



Universidade Federal de Itajubá

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Eficiência de Transformadores de Média Tensão

Bruno Pereira Cardoso

Orientador: Prof. Manuel Luis B. Martinez, Dr.

Itajubá, Setembro de 2005

Ao Senhor Deus
pela vida, inspiração, coragem, ânimo e fé.

Aos meus pais Claudionor e Célia,
e minha irmã Fernanda.

Agradecimentos

- ✓ Ao professor Manuel Martinez, pela oportunidade, pelos ensinamentos e pela orientação segura e incansável;
- ✓ A toda equipe do Laboratório de Alta Tensão;
- ✓ Aos eternos e inesquecíveis amigos dos Cobaias – Engenharia Elétrica;
- ✓ Aos companheiros inseparáveis da República Bráulios;
- ✓ À minha família, pelo amor e constante incentivo.

Resumo

Este trabalho discute o desempenho técnico, econômico e operacional dos transformadores de média tensão de fabricação e/ou reforma nacional, baseado nos resultados das perdas efetivas, corrente de excitação, elevação de temperatura e suportabilidade frente a impulso atmosférico obtidos de ensaios realizados pelo Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá.

Reformas parciais e/ou totais de transformadores são práticas usuais das concessionárias de energia no Brasil, como é o caso da AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia Elétrica S.A..

De posse dos dados, a análise foi feita de maneira concisa e criteriosa, e ainda levantaram-se curvas de eficiência dos transformadores nacionais com base em informações do Padrão Europeu PROPHET, de maneira a fornecer subsídios para avaliar as possibilidades de redução das perdas.

Observando a deficiência da qualidade dos equipamentos, foi proposta a aquisição de transformadores de média tensão novos de alta eficiência em lugar da compra de novas unidades convencionais e/ou da reforma dos transformadores mais antigos. A análise econômica de tal proposta foi realizada, resultando em argumentos concretos para a tomada de decisão.

Abstract

This production discuss the technical, economic and operational performance of the medium voltage transformers manufactured and/or repaired in Brazil, based on results of load and no-load losses, magnetization current, temperature rising and lightning impulse withstanding, obtained from the tests accomplished by the High Voltage Laboratory of the Federal University of Itajubá.

Transformers partial and/or total repairing are usual practice of the power utilities in Brazil, like the AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia Elétrica S.A. case.

With the purchased data, the analysis was made in concise and discerning way, furthermore was defined national transformers efficiency curves based on European Standard PROPHET informations.

Seeing the Brazilian equipments lack of quality, was proposed the acquiring of new medium voltage transformers with high efficiency instead of the acquisition of conventional new units and/or repairing old transformers. The investment analysis of this proposal was made, resulting in concretes arguments for the decision.

Sumário

RESUMO	IV
ABSTRACT	V
SUMÁRIO	VI
LISTA DE FIGURAS	VII
LISTA DE TABELAS.....	X
1 INTRODUÇÃO.....	1-1
2 NORMALIZAÇÃO NACIONAL DE TRANSFORMADORES	2-3
2.1 – CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS ^{[15] [17]}	2-3
2.2 – CONDIÇÕES DE FUNCIONAMENTO ^[15]	2-6
2.2.1 – <i>Condições Gerais</i>	2-6
2.2.2 – <i>Condições Específicas</i>	2-7
2.3 – ENSAIOS ^{[15] [16]}	2-11
2.3.1 – <i>Ensaio de Rotina</i>	2-11
2.3.2 – <i>Ensaio de Tipo</i>	2-14
2.3.3 – <i>Ensaio Especial</i>	2-15
3 ENSAIOS EM TRANSFORMADORES DE MÉDIA TENSÃO ^{[15] [16]}	3-17
3.1 – RESISTÊNCIA DO ISOLAMENTO ^[8]	3-17
3.2 – RELAÇÃO DE TENSÕES	3-18
3.3 – DESLOCAMENTO ANGULAR.....	3-18
3.4 – PERDA EM VAZIO.....	3-19
3.5 – CORRENTE DE EXCITAÇÃO	3-20
3.6 – RESISTÊNCIA ELÉTRICA DOS ENROLAMENTOS	3-20
3.7 – PERDA EM CARGA	3-21
3.8 – IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO.....	3-23
3.9 – RIGIDEZ DIELETRICA DO ÓLEO ISOLANTE ^[8]	3-24
3.10 – ELEVÇÃO DE TEMPERATURA	3-25
3.11 – TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL DE IMPULSO ATMOSFÉRICO	3-28
3.12 – BANCADA AUTOMATIZADA DE ENSAIOS DE ROTINA	3-33
4 ANÁLISE DE PROJETO DE REFORMA DE TRANSFORMADORES DE MÉDIA TENSÃO.....	4-37
4.1 – CONDIÇÕES GERAIS.....	4-37
4.1.1 – <i>Condições de Serviço</i>	4-37
4.1.2 – <i>Identificação dos Transformadores</i>	4-38
4.1.3 – <i>Embalagem</i>	4-38
4.1.4 – <i>Montagem para Entrega</i>	4-38
4.2 – CONDIÇÕES ESPECÍFICAS.....	4-39
4.2.1 – <i>Materiais</i>	4-39
4.2.1.1 – Buchas e Terminais	4-39
4.2.1.2 – Tanque e Radiadores.....	4-39
4.2.1.3 – Juntas de Vedação	4-39
4.2.1.4 – Núcleo	4-39
4.2.1.5 – Enrolamentos.....	4-40
4.2.1.6 – Óleo Isolante.....	4-40
4.2.1.7 – Placa de Identificação.....	4-40
4.2.1.8 – Ferragens	4-40
4.2.2 – <i>Pintura</i>	4-40
4.2.3 – <i>Acessórios</i>	4-41
4.2.3.1 – Dispositivo de Aterramento	4-41
4.2.3.2 – Suporte para Fixação em Poste.....	4-41
4.2.3.3 – Orelhas de Suspensão	4-41
4.2.4 – <i>Características Elétricas</i>	4-41
4.2.5 – <i>Características Construtivas</i>	4-41
4.2.5.1 – Montagem das Buchas e Marcação dos Terminais.....	4-41
4.2.5.2 – Montagem do Tanque e Radiadores	4-42
4.2.5.3 – Limites de Elevação de Temperatura.....	4-42
4.2.5.4 – Nível de Ruído.....	4-42

