza todas ações CRUD nas curvas de simulação, que são curvas cadastradas no banco de dados com a finalidade de simular comportamento térmico em situações específicas. Estas curvas possuem informações do carregamento e das temperaturas do

transformador ao longo de 24 horas. Após a criação, é possível visualizar um gráfico temporal destas variáveis.

Atributos Gerais | Perdas | Capacidade Térmica | **Atributos Físicos** | Perda em Sobrecitação

NCE:

Subestação:

Referência:

Potência Nominal (MVA):

Tensão Nominal (kV):

Fabricante:

Número de Série:

Ano de Fabricação:

Tipo de Resfriamento:

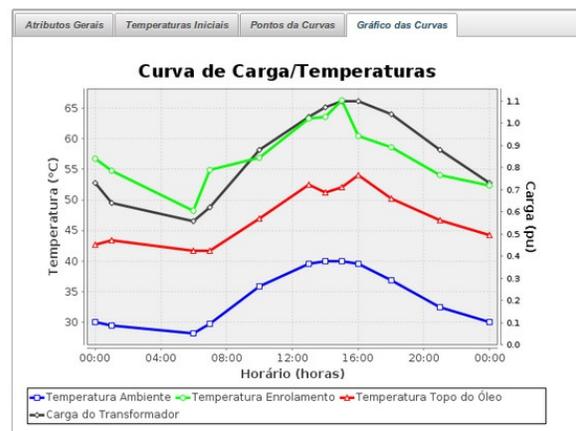
Disponíveis

Relacionados

Atributos Gerais | Temperaturas Iniciais | **Pontos das Curvas** | Gráfico das Curvas

Quantidade de Pontos:

Horário	Carga (pu)	Temp. Ambiente (°C)	Temp. Enrolamento (°C)	Temp. Topo Óleo (°C)
0:0	0.73	30.0		
1:0	0.64	29.5		
6:0	0.56	28.2		
7:0	0.62	29.8		
10:0	0.88	35.9		
13:0	1.03	39.6		
14:0	1.07	40.0		
15:0	1.1	40.0		
16:0	1.1	39.6		
18:0	1.04	36.8		



4.3.4 Simular Comportamento Térmico de Transformador

Através de uma sequência de passos é possível simular o comportamento térmico de um transformador em uma dada uma situação específica. Primeiramente, escolhe-se um transformador dentre os existentes no banco de dados. Depois deve-se escolher a curva de carregamento/temperatura para simulação. Esta pode vir tanto do histórico do transformador como de curvas de simulação pré-cadastradas no banco de dados. Por fim ajusta-se alguns parâmetros e obtém-se o relatório com o gráfico do resultado da simulação.

Passo 1 - Escolha do transformador: Clica-se no transformador desejado e depois no botão “Próximo”.

Escolha um transformador para simular

NCE	Subestação	Referência	Potência Nominal	Ano de Fabricação
1111111		IEEE	IEEE	2010
1000767	DTUC	TR-1	AZ - 15/20	1990
1000819	DVGU	TR-4	AY - 12/15	1985
1000818	DVGU	TR-3	AY - 12/15	1973
1000768	DTUC	TR-2	AZ - 15/20	1990
1000253	DCVE	TR-4	AY - 12/15	1975
1000753	DTSE	TR-5	AZ - 15/20	1978

(1 of 69) 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 >>>

→ Próximo

Passo 2 - Escolha da curva diária de carga/temperaturas: Primeiramente, escolhe-se a origem da curva diária de carga/temperatura. A origem pode ser com base no histórico ou com base em casos de estudo pré-cadastrados. Ao escolher histórico, o usuário deve escolher uma data do histórico para análise. Ao escolher dados para estudo, o usuário deve escolher os dados pré-cadastrados. Após este processo deve-se clicar em “Próximo”.

Escolha a curva de carga para ser simulada no transformador

Origem da Curva de Carga

Origem: Base de dados para estudo
 Histórico do transformador

Curva de Carga de Estudo		
Título	Tipo de Carregamento	Pontos de Entrada
Carregamento IEEE	EMERGENCIA_LONGA_DURACAO	12

Escolha a curva de carga para ser simulada no transformador

Origem da Curva de Carga

Origem: Base de dados para estudo
 Histórico do transformador

Jul 2010

Sm	Dom	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex	Sab
25						1	2 3
26	4	5	6	7	8	9	10
27	11	12	13	14	15	16	17
28	18	19	20	21	22	23	24
29	25	26	27	28	29	30	31

Data da curva de carga:

Intervalo da curva de carga: 60.0

← Anterior

→ Próximo

Passo 3 - Escolha de parâmetros de simulação: É possível configurar alguns parâmetros para simulação. Um deles é se a metodologia para obtenção do fator de envelhecimento é descrita pelo padrão ABNT ou IEEE. Outro parâmetro é a escolha do fator de sobrecarga a ser adicionado sobre os pontos de carga escolhidos no passo anterior (pode-se introduzir este fator por digitação ou por barra deslizante).

Escolha a fórmula de envelhecimento e o fator da curva de carga.

Fórmula de Envelhecimento IEEE ABNT

Fator da Curva de Carga: %

4.3.5 Visualizar Resultados

Por fim obtém-se um relatório detalhado com o resultado da simulação realizada.

Temperaturas durante o ciclo de carga

Máxima Temp. Ponto + Quente: 81,26 °C às 23,42 horas
Máxima Temp. Topo Óleo: 64,1 °C às 18,4 horas

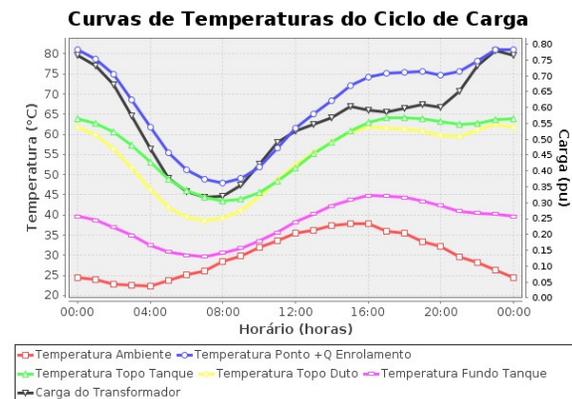
Temperaturas finais

Temperatura Final Ponto +Quente: 80,98 °C
Temperatura Final Média Enrolamento: 66,34 °C
Temperatura Final Topo Óleo: 63,97 °C
Temperatura Final Duto Óleo: 61,7 °C
Temperatura Final Fundo Óleo: 39,63 °C

Envelhecimento

Envelhecimento Equivalente: 0,33 horas
Metodologia: IEEE
Duração do Ciclo de Carga: 24 horas
Fator de Envelhecimento Equivalente: 0,01

Gráficos Curva de Carga

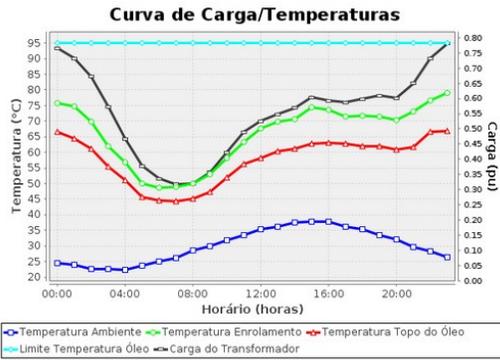


4.3.6 Visualizar Histórico de Carga/Temperatura

Exibe o histórico de carregamento e temperaturas do transformador na forma de tabela e de gráfico. É possível customizar a exibição através da escolha do dia e das curvas a serem exibidas. Há uma opção para exportar o histórico em arquivos .xls e .csv.