4.2.5.5 – Derivações, Janela de Inspeção e Ligações Internas.....	4-42
4.2.5.6 – Demais Características Construtivas.....	4-43
4.3 – ENSAIOS	4-43
4.3.1 – <i>Relação de Ensaios</i>	4-43
4.3.2 – <i>Classificação dos Ensaios</i>	4-44
4.3.2.1 – Ensaios de Recebimento	4-44
4.3.2.2 – Ensaios Complementares.....	4-44
4.3.3 – <i>Execução dos Ensaios</i>	4-44
4.3.3.1 – Inspeção Geral.....	4-45
4.3.3.2 – Verificação Dimensional	4-45
4.3.3.3 – Tensão Suportável Nominal à Freqüência Industrial 100 % (Tensão Aplicada).....	4-45
4.3.3.4 – Tensão Induzida 100 %	4-45
4.3.3.5 – Nível de Ruído.....	4-45
4.3.3.6 – Resistência de Isolamento.....	4-45
4.3.3.7 – Relação de Tensões	4-46
4.3.3.8 – Deslocamento Angular e Seqüência de Fases.....	4-46
4.3.3.9 – Corrente de Excitação.....	4-46
4.3.3.10 – Perdas em Vazio e em Carga (Totais).....	4-46
4.3.3.11 – Tensão (ou Impedância) Percentual de Curto-circuito	4-46
4.3.3.12 – Resistência Elétrica dos Enrolamentos	4-46
4.3.3.13 – Elevação de Temperatura.....	4-46
4.3.3.14 – Estanqueidade e Resistência à Pressão Interna 100 %	4-47
4.3.3.15 – Ensaio do Óleo Isolante	4-47
4.3.3.16 – Ensaio de Pintura	4-47
4.3.3.17 – Vedação	4-47
4.3.3.18 – Zincagem	4-47
4.3.3.19 – Torque nos Terminais.....	4-47
4.3.3.20 – Estanhagem dos Terminais.....	4-48
4.4 – COMENTÁRIOS GERAIS.....	4-48
5 DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES DE MÉDIA TENSÃO	5-51
5.1 – RESULTADOS OBTIDOS ^[12]	5-51
5.2 – ANÁLISE DOS DADOS ^[12]	5-51
5.3 – CURVAS DE EFICIÊNCIA	5-56
5.3.1 – <i>Padrão PROPHET</i> ^[5]	5-57
5.3.2 – <i>Transformadores Nacionais</i>	5-58
5.3.3 – <i>Comparações de Eficiência</i>	5-64
5.3.4 – <i>Dependência da Carga</i>	5-66
5.4 – COMENTÁRIOS GERAIS.....	5-66
6 ANÁLISE ECONÔMICA E VIDA ÚTIL.....	6-68
6.1 – CURVA DE CARGA	6-68
6.2 – VIDA ÚTIL ^[3] ^[18]	6-69
6.3 – CUSTO DO TRANSFORMADOR ^[14]	6-70
6.3.1 – <i>Custo de Investimento</i>	6-70
6.3.2 – <i>Capitalização das Perdas em Vazio</i>	6-71
6.3.3 – <i>Capitalização das Perdas em Carga</i>	6-71
6.4 – COTAÇÃO DE TRANSFORMADORES	6-72
6.5 – ANÁLISE ECONÔMICA ^[14]	6-72
6.6 – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO – “ <i>PAY BACK</i> ” ^[14]	6-75
6.7 – COMENTÁRIOS GERAIS.....	6-77
7 RECOMENDAÇÕES E CONCLUSÕES	7-79
7.1 – MONTAGEM DAS BUCHAS	7-79
7.2 – AQUISIÇÃO DE TRANSFORMADOR	7-79
7.3 – GARANTIA DE PERDAS.....	7-80
7.4 – INSPEÇÃO DOS ENSAIOS.....	7-80
7.5 – CUSTO DO TRANSFORMADOR	7-80
7.6 – CONCLUSÕES	7-81
7.7 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	7-83
TRABALHOS PUBLICADOS.....	8-84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	9-85

Lista de Figuras

FIGURA 3.1 – MEGÔHMETRO.....	3-18
FIGURA 3.2 – ANALISADOR DE RIGIDEZ DIELÉTRICA.....	3-25
FIGURA 3.3 – MESA DE COMANDO.....	3-29
FIGURA 3.4 – CAPACITORES E RESISTÊNCIAS.....	3-29
FIGURA 3.5 – CENTELHADOR EXTERNO.....	3-29
FIGURA 3.6 – DIVISOR DE TENSÃO.....	3-29
FIGURA 3.7 – CIRCUITO DO GERADOR COM CONEXÃO 3S2P.....	3-29
FIGURA 3.8 – CIRCUITO DO GERADOR COM CONEXÃO 2S3P.....	3-29
FIGURA 3.9 – OSCILOSCÓPIO.....	3-30
FIGURA 3.10 – CONEXÃO DO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO.....	3-31
FIGURA 3.11 – CONEXÃO DO TRANSFORMADOR MONOFÁSICO.....	3-31
FIGURA 3.12 – RESISTORES DE FRENTE.....	3-31
FIGURA 3.13 – RESISTORES DE CAUDA.....	3-31
FIGURA 3.14 – PEARSON E SHUNT.....	3-32
FIGURA 3.15 – PONTAS DE PROVA.....	3-32
FIGURA 3.16 – BANCADA DE ENSAIOS.....	3-33
FIGURA 3.17 – DETALHES DOS MÓDULOS E DOS COMANDOS.....	3-33
FIGURA 3.18 – DETALHES DOS COMPONENTES.....	3-34
FIGURA 3.19 – DETALHES DOS TCs.....	3-34
FIGURA 3.20 – DETALHES DOS CONTADORES E FUSÍVEIS.....	3-34
FIGURA 3.21 – DETALHES DOS TPs.....	3-34
FIGURA 3.22 – TRANSFORMADOR DE ALIMENTAÇÃO E VARIAC.....	3-34
FIGURA 3.23 – DETALHES DA MOTORIZAÇÃO DO VARIAC.....	3-34
FIGURA 3.24 – CONECTOR 01.....	3-35
FIGURA 3.25 – CONECTOR 02.....	3-35
FIGURA 3.26 – SOFTWARE DE ENSAIO EM VAZIO E EM CURTO-CIRCUITO.....	3-35
FIGURA 3.27 – SOFTWARE DE ENSAIO DE RELAÇÃO DE TENSÃO.....	3-35
FIGURA 3.28 – SOFTWARE DE ENSAIO DE RESISTÊNCIA ELÉTRICA DOS ENROLAMENTOS.....	3-35
FIGURA 3.29 – SOFTWARE DE ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA.....	3-35
FIGURA 3.30 – CELA DE ENSAIOS.....	3-36
FIGURA 3.31 – EXECUÇÃO DE ENSAIOS.....	3-36
FIGURA 4.1 – PONTAS DE PARAFUSO.....	4-48
FIGURA 4.2 – DOBRA NO FIO DE ALTA TENSÃO.....	4-48
FIGURA 4.3 – INCLINAÇÃO DA BUCHA.....	4-49
FIGURA 4.4 – PONTA DE PARAFUSO.....	4-49
FIGURA 4.5 – PROBLEMA NO TERMINAL DE ALTA TENSÃO.....	4-49
FIGURA 4.6 – QUEBRA NO FIO DE ALTA TENSÃO.....	4-49
FIGURA 4.7 – NÚCLEO ENFERRUJADO E AMASSADO.....	4-49
FIGURA 4.8 – FALTA DE ISOLAMENTO NA CONEXÃO ENTRE CAMADAS DO ENROLAMENTO.....	4-49
FIGURA 4.9 – PROBLEMA NAS ESPIRAS.....	4-50
FIGURA 4.10 – PROBLEMA NA SUSTENTAÇÃO DO NÚCLEO.....	4-50
FIGURA 4.11 – CONEXÃO ENTRE CAMADAS DO ENROLAMENTO MAL FEITAS.....	4-50
FIGURA 4.12 – FURO NO NÚCLEO.....	4-50
FIGURA 5.1 – COMBINAÇÕES DE PERDAS.....	5-58
FIGURA 5.2 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES 50 kVA.....	5-58
FIGURA 5.3 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES 100 kVA.....	5-58
FIGURA 5.4 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES 50 kVA.....	5-59
FIGURA 5.5 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES 100 kVA.....	5-59
FIGURA 5.6 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 10 kVA.....	5-59
FIGURA 5.7 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 15 kVA.....	5-59
FIGURA 5.8 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 25 kVA.....	5-60
FIGURA 5.9 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 37,5 kVA.....	5-60
FIGURA 5.10 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 50 kVA.....	5-60
FIGURA 5.11 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 100 kVA.....	5-60
FIGURA 5.12 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 30 kVA.....	5-61
FIGURA 5.13 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 45 kVA.....	5-61
FIGURA 5.14 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 75 kVA.....	5-61
FIGURA 5.15 – EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 112,5 kVA.....	5-61
FIGURA 5.16 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 10 kVA.....	5-62
FIGURA 5.17 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 15 kVA.....	5-62

FIGURA 5.18 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 25 kVA.....	5-62
FIGURA 5.19 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 37,5 kVA	5-62
FIGURA 5.20 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 50 kVA.....	5-63
FIGURA 5.21 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 100 kVA.....	5-63
FIGURA 5.22 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 30 kVA	5-63
FIGURA 5.23 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 45 kVA	5-63
FIGURA 5.24 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 75 kVA	5-64
FIGURA 5.25 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 112,5 kVA	5-64
FIGURA 5.26 – COMPARAÇÃO DE EFICIÊNCIA ENTRE TRANSFORMADORES NACIONAIS 30 kVA E TRANSFORMADORES EUROPEUS 50 kVA.....	5-65
FIGURA 5.27 – COMPARAÇÃO DE EFICIÊNCIA ENTRE TRANSFORMADORES NACIONAIS 45 kVA E TRANSFORMADORES EUROPEUS 50 kVA.....	5-65
FIGURA 5.28 – COMPARAÇÃO DE EFICIÊNCIA ENTRE TRANSFORMADORES NACIONAIS 75 kVA E TRANSFORMADORES EUROPEUS 100 kVA	5-65
FIGURA 5.29 – COMPARAÇÃO DE EFICIÊNCIA ENTRE TRANSFORMADORES NACIONAIS 112,5 kVA E TRANSFORMADORES EUROPEUS 100 kVA	5-65
FIGURA 5.30 – DEPENDÊNCIA DOS TRANSFORMADORES EM RELAÇÃO A SUA CARGA.....	5-66
FIGURA 6.1 – CURVAS DE CARGA DOS 4 DIAS MEDIDOS.....	6-68
FIGURA 6.2 – CURVA DE CARGA CARACTERÍSTICA DIÁRIA EM PATAMARES	6-68

Lista de Tabelas

TABELA 2.1 – CLASSES DE TEMPERATURA DOS MATERIAIS ISOLANTES.....	2-3
TABELA 2.2 – CARACTERÍSTICAS DO ÓLEO ISOLANTE	2-4
TABELA 2.3 – ESPESSURA MÍNIMA DA CHAPA DE AÇO	2-4
TABELA 2.4 – CORRENTE NOMINAL DAS BUCHAS DE BAIXA TENSÃO PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS [A]	2-5
TABELA 2.5 – CORRENTE NOMINAL DAS BUCHAS DE BAIXA TENSÃO PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS [A]	2-5
TABELA 2.6 – DERIVAÇÕES E RELAÇÕES DE TENSÃO.....	2-5
TABELA 2.7 – NÍVEIS DE ISOLAMENTO.....	2-8
TABELA 2.8 – ESPAÇAMENTOS EXTERNOS MÍNIMOS	2-9
TABELA 2.9 – CORREÇÃO DA RIGIDEZ DIELÉTRICA DO AR.....	2-9
TABELA 2.10 – VALORES MÁXIMOS ADMISSÍVEIS θ_2 DA MÁXIMA TEMPERATURA MÉDIA DO ENROLAMENTO APÓS CURTO-CIRCUITO.....	2-11
TABELA 2.11 – VALORES DO FATOR "A".....	2-11
TABELA 2.12 – VALORES GARANTIDOS DE PERDAS, CORRENTES DE EXCITAÇÃO E TENSÕES DE CURTO-CIRCUITO PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS COM TENSÃO MÁXIMA DE 15 kV.....	2-12
TABELA 2.13 – VALORES GARANTIDOS DE PERDAS, CORRENTES DE EXCITAÇÃO E TENSÕES DE CURTO-CIRCUITO PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS COM TENSÕES MÁXIMAS DE 24,2 kV E 36,2 kV	2-13
TABELA 2.14 – VALORES GARANTIDOS DE PERDAS, CORRENTES DE EXCITAÇÃO E TENSÕES DE CURTO-CIRCUITO PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS COM TENSÃO MÁXIMA DE 15 kV	2-13
TABELA 2.15 – VALORES GARANTIDOS DE PERDAS, CORRENTES DE EXCITAÇÃO E TENSÕES DE CURTO-CIRCUITO PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS COM TENSÕES MÁXIMAS DE 24,2 kV E 36,2 kV	2-13
TABELA 2.16 – TOLERÂNCIAS	2-14
TABELA 2.17 – LIMITES DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA	2-15
TABELA 2.18 – NÍVEIS DE RUÍDO PARA TRANSFORMADORES EM ÓLEO.....	2-15
TABELA 2.19 – CARACTERÍSTICAS DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE TIPO A OU TIPO B, APÓS CONTATO COM O EQUIPAMENTO...2-15	
15	
TABELA 3.1 – LIGAÇÕES PARA ENSAIOS DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO	3-18
TABELA 3.2 – DESLOCAMENTO ANGULAR E MEDIÇÃO DE VERIFICAÇÃO.....	3-19
TABELA 3.3 – PARÂMETROS DO GERADOR.....	3-30
TABELA 4.1 – CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DA AES-SUL	4-37
TABELA 4.2 – TORQUE SUPORTÁVEL NOS PARAFUSOS DOS TERMINAIS E DISPOSITIVO DE ATERRAMENTO	4-42
TABELA 4.3 – RELAÇÃO DOS ENSAIOS DE TIPO, RECEBIMENTO E COMPLEMENTARES	4-44
TABELA 5.1 – PERDAS E CORRENTES DE EXCITAÇÃO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS NOVOS CLASSE 15 kV	5-52
TABELA 5.2 – PERDAS E CORRENTES DE EXCITAÇÃO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS NOVOS CLASSE 15 kV	5-52
TABELA 5.3 – PERDAS E CORRENTES DE EXCITAÇÃO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS NOVOS CLASSE 24,2 kV	5-53
TABELA 5.4 – PERDAS E CORRENTES DE EXCITAÇÃO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS NOVOS CLASSE 24,2 kV	5-54
TABELA 5.5 - PERDAS E CORRENTES DE EXCITAÇÃO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS REFORMADOS CLASSE 15 kV.5-54	
54	
TABELA 5.6 – PERDAS E CORRENTES DE EXCITAÇÃO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS REFORMADOS CLASSE 15 kV. 5-55	
TABELA 5.7 – PERDAS E CORRENTES DE EXCITAÇÃO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS REFORMADOS CLASSE 24,2 kV	5-55
TABELA 5.8 – PERDAS E CORRENTES DE EXCITAÇÃO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS REFORMADOS CLASSE 24,2 kV ..5-56	
56	
TABELA 5.9 – MÉDIA E DESVIO PADRÃO DOS VALORES PORCENTUAIS DAS PERDAS E CORRENTE DE EXCITAÇÃO.....	5-56
TABELA 5.10 – PERDAS EM TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS EUROPEUS	5-58
TABELA 6.1 – DURAÇÃO DE CARGA.....	6-69
TABELA 6.2 – COTAÇÕES DE TRANSFORMADORES	6-72
TABELA 6.3 – TRANSFORMADORES PADRÃO	6-73
TABELA 6.4 – CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA	6-73
TABELA 6.5 – DEMANDA DE CADA PATAMAR DA CARGA PARA 25 kVA DE POTÊNCIA BASE	6-73
TABELA 6.6 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A PLENA CARGA COM JUROS DE 4%A.A.	6-73
TABELA 6.7 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A PLENA CARGA COM JUROS DE 8%A.A.	6-74
TABELA 6.8 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A PLENA CARGA COM JUROS DE 12%A.A.	6-74
TABELA 6.9 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A 50% DE CARGA COM JUROS DE 4%A.A.	6-74
TABELA 6.10 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A 50% DE CARGA COM JUROS DE 8%A.A.	6-74
TABELA 6.11 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A 50% DE CARGA COM JUROS DE 12%A.A.	6-75
TABELA 6.12 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A 25% DE CARGA COM JUROS DE 4%A.A.	6-75
TABELA 6.13 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A 25% DE CARGA COM JUROS DE 8%A.A.	6-75
TABELA 6.14 – CUSTO DO TRANSFORMADOR A 25% CARGA COM JUROS DE 12%A.A.	6-75
TABELA 6.15 – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO DA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE 25 kVA POR UM DE MESMA POTÊNCIA COM MAIOR EFICIÊNCIA (ANOS)	6-76

TABELA 6.16 – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO DA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE 15 KVA POR UM DE 25 KVA DE ALTA EFICIÊNCIA (ANOS)	6-76
TABELA 6.17 – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO DA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE 10 KVA POR UM DE 25 KVA DE ALTA EFICIÊNCIA (ANOS)	6-77
TABELA 6.18 – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO DA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE 25 KVA POR UM DE MESMA POTÊNCIA COM MAIOR EFICIÊNCIA (ANOS)	6-77
TABELA 6.19 – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO DA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE 15 KVA POR UM DE 25 KVA DE ALTA EFICIÊNCIA (ANOS)	6-77
TABELA 6.20 – TEMPO DE RETORNO DE INVESTIMENTO DA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE 10 KVA POR UM DE 25 KVA DE ALTA EFICIÊNCIA (ANOS)	6-77

Capítulo 01

Introdução

Desde 2001, o Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá vem ensaiando uma série de transformadores de média tensão dentro do conjunto de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) a respeito da avaliação de desempenho de linhas de distribuição aéreas, em parceria com a AES – SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.. Esses equipamentos são submetidos a todos os ensaios de rotina e, de modo complementar, a ensaios de impulso atmosférico padronizado e não-padronizado, RIV e aquecimento.