Passo 3: Escolha as curvas para exibir no gráfico

Carga
 Temperatura Ambiente
 Temperatura do Topo do Óleo
 Temperatura do Enrolamento
 Limite de Carregamento
 Limite de Temperatura do Topo do Óleo
 Limite de Temperatura do Ponto + Quente



Data/Hora	Carga (pu)	Temp. Ambiente (°C)	Temp. Topo Óleo (°C)	Temp. Enrolamento (°C)
13.Jul.2010 - 00:00	0,765	24,4 °C	66,5 °C	75,8 °C
13.Jul.2010 - 01:00	0,732	24 °C	64,5 °C	74,6 °C
13.Jul.2010 - 02:00	0,672	22,7 °C	61,1 °C	69,7 °C
13.Jul.2010 - 03:00	0,573	22,6 °C	55,5 °C	62 °C
13.Jul.2010 - 04:00	0,468	22,3 °C	51 °C	56,9 °C
13.Jul.2010 - 05:00	0,378	23,7 °C	45,6 °C	50 °C
13.Jul.2010 - 06:00	0,336	25,1 °C	44,6 °C	48,6 °C
13.Jul.2010 - 07:00	0,318	26 °C	44,4 °C	49 °C
13.Jul.2010 - 08:00	0,32	28,4 °C	45,1 °C	49,9 °C
13.Jul.2010 - 09:00	0,357	29,9 °C	47,2 °C	53 °C
13.Jul.2010 - 10:00	0,423	31,8 °C	52 °C	58,2 °C
13.Jul.2010 - 11:00	0,489	33,5 °C	56,3 °C	63,4 °C
13.Jul.2010 - 12:00	0,526	35,4 °C	58,3 °C	67,5 °C
13.Jul.2010 - 13:00	0,548	36,1 °C	60,3 °C	69,9 °C
13.Jul.2010 - 14:00	0,569	37,4 °C	61,2 °C	70,7 °C
13.Jul.2010 - 15:00	0,603	37,8 °C	62,9 °C	74,5 °C
13.Jul.2010 - 16:00	0,592	37,7 °C	63 °C	73,6 °C
13.Jul.2010 - 17:00	0,587	36 °C	62,7 °C	71,5 °C
13.Jul.2010 - 18:00	0,598	35,4 °C	61,9 °C	71,6 °C
13.Jul.2010 - 19:00	0,609	33,4 °C	61,9 °C	71,4 °C
13.Jul.2010 - 20:00	0,601	32,1 °C	60,8 °C	70,3 °C
13.Jul.2010 - 21:00	0,65	29,7 °C	61,8 °C	73,1 °C
13.Jul.2010 - 22:00	0,732	28,3 °C	66,5 °C	76,6 °C
13.Jul.2010 - 23:00	0,78	26,3 °C	66,9 °C	79,1 °C

Exportar dados:

4.3.7 Visualizar Histórico de Cromatografia do Óleo

Exibe o histórico da cromatografia do óleo do transformador na forma de tabela e de gráfico. É possível customizar a exibição através da escolha intervalo e das variáveis a serem exibidas. Há uma opção para exportar o histórico em arquivos .xls e .csv.

Passo 1: Escolha o transformador desejado para ver o histórico

NCE	Subestação	Referência	Potência Nominal	Ano de Fabricação
11111111		IEEE	IEEE	2010
1000767	DTUC	TR-1	AZ - 15/20	1990
1000819	DVGU	TR-4	AY - 12/15	1985
1000818	DVGU	TR-3	AY - 12/15	1973
1000768	DTUC	TR-2	AZ - 15/20	1990

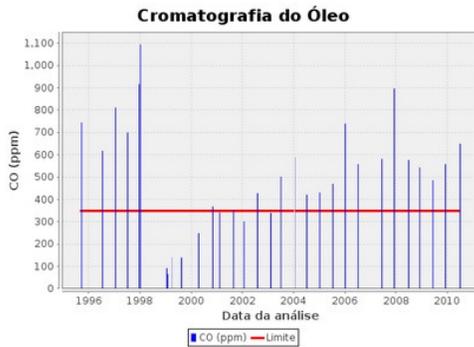
Passo 2: Escolha o intervalo de análise do histórico

Intervalo de análise
 Data Inicial: 15/09/1995 Data Final: 30/06/2010

Resultado: Cromatografia do Óleo do Transformador

CO
 H2
 CH4
 C2H4
 C2H2
 C2H6
 O2
 N2
 CO2
 FURFURAL
 Mostrar limite de operação

Data	CO	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	O2	N2	CO2
15/09/1995	745	2				2.500	46.300	2.615
10/07/1995	610	4		1		4.700	51.000	2.245
13/01/1997	612	22		1		400	62.100	4.543
03/07/1997	700	7		3		3.700	61.500	2.619
15/12/1997	917		2	2		1.200	66.500	5.845
02/01/1998	1.095		2			1.900	76.700	3.483
13/01/1999	92	1	2	4		7.400	33.300	992
26/01/1999	65	1	1			2.400	20.400	620
19/03/1999	141	2	4	1		12.300	65.300	1.472
11/02/1999	139	1	4			7.300	40.000	1.276
12/04/2000	246	2	16	7		15.400	54.300	1.991
31/10/2000	305	4	16	1		16.300	70.600	1.327
06/02/2001	341	4	19	62		19.500	66.600	1.900
23/09/2001	351	6	22			16.400	66.700	2.113
21/01/2002	301	4	19	2		16.000	71.300	1.600
30/07/2002	426	2	23	1		15.100	65.100	2.549
07/02/2003	339	7	16			20.600	61.500	3.260
01/07/2003	502	10	26			24.500	62.300	2.500
13/01/2004	599	14	14			10.600	52.600	2.450
05/07/2004	421	13	31	1		16.200	72.600	1.919
05/01/2005	431	6	34			19.300	77.600	2.201
12/07/2005	470	1	32			16.400	61.000	2.190
04/01/2006	740	4	26	1		21.600	67.600	1.972
05/07/2006	556		63	6		24.600	72.000	2.906
11/06/2007	562	10	54	9		27.600	66.000	3.336
04/12/2007	697	10	46	2		10.200	74.300	2.436
25/09/2008	577	4	56	22		36.000	112.600	3.291
02/12/2008	543	2	66	4		12.300	72.400	3.624
05/09/2009	486	30	30	9		46.000	46.500	2.652
02/12/2009	556	27	63			16.600	91.600	3.351
30/06/2010	690	39	33	2		20.400	105.500	2.114



Exportar dados:  

4.3.8 Visualizar Histórico de Análise Físico-Química do Óleo

Exibe o histórico da análise físico-química do óleo do transformador na forma de tabela e de gráfico. É possível customizar a exibição através da escolha intervalo e das variáveis a serem exibidas. Há uma opção para exportar o histórico em arquivos .xls e .csv.

Passo 1: Escolha o transformador desejado para ver o histórico

NCE	Subestação	Referência	Potência Nominal	Ano de Fabricação
1111111		IEEE	IEEE	2010
1000767	DTUC	TR-1	AZ - 15/20	1990
1000819	DVGU	TR-4	AY - 12/15	1985
1000818	DVGU	TR-3	AY - 12/15	1973
1000768	DTUC	TR-2	AZ - 15/20	1990

Passo 2: Escolha o intervalo de análise do histórico

Intervalo de análise

Data Inicial: 31/10/2000 Data Final: 30/06/2010

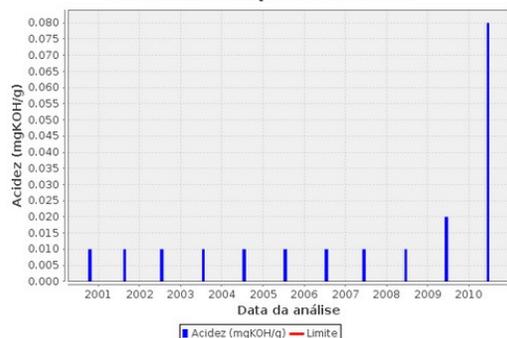
Resultado: Análise Físico-Química do Transformador

Acidez
 Densidade
 Fator de Dissipação a 90°C
 Rigidez Dielétrica
 Tensão Interfacial a 25°C
 Teor de Água
 Mostrar limite de operação