Uma justificativa para o estudo de transformadores de média tensão está relacionada com o fato dos mesmos serem um dos componentes que mais geram perdas no sistema de distribuição de energia elétrica, cerca de 33% do total das perdas, situando-se atrás somente das linhas de distribuição. O nível de perdas de energia no sistema de distribuição mundial como um todo é da ordem de 1.279 TWh, variando para cada país entre 3,7% e 26,7% do consumo de energia, o que demonstra um grande potencial de melhoria tanto no âmbito técnico, quanto no econômico. No Brasil as perdas no sistema de distribuição de energia chegam à ordem de 61 TWh, representando 18,3% da energia consumida ^[10].

Os transformadores são relativamente fáceis de substituir, quando comparados aos cabos das linhas, e sua eficiência pode ser classificada, qualificada e padronizada. E ainda, as perdas podem ser reduzidas em até 80%, utilizando-se tecnologias modernas. Tal redução é obtida com a modificação de 2 elementos principais, sendo estes o núcleo e os enrolamentos. O projeto é complexo, sendo suas características especificadas em normas nacionais e internacionais.

Assim, com tal motivação, o objetivo principal deste trabalho é a análise do desempenho e eficiência dos transformadores de média tensão de fabricação nacional.

Inicialmente, no Capítulo 2, faz-se uma revista na normalização nacional de transformadores relacionada à fabricação, condições de operação, ensaios necessários e obrigatórios, índices de qualidade (nível de perdas e suportabilidades) e padronização aplicável à rede de distribuição aérea.

No Capítulo 3 é feita uma descrição dos ensaios em transformadores realizados pelo Laboratório de Alta Tensão, apresentando os equipamentos e o sistema para execução dos mesmos.

O Capítulo 4 trata da especificação básica de projeto de transformadores, proposta pela AES-SUL, baseada em normas nacionais, conforme apresentado no Capítulo 2, experiência, e resultados preliminares de alguns ensaios realizados.

No Capítulo 5 apresentam-se os resultados de maior relevância obtidos dos ensaios executados, conforme apresentados no Capítulo 4, com breves comentários. Em seguida são elaboradas e apresentadas curvas de eficiência dos transformadores nacionais, de acordo com o padrão PROPHET, também apresentado nesse capítulo. Ainda são feitas algumas análises desses resultados.

No Capítulo 6 são apresentadas análises econômicas, utilizando o conceito de tempo de retorno de investimento (“*Pay Back*”), das propostas de substituição dos transformadores atuais por unidades novas de alta eficiência. Tais propostas visam uma nova filosofia na compra e instalação desses equipamentos, a qual está diretamente relacionada com perdas capitalizadas, penalizações por falhas prematuras e carga característica do sistema de distribuição de energia.

Por fim, no Capítulo 7, discutem-se recomendações a fim de melhorar a qualidade e a eficiência dos transformadores baseadas na análise técnica efetuada no Capítulo 5 e análise econômica de acordo com o Capítulo 6. São apresentadas, ainda, as conclusões finais do trabalho.

De maneira geral os resultados não são satisfatórios, porém o trabalho colabora como sendo um alerta à situação atual dos transformadores nacionais, sugerindo melhorias na fabricação, inspeção e controle de qualidade.

A avaliação como um todo visa à prestação de um serviço melhor aos consumidores da área de concessão, parcerias com fabricantes resultando na utilização eficiente de energia e obtenção de um produto compatível com os novos horizontes de utilização, e aplicação eficaz de energia.

Capítulo 02

Normalização Nacional de Transformadores

Este capítulo trata da normalização nacional vigente no que diz respeito a transformadores de média tensão, cujas normas específicas aqui discutidas são basicamente as NBR5356 ^[15]/NBR5380 ^[16] – “Transformador de Potência” e NBR5440 ^[17] – “Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição – Padronização”. O assunto da NBR5356 está relacionado com as condições exigíveis aos transformadores, e da NBR5380 aos métodos de ensaios relativos aos transformadores construídos segundo a NBR5356. Já a NBR5440 estabelece a padronização das características elétricas e mecânicas dos transformadores aplicáveis a redes aéreas de distribuição nas tensões primárias até 36,2 kV e nas tensões secundárias usuais dos transformadores monofásicos e trifásicos, com enrolamento de cobre ou alumínio imerso em óleo mineral isolante com resfriamento natural.

2.1 – Características Construtivas ^[15] ^[17]

Os materiais isolantes elétricos são classificados em classes de temperatura, segundo a temperatura limite atribuída a cada um, conforme a Tabela 2.1. Os mesmos materiais utilizados em transformadores devem ser Classe **A**.

Tabela 2.1 – Classes de temperatura dos materiais isolantes

<i>Classe</i>	<i>Temperatura limite atribuída [° C]</i>
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180
C	Acima de 180

O óleo isolante deve ser de origem mineral, e é classificado em 2 tipos: Tipo **A** (base naftênica) para tensão máxima superior a 145 kV, e Tipo **B** (base parafínica) para tensão máxima igual ou inferior a 145 kV. Os valores limites das características físico-químicas desses tipos de óleo devem obedecer às especificações contidas na Tabela 2.2.

O tanque do transformador e sua tampa devem ser de chapas de aço, cuja espessura mínima é indicada na Tabela 2.3. Nos radiadores devem-se utilizar chapas com no mínimo 1,2 mm de espessura e tubos com espessura mínima de 1,5 mm. Todas as soldas na confecção do tanque devem ser contínuas e do lado externo.

Tabela 2.2 – Características do óleo isolante

Características	Norma	Unidade	Valores garantidos				
			Tipo A		Tipo B		
			Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
Densidade 20/4° C	NBR 7148	-	0,861	0,900	-	0,860	
Viscosidade cinemática	NBR 10441	mm ² /s	a 20° C	-	25,0	-	25,0
			a 40° C	-	11,0	-	12,0
			a 100° C	-	3,0	-	3,0
Ponto de fulgor	NBR 11341	° C	140	-	140	-	
Ponto de fluidez	NBR 11349	° C	-	-39	-	-12	
Índice de neutralização	ASTM D 974	mgKOH/g	-	0,03	-	0,03	
Tensão interfacial a 25° C	NBR 6234	mN/m	40	-	40	-	
Cor	ASTM D 1500	-	-	1,0	-	1,0	
Teor de água	NBR 5755	mg/kg	-	35	-	35	
Cloretos e sulfatos	NBR 5779	-	Ausentes		-		
Enxofre corrosivo	NBR 10505	-	Ausente		Ausente		
Enxofre total	ASTM D 1552	% massa	-		-	0,30	
Ponto de anilina	NBR 11343	° C	63	84	85	91	
Índice de refração a 20° C	NBR 5778	-	1,485	1,500	1,469	1,478	
Rigidez dielétrica	NBR 6869	kV	30	-	30	-	
	IEC 156		-	-	42	-	
Fator de perdas dielétricas ou Fator de dissipação	a 100° C	ASTM D 924	-	0,50	-	0,50	
	a 90° C	IEC247	-	0,40	-	0,40	
	a 25° C	ASTM D 924	-	-	-	0,05	
Teor de inibidor de oxidação DBPC/DBP	ASTM D 2668	% massa	-	0,08	Não detectável		
Teor de carbonos	ASTM D 2140	%	Anotar		7,0	-	
Estabilidade à oxidação: - índice de neutralização - borra - fator de dissipação a 90° C	IEC 74	mgKOH/g	-	0,4	-	0,4	
		% massa	-	0,10	-	0,10	
		%	-	20	-	20	

Tabela 2.3 – Espessura mínima da chapa de aço

Potência do transformador [kVA]	Espessura [mm]		
	Tampa	Corpo	Fundo
$P \leq 10$	1,90	1,90	1,90
$10 < P \leq 150$	2,65	2,65	3,00
$150 < P \leq 300$	3,00	3,00	4,75

As buchas devem ser de porcelana vidrada, de acordo com as normas NBR5034, NBR5435 e NBR5437. A tampa deve ser provida de ressalto para a montagem das buchas de alta tensão. As de baixa tensão, cujo dimensionamento é apresentado nas Tabelas 2.4 e 2.5, devem ser montadas na parede lateral do tanque, do mesmo lado que os suportes para fixação no poste. A marcação dos terminais deve ser com tinta preta, padrão *Munsell N1*, e altura mínima dos caracteres de 30 mm.