Data	Cor	Acidez	Fator dissipação	Tensão Interfacial	Teor Água	Rigidez Dielétrica	Densidade
31/10/2000	L1,0	0,01	0,31	36	9	84	0,873
23/08/2001	L1,0	0,01	0,39	36	19	82	0,874
30/07/2002	L1,0	0,01	0,4	35	7	83	0,874
01/07/2003	L1,0	0,01	0,4	35	8	73	0,874
05/07/2004	L1,5	0,01	0,41	36	11	70	0,874
12/07/2005	L1,5	0,01	0,49	36	10	80	0,874
06/07/2006	L1,5	0,01	0,5	36	5	74	0,874
11/06/2007	L1,5	0,01	0,51	36	5	80	0,874
25/06/2008	L1,5	0,01	1,08	36	10	75	0,874
08/06/2009	L1,5	0,02	1,01	36	7	76	0,873
30/06/2010	L2,0	0,08	1,27	30	5	98	0,873

Exportar dados:  

Análise Físico-Química do Óleo



4.4 Resultados Obtidos

A título de exemplo, foi selecionada a unidade TR1 de Tucuruvi para observar seu comportamento térmico perante uma sobrecarga de 20%, em uma contingência de longa duração. Os resultados obtidos estão apresentados nas Tabelas 4.20 a 4.22 e na Figura 4.12.

Tabela 4.20 – Temperaturas durante o ciclo de carga.

	ABNT	IEEE
Máxima temperatura do Ponto Mais Quente (°C)	90,9	90,9
Hora da máxima Temperatura do Ponto Mais Quente (h)	21:18	21:18
Máxima temperatura do Topo do Óleo (°C)	66,34	66,34
Hora da máxima temperatura do Topo do Óleo(h)	21:40	21:40

Tabela 4.21 – Temperaturas finais.

	ABNT	IEEE
Temperatura final do Ponto Mais Quente (°C)	73,61	73,61
Temperatura final média do enrolamento (°C)	62,90	62,90
Temperatura final do Topo do Óleo (°C)	59,66	59,66
Temperatura final do Duto do Óleo (°C)	55,75	55,75
Temperatura final do Fundo do Óleo (°C)	39,06	39,06

Tabela 4.22 – Envelhecimento.

	ABNT	IEEE
Envelhecimento equivalente (horas)	0,44	0,53
Duração do ciclo de carga (horas)	24,00	24,00
Fator de envelhecimento equivalente	0,02	0,02

Relatório

- Limite de **1.5 pu** não foi ultrapassado para **carregamento**.
- Limite de **105.0 °C** não foi ultrapassado para **temperatura do enrolamento**.
- Limite de **95.0 °C** não foi ultrapassado para **temperatura do óleo**.
- Limite de **350.0 ppm** para **CO** foi ultrapassado nos seguintes momentos:
 - 30/06/2010
- Limite de **0.0 ppm** para **C₂H₆** foi ultrapassado nos seguintes momentos:
 - 30/06/2010
- Limite de **3000.0 ppm** para **O₂** foi ultrapassado nos seguintes momentos:
 - 30/06/2010
- Limite de **2500.0 ppm** não foi ultrapassado para **CO₂**. (28/03/2010 - 28/03/2012)
- Limite de **1.5 ppm** não foi ultrapassado para **Furfural**. (28/03/2010 - 28/03/2012)
- Limite de **0.1 mgKOH/g** não foi ultrapassado para **Acidez**. (28/03/2010 - 28/03/2012)

Gráficos Curva de Carga

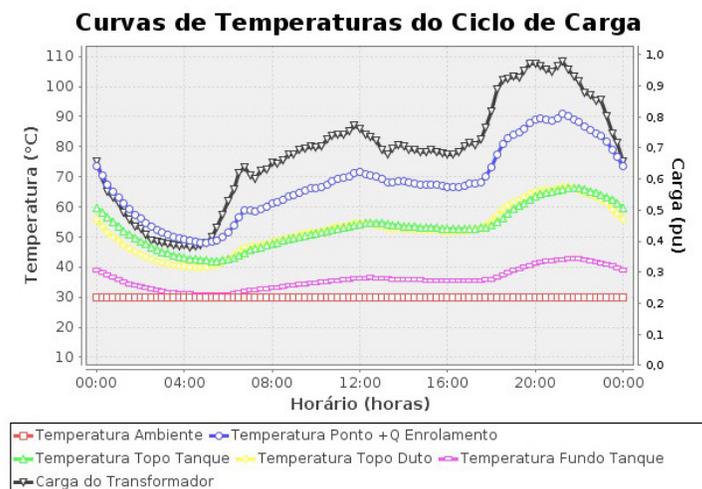


Figura 4.12 – Temperaturas do ciclo de 24 horas da curva de carga (metodologia do IEEE).

4.5 Próximos Passos

A análise da manutenção baseada na condição dos ativos operacionais do setor elétrico (assim como do setor de infra-estrutura em geral) tem duas abordagens independentes, mas intrinsecamente interligadas (uma complementa a outra).

A primeira abordagem (que foi realizada no presente estudo) é essencialmente técnica, realizada por engenheiros e técnicos que procuram aumentar adequadamente as condições de servicibilidade, confiabilidade e segurança dos equipamentos e instalações, ao mesmo tempo em que procuram estender a vida útil de projeto destes equipamentos e instalações para garantir a qualidade e continuidade do serviço prestado.

A segunda abordagem é **econômico-financeira** (conhecida por LCC, do original em inglês, *Life Cycle Cost*), realizada por economistas e administradores que se preocupam com a redução de custos, custos evitados, indicadores de desempenho (KPI, de *Key Performance Indicator*) e com o aumento do lucro do negócio.

Ambas as abordagens tem igual importância, mas a econômico-financeira é objeto das maiores atenções, uma vez seus resultados atravessam todos os níveis da corporação e extrapola para o mercado financeiro, enquanto a técnica é basicamente restrita à engenharia local (manutenção e operação, com influência no planejamento).

Não é necessário dizer que ambas abordagens necessitam de uma grande massa de dados (tratados ou não), o suficiente para garantir uma boa qualidade das análises.

A abordagem econômico-financeira ficou para uma fase posterior, apesar de ter sido especificada (com dados fictícios). Diferente de dados técnicos, os dados de custos têm a identidade da empresa e, portanto, não há como adotar valores típicos, razão pela qual esta abordagem foi provisoriamente postergada.

5 Conclusões e Recomendações

Com base nos dados fornecidos e nas simulações realizadas neste estudo, pode-se concluir que:

- Nas unidades selecionadas no Projeto-Piloto com as respectivas curvas de carga de dias típicos, constatou-se que estes transformadores suportam as sobrecargas máximas admitidas sem perda de vida útil adicional significativa ou preocupante, verificadas tanto pela metodologia da ABNT como a do IEEE;
- A razão seria devido à adoção de critérios operativos e de planejamento, atualmente utilizados, serem conservativos, o que possibilita uma reserva de capacidade para atendimento de emergências;
- O histórico do da análise físico-química e de cromatografia comprovam a adoção de um bom programa de manutenção. Os valores fora dos limites dos critérios são ocasionais e não chegam a níveis preocupantes. Os desvios encontrados não atingem níveis preocupantes, pois são de pouca influência nos resultados.
- Com as informações de outros fatores restritivos oriundos das análises de condição, hoje limitadas às análises do óleo isolante, tem-se uma ferramenta ágil para tomada de decisão.

Estas conclusões acima se referem somente aos aspectos técnicos. Naturalmente para se aplicar integralmente as novas técnicas de manutenção seria necessário uma análise mais abrangente, que considera os custos (no momento não disponíveis) durante todo o ciclo de vida útil dos transformadores, para que se possa avaliar (ou confrontar) os benefícios dos custos evitados com o montante de energia não suprida.

6 Referências Bibliográficas

Neste capítulo estão relacionadas, na ordem que é mencionada pela primeira vez, as principais referências bibliográficas utilizadas para realizar o presente trabalho.