As orelhas de suspensão devem ser em número de 2, soldadas na parede externa do tanque e ainda isentas de arestas vivas para não danificar o cabo de içamento. Suas dimensões, formato e resistência mecânica devem ser adequados para içamento em locomoção segura do transformador, sem causar danos à tampa, tanque ou buchas.

Tabela 2.4 – Corrente nominal das buchas de baixa tensão para transformadores monofásicos [A]

Potência nominal do transformador [kVA]	Maior tensão secundária [V]				
	127	220 ou 230	240	254	440
3 a 15	160	160	160	160	160
25	400	160	160	160	160
37,5	400	400	400	400	160
50	800	400	400	400	160
75	800	800	400	400	400
100	800	800	800	800	400

Tabela 2.5 – Corrente nominal das buchas de baixa tensão para transformadores trifásicos [A]

Potência nominal do transformador [kVA]	Maior tensão secundária [V]	
	220	380
15 a 45	160	160
75	400	160
112,5	400	400
150	800	400
225	800	800
300	800	800

Os suportes para fixação também devem ser soldados no tanque e suportar perfeitamente o peso do transformador e permitir a instalação deste ao poste.

Na tampa do transformador deve haver uma abertura de no mínimo 120 mm de diâmetro, localizada sobre o acionamento do comutador. A Tabela 2.6 apresenta a padronização para transformadores com 3 derivações, onde a derivação principal é a de tensão mais elevada.

Tabela 2.6 – Derivações e relações de tensão

Tensão máxima do equipamento [kV_{Eficaz}]	Derivação n°	Tensão [V]			
		Primário		Secundário	
		Trifásico e monofásico (FF)	Monofásico (FN)	Trifásico	Monofásico
15	1	13.800	7.967	380/220 ou 220/127	2 terminais: 220 ou 127 3 terminais: 440/220, 254/127, 240/120 ou 230/115
	2	13.200	7.621		
	3	12.600	7.275		
24,2	1	23.100	13.337		
	2	2.200	12.702		
	3	20.900	12.067		
36,2	1	34.500	19.919		
	2	33.000	19.053		
	3	31.500	18.187		

As juntas de vedação devem ser de elastômetro a prova de óleo mineral isolante, possuir temperatura compatível com a classe do material isolante do transformador e ser resistentes à ação da umidade e dos raios solares. As juntas de seção circular devem ser alojadas em leito apropriado para evitar deslizamento das mesmas.

O núcleo deve ser construído de chapas de aço silício de grão orientado, com as lâminas presas por uma estrutura apropriada que sirva como meio de centrar e firmar o conjunto núcleo-bobina ao

tanque, de modo que este não tenha movimento em qualquer direção. Deve ser aterrado através de um único ponto à massa do transformador, utilizando-se uma fita de cobre, e os tirantes que atravessem as lâminas do núcleo devem ser isolados dessas lâminas e também aterrados. Todas as porcas dos parafusos utilizados na construção do núcleo devem estar providas de travamento mecânico.

A massa total do transformador não pode ultrapassar 1.500 kg.

A placa de identificação deve ter formato A6, ser de alumínio anodizado com espessura mínima de 0,8 mm. Deve ser fixada através de rebites de material resistente à corrosão, em um suporte com base que impeça a deformação da mesma, soldado ao tanque ou nos radiadores. Deve também conter no mínimo as seguintes informações:

- A palavra “Transformador Monofásico” ou “Transformador Trifásico”;
- Nome do fabricante e local de fabricação;
- Número de série de fabricação;
- Ano de fabricação;
- Número da norma;
- Tipo (segundo a classificação do fabricante);
- Número de fases;
- Potência nominal e potências de derivações diferentes das nominais;
- Designação do método de resfriamento;
- Diagrama de ligações contendo todas as tensões nominais e de derivações, além de respectivas correntes;
- Frequência nominal;
- Limite de elevação de temperatura dos enrolamentos;
- Polaridade;
- Impedância de curto-circuito (derivação principal);
- Tipo do óleo e volume necessário;
- Massa total aproximada;
- Níveis de isolamento;
- Número do livro de instruções, fornecido pelo fabricante, junto com o transformador.

2.2 – Condições de Funcionamento ^[15]

2.2.1 – Condições Gerais

A tensão de alimentação do transformador deve ser aproximadamente senoidal, e as tensões de fase, que alimentam um transformador polifásico, aproximadamente iguais em módulo e defasagem, com frequência nominal de 60 Hz.

Em relação ao resfriamento, a temperatura do ar de resfriamento (temperatura ambiente) não deve ser superior a 40° C, e a temperatura média, em qualquer período de 24 h, não deve ser superior a 30° C.

Os transformadores devem ser projetados para funcionamento como abaixadores, em instalação externa, ter corrente de carga aproximadamente senoidal e fator harmônico inferior a 0,05 pu. Também não devem ser instalados em altitude superior a 1.000 m, em relação ao nível do mar.

2.2.2 – Condições Específicas

A característica nominal de um transformador está ligada ao fornecimento de corrente nominal sob condição de carga constante, sem exceder os limites de elevação de temperatura, admitindo-se a tensão aplicada igual à tensão nominal sob freqüência nominal, e é constituída da potência, tensão, corrente e freqüência nominais, e nível de isolamento dos enrolamentos.

A potência nominal, ou potência máxima quando varia com diferentes métodos ou estágios de resfriamento, serve de base ao projeto, aos ensaios e às garantias do fabricante, determinando o valor da corrente nominal que circula, sob tensão de valor igual à nominal. Deve ser especificada pelo comprador, respeitadas as padronizações existentes, levando em conta as condições gerais de funcionamento.

O carregamento do transformador deve estar de acordo com a NBR5416, e buchas, comutadores e outros devem suportar carregamentos correspondentes a até 1,5 vezes a sua potência nominal.

A tensão nominal a ser aplicada nos terminais de linha de um enrolamento deve ser especificada pelo comprador, respeitando as padronizações existentes. Os transformadores devem ser capazes de funcionar continuamente na derivação principal com tensões ou freqüências diferentes das nominais nas seguintes condições:

- Tensão primária excedendo no máximo 5% da nominal, sob freqüência e corrente secundária nominais;
- Tensão primária acima da nominal (até 5%), sob freqüência abaixo da nominal (até 57 Hz), relação tensão/freqüência inferior a 5%, mantida a corrente secundaria nominal;
- Tensão primária excedendo entre 5% e 10% da nominal, sob freqüência nominal. Esta tensão, para uma corrente secundária igual a k vezes a nominal, deve ser limitada ao valor dado pela Equação 2.1.

$$U(\%) = 110 - 5 \cdot k^2 \quad (2.1)$$

Onde,

$$0 < k < 1;$$

- Tensão primária 5% abaixo da nominal, mantida a potência nominal, sob freqüência nominal, sendo que, nesta condição, as elevações de temperatura das várias partes do transformador não devem ser maiores que 5% das elevações de temperatura em condições normais;
- Tensão primária 110% da nominal, sob freqüência nominal, com o transformador em vazio, sem que as elevações de temperatura ultrapassem os limites estabelecidos;
- Tensão primária acima da nominal, sob freqüência abaixo da nominal, desde que nem a tensão nem a relação tensão/freqüência excedam 110% dos respectivos valores nominais, com o transformador em vazio, sem que as elevações de temperatura ultrapassem os limites estabelecidos.