- [01] **ABNT** (Associação Brasileira de Normas Técnicas) - Procedimentos para Carregamento de Transformadores de Potência - NBR 5416/97, 1997.
- [02] **IEEE** - *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Transformers - IEEE Std C57.91-1995.*
- [03] **IEEE** - *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers - IEEE Std C57.100-1999.*
- [04] **D'ALMEIDA**, M.L.O. *et al.* - Composição Química de Materiais Lignocelulósicos - Celulose e Papel, 2 ed., São Paulo. SENAI/IPT, v. I., cap. III. pp. 45-106, 1988.
- [05] **MOSER**, H.P., **DAHINDEN**, V. - *Transformerboard II* - Rapperswil, H. Weidmann AG, p. 222, 1987.
- [06] **LAMPE**, W., **SPICAR**, E. - *The Oxygen-Free Transformer, Reduced Ageing by Continuous Degassing - CIGRE Paper 12-05*, 1976.
- [07] **McNUTT**, W., **BASSETTO** F., A., **GRIFFIN**, P. - *Tutorial on Electrical-Grade Insulating Papers in Power Transformers - 1993 Doble Clients Committees Fall Meeting*, Charleston, Out/1993.
- [08] **CLARK**, F.M. - *Factors Affecting the Mechanical Deterioration of Cellulose Insulation* - AIEE Transactions, vol. 61, pp. 742-749, Out/1942.
- [09] **FABRE**, J., **PICHON**, A. - *Deterioration Processes and Products of Paper in Oil - CIGRE Paper 137*, 1960.
- [10] **GRIFFIN**, P.J., **CHRISTIE** J. - *Effects of Water and Benzotriazole on Electrostatic Charge Generation in Mineral Oil/Cellulose Systems - Third EPRI Workshop on Static Electrification in Power Transformers*, San Diego, Jan/1992.
- [11] **SIQUEIRA**, M.C. *et al.* - Avaliação dos Ensaios Efetuados em Laboratório para Verificação do Desempenho do Óleo Mineral Isolante Regenerado e sua Influência no Envelhecimento do Papel Isolante - 8º Encontro Técnico da CFQ, Porto Alegre, Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), Set/1991.

- [12] **BASSETTO F., A. et al.** - *Assessment of the Optimum Reclamation Time for Uninhibited Insulating Oils by Infrared Spectroscopy - Minutes of the Fifty-Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, Sec. 10-4.1, 1991.
- [13] **BASSETTO F., A. et al.** - *How the Products from Insulating Oil Degradation Can Affect the Life of Transformers - CIGRE Paper 12- 104*, 1992.
- [14] **LAMPE, W. et al.** - *Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation Systems in Service - IEEE PES Winter Meeting, New York, A 78 111-7*, 1978.
- [15] **GRIFFIN, P.J.** - *Measurement of Cellulose Insulation Degradation: A Study of Service-Aged Transformers - Minutes of the Fifty-Ninth Annual International Conference of Doble Clients*, Sec. 10-4.1, 1992.
- [16] **DAKIN, T.W.** - *Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Rate Phenomenon - AIEE Transactions*, v.66, p.113-122, 1947.
- [17] **McNUTT, W.J.** - *Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides - Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 1, pp. 392-398, Jan/1992.
- [18] **CLARK, F.M.** - *Insulating Materials for Design and Engineering Practice - New York, John Wiley*, 1217 p., 1962.

6.1 Referências Bibliográficas Complementares

Algumas referências serviram para formar uma base conceitual, opinião, ou mesmo prestar um esclarecimento adicional. Portanto, apesar de nem todas estarem mencionadas (referenciadas) no corpo do relatório, certamente todas abaixo listadas foram consultadas. Além disso, poderá servir de apoio, ou ponto de partida, para a continuidade destes estudos no futuro, uma vez que este trabalho não se encerra aqui.

CARRIEL, L. P. et al. - *Disponibilização Wireless de Temperaturas do Óleo e Enrolamentos de Transformadores de Potência Para Operação em Tempo Real e de Modo Remoto*. Citenel, Brasília, 2003.

CARRIEL, L. P.; BASSETTO FILHO, A.; MAK, J.; - *Desenvolvimento de Metodologia de Operação Para Convivência com Equipamentos de Subestação Envelhecidos*. Citenel, Brasília, 2003.

CARRIEL, L. P.; BASSETTO FILHO, A.; MAK, J.; GONSALVES, G. A. -Desenvolvimento de Metodologia Para a Avaliação da Capacidade Real Disponível no Sistema Elétrico de Potência da RGE. Citenel, Brasília, 2003.

CARRIEL, L. P. – Novas Metodologias de Gerenciamento de Ativos do Setor Elétrico - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para Furnas Centrais Elétricas S.A. (Relatório ZHZ-CGTI Nº 01-01-00) – nov/2004.

CARRIEL, L. P. - Estudo de Novas Metodologias para Avaliação de Vida Remanescente de Ativos – Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para Furnas Centrais Elétricas S.A. (Relatório ZHZ-CGTI-Furnas 01-05-00) – jan/2005.

CARRIEL, L. P. – Análise dos Possíveis Modos de Falhas que Comprometem os Investimentos em Ativos Operacionais - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para Furnas Centrais Elétricas S.A. (Relatório ZHZ-CGTI Nº 01-03-00) – mar/2005.

CARRIEL, L. P. – Análise e Recomendações Sobre os Processos Para Criar Valor em Ativos Existentes e Evitar Novos Investimentos - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para Furnas Centrais Elétricas S.A. (Relatório ZHZ-CGTI Nº 01-04-00) – mai/2005.

CARRIEL, L. P. – Novas Metodologias de Gerenciamento de Ativos do Setor Elétrico - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para AES Eletropaulo S.A. (Relatório ZHZ-Eletropaulo Nº 01-02-00) – jun/2009.

CARRIEL, L. P. – Especificação dos Dados Necessários Para os Estudos e Seleção de Equipamentos (Pareto) - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para AES Eletropaulo S.A. (Relatório ZHZ-Eletropaulo Nº 01-04-00) – jul/2009.

CARRIEL, L. P. – Especificação do Programa Digital para Avaliação da Confiabilidade de S/Es - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para AES Eletropaulo S.A. (Relatório ZHZ-Eletropaulo Nº 01-09-00) – out/2009.

CARRIEL, L. P. – Levantamento das Condições dos Equipamentos e Análise das Potenciais Restrições - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para AES Eletropaulo S.A. (Relatório ZHZ-Eletropaulo Nº 01-11-00) – jul/2010.

CARRIEL, L. P. – Levantamento dos Tipos Predominantes de Contingências e Simulação dos Principais Modos de Falha - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para AES Eletropaulo S.A. (Relatório ZHZ-Eletropaulo Nº 01-14-00) – jul/2010.

CARRIEL, L. P. – Aspectos Gerais das Novas Metodologias de Gerenciamento de Ativos e de Riscos - Relatório ZHZ Pesquisa e Desenvolvimento Ltda. para AES Eletropaulo S.A. (Relatório em preparação).

DAVYDOV, V.G., ROIZMAN, O.M., BUNWICH, W.J. - *Transformer Insulation Behavior During Overload - Proceedings of EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference, New Orleans, 1997.*

Doble Planning Conference - *Tutorial on Electrical-Grade Insulating Papers in Power Transformers* - October 1993.

LAMPE, W., SPICAR, E. - *Influence of Different Stress Factors on the Dielectric and Mechanical Strength of Oil-Cellulose Insulation* - CIGRE Session, Paper 15-05, 1978.

MOSER, H.P. - *Transformerboard* - EHV-Weidmann Lim., St. Johnsbury, p. 122, 1979.

Transformer Research Institute (Zaporozhye, Ucrânia), *Report of the - Determination of Life-Limiting Factors Based on Investigation of Functional Life-Models Turn-to-Turn Insulation* - s/d.