A cada enrolamento de um transformador é atribuído um valor de tensão máxima do equipamento U_m , cujos valores são apresentados na Tabela 2.7. As prescrições para coordenação de isolamento de um transformador, referentes à sobretensões transitórias são formuladas diferentemente, e dependente do valor de U_m . Quando as prescrições relativas aos ensaios específicos de enrolamentos diferentes de um mesmo transformador conflitarem, deve ser aplicada a prescrição relativa ao enrolamento de maior valor de U_m .

O valor de U_m e o nível de isolamento atribuído a cada enrolamento do transformador constituem parte da informação a ser fornecida com a especificação e confirmada na proposta.

Os espaçamentos mínimos a serem observados no ar são apresentados na Tabela 2.8.

Os transformadores podem ser instalados em altitudes superiores a 1.000 m, desde que a isolamento seja coerente com o nível de isolamento, tendo em conta o abaixamento da rigidez dielétrica do ar com a altitude, a qual se determina multiplicando a rigidez dielétrica do ar na altitude normal pelos fatores de correção especificados na Tabela 2.9.

Tabela 2.7 – Níveis de isolamento

Tensão máxima do equipamento [kV _{Eficaz}]	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico		Tensão suportável nominal à freqüência industrial, durante 1 min e tensão induzida [kV _{Eficaz}]
	Pleno [kV _{Crista}]	Cortado [kV _{Crista}]	
0,6	-	-	4
1,2	-	-	10
7,2	40	44	20
	60	66	
15	95	105	34
	110	121	
24,2	125	138	50
	150	165	
36,2	150	165	70
	170	187	
	200	220	

A impedância de curto-circuito é a obtida entre os terminais de um enrolamento quando circula, sob freqüência nominal, nesse enrolamento, uma corrente correspondente à menor das potências nominais do par de enrolamentos considerados, e os demais permanecem em circuito aberto. É

expressa em porcentagem, tendo como base tensão e potência nominais do enrolamento, e deve ser especificada pelo comprador na temperatura de referência.

Tabela 2.8 – Espaçamentos externos mínimos

Tensão máxima do equipamento [kV_{Eficaz}]	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico [kV_{Crista}]	Espaçamentos mínimos em ar	
		Fase-terra [mm]	Fase-fase [mm]
1,2	-	25	25
7,2	60	65	65
15	95	130	140
	110	150	170
24,2	125	170	190
	150	200	230
36,2	150	200	230
	170	250	280
	200	300	330

Tabela 2.9 – Correção da rigidez dielétrica do ar

Altitude [m]	Fator de correção
1.000	1,00
1.200	0,98
1.500	0,95
1.800	0,92
2.100	0,89
2.400	0,86
2.700	0,83
3.000	0,80
3.600	0,75
4.200	0,70
4.500	0,67

A impedância de seqüência zero é medida sob freqüência nominal, e pode depender do valor da corrente. É possível ter vários valores, uma vez que depende do método de ligação do próprio enrolamento, dos outros enrolamentos e das ligações entre os seus terminais de linha e de neutro.

As perdas em vazio são obtidas sob tensão e freqüência nominais, e as perdas em carga quando se faz circular pelo enrolamento alimentado a corrente de magnetização, sob freqüência nominal, em relação à respectiva derivação. As perdas totais são a soma dos 2 tipos de perdas citadas acima, não incluindo perdas dos equipamentos auxiliares, que são computadas separadamente. O fabricante deve garantir as perdas em vazio e as perdas totais na temperatura de referência, com tensão senoidal, na derivação principal.

A corrente de excitação também é obtida sob tensão e freqüência nominais, e é expressa em porcentagem da corrente nominal do enrolamento. Em transformadores polifásicos as correntes de excitação nos vários terminais de linha podem ser desiguais, assim, admite-se que a corrente de excitação é a média aritmética das diferentes correntes de excitação obtidas.

Tratando-se de transformadores imersos em óleo, o resfriamento é feito a partir da circulação interna natural do óleo e da circulação externa natural do ar (**ONAN**).

A elevação de temperatura da camada superior do óleo refere-se à combinação especificada de carga para a qual as perdas totais são as mais elevadas. As elevações de temperatura de enrolamentos individuais devem ser consideradas relativas à combinação da carga mais severa para o enrolamento considerado.

Transformadores em óleo devem ser projetados e construídos para suportarem, sem danos, os efeitos térmicos e dinâmicos de curto-circuitos externos, os quais compreendem curto-circuitos trifásicos, bifásicos para a terra ou não, e fase-terra.

A corrente de curto-circuito simétrico (valor eficaz) deve ser calculada utilizando-se a impedância de curto-circuito do transformador, através da Equação 2.2, para transformador trifásico. O valor da corrente não deve exceder 25 vezes o valor da corrente nominal do enrolamento considerado, caso contrário, cabe ao comprador tomar as medidas adequadas para sua limitação, e se isso não for possível deve haver um acordo entre fabricante e comprador. O valor de crista da corrente de curto-circuito (I_{cr}) é dado pela Equação 2.4.

$$I = \frac{U}{Z_t \cdot \sqrt{3}} \quad (2.2)$$

Onde,

U – tensão nominal (U_n) do enrolamento considerado;

Z_t – impedância de curto-circuito do transformador, referido ao enrolamento considerado, dado pela Equação 2.3.

$$Z_t = \frac{U_z \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n} \quad (2.3)$$

Com,

U_z – tensão de curto-circuito expressa em porcentagem, sob corrente nominal, na temperatura de referencia;

S_n – potência nominal do transformador.

$$I_{cr} = I \cdot k^{\sqrt{2}} \quad (2.4)$$

Onde,

$$k = 1 + \left[e^{-\left(\phi + \frac{\pi}{2}\right) \frac{R}{X}} \right] \cdot \text{sen} \phi \quad (2.5)$$

Sendo,

ϕ – $\arctan X_t/R_t$.

As potências aparentes de curto-circuito do sistema, com as respectivas contribuições, no ponto do sistema onde está instalado o transformador, devem ser especificadas pelo comprador na sua solicitação, a fim de obter-se o valor da corrente de curto-circuito simétrica a ser utilizado em projetos e ensaios.

O equipamento de comutação deve ser capaz de suportar a mesma sobrecorrente, devido ao curto-circuito, que o enrolamento ao qual esteja conectado, e o terminal de neutro de enrolamento com ligação estrela deve ser projetado para a máxima sobrecorrente que pode circular através dele.

O valor da máxima temperatura média θ_1 do enrolamento, depois de percorrido por uma corrente de curto-circuito simétrica, calculada com base na temperatura inicial do enrolamento θ_0 , pela Equação 2.6, não deve exceder o valor θ_2 da Tabela 2.10, para qualquer posição de derivação.

Tabela 2.10 – Valores máximos admissíveis θ_2 da máxima temperatura média do enrolamento após curto-circuito

Limite de elevação de temperatura dos enrolamentos Método da variação da resistência [$^{\circ}$ C]	Valor de θ_2 [$^{\circ}$ C]	
	Cobre	Alumínio
55	250	200
65		

$$\theta_1 = \theta_0 + a \cdot J^2 \cdot t \cdot 10^{-3} \quad (2.6)$$

Onde,

J – densidade da corrente de curto-circuito;

t – duração da corrente de curto-circuito (2 s);

a – função de $\frac{1}{2}(\theta_2 + \theta_0)$, de acordo com a Tabela 2.11.

Tabela 2.11 – Valores do fator "a"

$\frac{1}{2}(\theta_2 + \theta_0)$ [$^{\circ}$ C]	$a = \text{função de } \frac{1}{2}(\theta_2 + \theta_0)$	
	Enrolamento de cobre	Enrolamentos de alumínio
140	7,41	16,5
160	7,80	17,4
180	8,20	18,3
200	8,59	19,1
220	8,99	-
240	9,38	-
260	9,78	-

2.3 – Ensaios ^[15] [16]

2.3.1 – Ensaios de Rotina

Os ensaios de rotina são feitos pelo fabricante em sua fábrica, cabendo ao comprador o direito de designar um inspetor para acompanhá-los. Os ensaios são os seguintes:

- Resistência elétrica dos enrolamentos;

- Relação de tensões;
- Resistência do isolamento;
- Polaridade;
- Deslocamento angular e seqüência de fases;
- Perdas (em vazio e em carga);
- Corrente de excitação;
- Impedância de curto-circuito;
- Ensaio dielétricos:
 - Tensão suportável à frequência industrial, aplicada à fiação e aos acessórios;
 - Tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada);
 - Tensão induzida.
- Estanqueidade e resistência à pressão, a quente, e à temperatura ambiente;
- Verificação do funcionamento dos seguintes acessórios:
 - Indicador externo do nível de óleo;
 - Indicador de temperatura do óleo;
 - Comutador de derivações sem tensão;
 - Comutador de derivações em carga;
 - Relé Buchholz ou equivalente;
 - Indicador de circulação de óleo;
 - Indicador de temperatura do enrolamento;
 - Dispositivo de alívio de pressão;
 - TCs de bucha.
- Ensaio de verificação da pintura da parte externa:
 - Aderência;
 - Espessura.

Os valores médios de perdas e corrente de excitação, assim como a tensão de curto-circuito do lote devem ser garantidos pelo fabricante em sua proposta, conforme as Tabelas de 2.12 a 2.15 ^[17].

Tabela 2.12 – Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV

Potência do transformador [kVA]	Corrente de excitação [%]	Perdas em vazio [W]	Perda total [W]	Tensão de curto-circuito a 75° C [%]
15	4,8	100	440	3,5
30	4,1	170	740	
45	3,7	220	1.000	
75	3,1	330	1.470	
112,5	2,8	440	1.990	
150	2,6	540	2.450	
225	2,3	765	3.465	4,5
300	2,2	950	4.310	

Tabela 2.13 – Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores trifásicos com tensões máximas de 24,2 kV e 36,2 kV

Potência do transformador [kVA]	Corrente de excitação [%]	Perdas em vazio [W]	Perda total [W]	Tensão de curto-circuito a 75° C [%]
15	5,7	110	500	4,0
30	4,8	180	825	
45	4,3	250	1.120	
75	3,6	360	1.635	
112,5	3,2	490	2.215	
150	3,0	610	2.755	
225	2,7	820	3.730	5,0
300	2,5	1.020	4.620	

Tabela 2.14 – Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores monofásicos com tensão máxima de 15 kV

Potência do transformador [kVA]	Corrente de excitação [%]	Perdas em vazio [W]	Perda total [W]	Tensão de curto-circuito a 75° C [%]
3	4,9	40	115	2,5
5	4,0	50	160	
10	3,3	60	260	
15	3,0	85	355	
25	2,7	120	520	
37,5	2,4	160	700	
50	2,2	190	830	
75	2,0	230	1.160	
100	1,9	280	1.500	

Tabela 2.15 – Valores garantidos de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores monofásicos com tensões máximas de 24,2 kV e 36,2 kV

Potência do transformador [kVA]	Corrente de excitação [%]	Perdas em vazio [W]	Perda total [W]	Tensão de curto-circuito a 75° C [%]
3	5,7	40	115	2,5 (para 24,2 kV)
5	4,8	50	170	
10	4,0	70	285	
15	3,6	90	395	
25	3,1	130	580	
37,5	2,9	170	775	
50	2,7	220	975	
75	2,1	250	1260	3,0 (para 36,2 kV)
100	1,5	300	1550	

As tolerâncias indicadas na Tabela 2.16 devem ser aplicadas a todo valor especificado e/ou garantido para as características do transformador.

Tabela 2.16 – Tolerâncias

Características especificadas	Tolerância
<i>Impedância de curto-circuito</i>	$\pm 7,5\%$
<u><i>Perdas em vazio</i></u> - em cada unidade da encomenda considerada individualmente - na média aritmética obtida em encomendas de mais de uma unidade	+ 10% 0%
<u><i>Perdas totais</i></u> - em cada unidade da encomenda considerada individualmente - na média aritmética obtida em encomendas de mais de uma unidade	+ 6% 0%
<u><i>Relação de tensões</i></u>	$\pm 0,5\%$
<u><i>Corrente de excitação</i></u> - em cada unidade da encomenda considerada individualmente - na média aritmética obtida em encomendas de mais de uma unidade	+ 20% 0%

2.3.2 – Ensaios de Tipo

O comprador deve especificar, na ordem de compra, os ensaios desejados e o número de unidades da encomenda sobre as quais devem ser executados. Nesse caso, cabe-lhe também o direito de designar um inspetor para acompanhá-los. No caso de existirem resultados de ensaios anteriormente executados sobre transformadores do mesmo projeto, o comprador pode dispensar a execução dos mesmos. Os ensaios de tipo são:

- Elevação de temperatura;
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico;
- Nível de ruído;
- Ensaios no óleo isolante, após contato com o equipamento:
 - Rigidez dielétrica;
 - Teor de água;
 - Fator de potência ou fator de dissipação;
 - Tensão interfacial;
 - Índice de neutralização.

As elevações de temperatura dos enrolamentos, do óleo, das partes metálicas e das outras partes do transformador não devem exceder os limites especificados na Tabela 2.17. E o nível de ruído não deve ultrapassar os valores da Tabela 2.18.

Os critérios de aceitação do óleo isolante, após contato com o equipamento, são indicados na Tabela 2.19.

Tabela 2.17 – Limites de elevação de temperatura

Transformador imerso em óleo	Limites de elevação de temperatura [° C]					
	Dos enrolamentos			Do óleo	Das partes metálicas	
	Método da variação da resistência		Do ponto mais quente		Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a ela	Não em contato com a isolamento sólida e não adjacente a ela
	Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido		Do óleo		
Sem conservador ou gás inerte acima do óleo	55	60	65	50	Não devem atingir temperaturas superiores à máxima especificada para o ponto mais quente da isolamento adjacente ou em contato com esta.	A temperatura não deve atingir, em nenhum caso valores que venham a danificar estas partes, outras partes ou materiais adjacentes.
Com conservador ou gás inerte acima do óleo	55	60	65	55		
		65	70	80	65	

Tabela 2.18 – Níveis de ruído para transformadores em óleo

Nível médio de ruído [dB]	Potência nominal do transformador com 2 enrolamentos [kVA]
48	1 – 50
51	51 – 100
55	101 – 300
56	301 – 500

Tabela 2.19 – Características do óleo mineral isolante tipo A ou tipo B, após contato com o equipamento

Características		Método de Ensaio	Unidade	Valores garantidos		
				Mínimo	Máximo	
Tensão interfacial a 25 ° C		NBR 62345	mN/m	40	-	
Teor de água	$Un < 72,5 [kV]$	NBR 5755	mg/kg	-	25	
	$Un \geq 72,5 [kV]$				15	
Rigidez dielétrica	$Un < 72,5 [kV]$	NBR 6869	kV		30	
	$Un < 72,5 [kV]$	IEC 156			50	
	$Un \geq 72,5 [kV]$				70	
Fator de perdas Dielétricas ou Fator de dissipação	a 100° C	ASTM D 924	%	-	0,9	
					$Un \geq 72,5 [kV]$	0,6
	a 90° C	IEC 247			$Un < 72,5 [kV]$	0,7
					$Un \geq 72,5 [kV]$	0,5

2.3.3 – Ensaio Especiais

Os ensaios especiais são os seguintes:

- Ensaio de curto-circuito;

- Medição da impedância de seqüência zero em transformadores trifásicos;
- Medição dos harmônicos na corrente de excitação;
- Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante;
- Fator de potência do isolamento;
- Vácuo interno;
- Nível de tensão de radio-interferência;
- Ensaios para verificação do esquema de pintura interna e externa do transformador.

Os valores máximos de tensão de radio-interferência são 250 μV para tensão máxima de 15 kV, e 650 μV para tensões máximas de 24,2 kV e 36,2 kV.

Capítulo 03

Ensaio em Transformadores de Média Tensão ^[15] ^[16]

Neste capítulo são detalhados os ensaios realizados pelo Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá.

Dentre os ensaios citados pela normalização nacional, os seguintes são executados:

- Resistência do isolamento;
- Relação de tensões;
- Deslocamento angular;
- Perda em vazio;
- Corrente de excitação;
- Resistência elétrica dos enrolamentos;
- Perda em carga;
- Impedância de curto-circuito;
- Rigidez dielétrica do óleo isolante;
- Elevação de temperatura;
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico;
- Nível de tensão de rádiointerferência.

Com exceção dos ensaios de resistência do isolamento, ensaio de óleo isolante, tensão suportável nominal de impulso atmosférico e nível de tensão de rádiointerferência, os ensaios são realizados em uma bancada automatizada, a qual é apresentada com detalhes posteriormente, no item 3.12.

3.1 – Resistência do Isolamento ^[8]

O instrumento utilizado na verificação do isolamento entre enrolamentos e entre enrolamentos e massa (núcleo, carcaça, etc) é o Megôhmetro de 2.500 V, o qual é ilustrado na Figura 3.1.

A resistência determinada é um valor que dá idéia do estado de isolamento antes de se submeter o transformador aos ensaios dielétricos, embora sujeita a grandes variações devido à temperatura, umidade e qualidade do óleo empregado.

Os terminais de cada enrolamento do transformador devem ser curto-circuitados, e as medições devem ser realizadas nas ligações conforme indicado na Tabela 3.1. Com o megôhmetro ligado, mantém-se a tensão constante durante, no mínimo, 1 min e, em seguida, anota-se o valor obtido no megôhmetro, a tensão utilizada e a temperatura do enrolamento sob ensaio. Para esta última, o transformador deve estar em equilíbrio térmico com a temperatura ambiente.



Figura 3.1 – Megômetro

Tabela 3.1 – Ligações para ensaios de resistência de isolamento

<i>Transformador de 2 enrolamentos (no caso de ensaios sem cabo de blindagem)</i>	
de AT	para BT aterrado
de BT	para AT aterrado
de AT e BT	para terra
<i>Transformador de 2 enrolamentos (no caso de ensaios com cabo de blindagem)</i>	
de AT	Para BT aterrado
de BT	Para AT aterrado
de AT e BT	Para terra
de AT	Para terra (BT ligado à blindagem)
de BT	Para terra (AT ligado à blindagem)

3.2 – Relação de Tensões

O ensaio de relação de tensões, ou seja, a proporção existente entre as tensões primária e secundária, deve ser realizado aplicando-se a um dos enrolamentos uma tensão igual ou inferior à tensão nominal deste enrolamento, com frequência igual ou superior à nominal, e o transformador em vazio.

Para transformadores trifásicos, apresentando fases independentes e com terminais acessíveis, procede-se, indiferentemente, usando-se corrente monofásica ou trifásica, como for mais conveniente. Se o enrolamento onde a tensão é aplicada estiver ligado em estrela com neutro inacessível, usa-se corrente trifásica, procedendo-se como para transformadores monofásicos.

Para a obtenção da relação de tensões pode-se também utilizar um equipamento especial para este fim, o medidor de relação de tensões (TTR – “Transformer Turns Ratio”), que é basicamente um comparador de tensões.

3.3 – Deslocamento Angular

Este ensaio permite a obtenção dos elementos para verificação do diagrama fasorial das ligações do transformador trifásico.

Devem-se ligar os terminais de alta tensão a uma fonte de tensão reduzida, e conectar entre si os terminais de alta e baixa tensão da fase 1 (**H1** e **X1**, respectivamente). Em seguida, medir as tensões entre vários pares de terminais de acordo com a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Deslocamento angular e medição de verificação

	Deslocamento angular	Medição de verificação
Deslocamento angular 0°	<i>Ligação delta – delta</i>	Ligar – H1 a X1 Medir – H2 X2; H3 X2; H1 H2; H2 X3; H3 X3
	<i>Ligação estrela – estrela</i>	Relações de Tensões (1) H2 X3 = H3 X2 (2) H2 X2 < H1 H2 (3) H2 X2 < H2 X3 (4) H2 X2 = H3 X3
	<i>Ligação delta – ziguezague</i>	
Deslocamento angular 30°	<i>Ligação delta – estrela</i>	Ligar – H1 a X1 Medir – H3 X2; H3 X3; H1 H3; H2 X2; H2 X3
	<i>Ligação estrela – delta</i>	Relações de Tensões (1) H2 X2 = H3 X3 (2) H3 X2 < H1 H3 (3) H2 X2 < H2 X3 (4) H2 X2 < H1 H3
	<i>Ligação estrela – ziguezague</i>	

3.4 – Perda em Vazio

A perda em vazio deve-se ao fluxo principal estabelecido no circuito magnético que é acompanhado dos efeitos conhecidos por Histerese e correntes parasitas de Foucault, sendo função do valor, da frequência e da forma da tensão de alimentação. Deve ser referida à tensão senoidal pura, com fator de forma 1,11, e medida com tensão e frequência nominais na derivação principal, ou, quando medida em uma outra derivação, com a respectiva tensão. As ligações geralmente são feitas nos enrolamentos de baixa tensão pela maior facilidade na medição da corrente, porém de diferentes maneiras para transformadores trifásicos e monofásicos.

Ajustadas à frequência e a tensão para o valor nominal, deve-se fazer a leitura dos valores da frequência, tensão eficaz, potência, tensão média e corrente. Após desligar o transformador sob ensaio, deve-se fazer nova leitura de potência, a qual é subtraída da anterior, correspondente à perda no circuito de medição.

Mesmo com uma tensão de alimentação senoidal, esta pode ser distorcida pelos harmônicos que existem na corrente de excitação, dos quais o 3°, 5°, 7° e 9° são predominantes. Para a medição da perda em vazio com uma tensão com forma de onda distorcida, deve-se introduzir uma correção no valor medido da perda, para referi-la à tensão senoidal pura. Isto é válido tanto para transformadores monofásicos, quanto para trifásicos, quando o enrolamento delta é energizado.

A perda por Histerese é função do valor máximo da densidade do fluxo, que é função do valor médio da tensão de alimentação, enquanto a perda por correntes parasitas de Foucault é função do valor eficaz da tensão de alimentação. Em consequência, esta correção só é possível se os valores

médio e eficaz da tensão de alimentação forem medidos. A correção a ser feita na perda em vazio medida é realizada com base nas Equações 3.1 e 3.2.

$$W_0 = W_m \cdot \frac{100}{W_h \% + k \cdot W_f \%} \quad (3.1)$$

$$k = \left(\frac{U_{ef}}{1,11 \cdot U_{med}} \right)^2 \quad (3.2)$$

Onde,

W_0 – perda em vazio para tensão senoidal pura;

W_m – perda em vazio medida;

W_h – perda por histerese percentual relativa a W_m ;

W_f – perda por correntes parasitas de Foucault percentual relativa a W_m ;

U_{ef} – valor eficaz da tensão de alimentação;

U_{med} – valor médio da tensão de alimentação.

Os valores de W_h e W_f a serem substituídos na Equação 3.1 devem ser medidos, entretanto, na falta de tais valores, pode-se adotar os valores típicos de 50% para chapas laminadas a frio de grão orientado, em ambas as variáveis.

3.5 – Corrente de Excitação

Da mesma maneira que a perda em vazio, a corrente de excitação deve ser referida à tensão senoidal pura, com fator de forma 1,11, e medida com tensão e frequência nominais na derivação principal, ou, quando medida em uma outra derivação, com a respectiva tensão.

Para a sua medição, podem-se utilizar as mesmas ligações das utilizadas no ensaio de perdas em vazio, sem a necessidade de medir a potência. Deve-se ajustar a tensão nominal, e fazer a leitura da corrente média.

3.6 – Resistência Elétrica dos Enrolamentos

Neste ensaio deve-se registrar a resistência elétrica de cada enrolamento, dos terminais entre os quais é medida a resistência elétrica e da temperatura dos enrolamentos.

A medição deve ser efetuada com corrente contínua por um método de ponte, quando a corrente for menor que 1 A, ou queda de tensão. A corrente utilizada no ensaio não deve ser superior a 15% da corrente nominal do enrolamento considerado.

Na medição da resistência a frio, o tempo até a estabilização da corrente de medição deve ser registrado e utilizado para orientação ao efetuar medições de resistência a quente, após o desligamento da energia no ensaio de elevação de temperatura. Deve-se observar que o desligamento da fonte de

corrente contínua pode produzir sobretensões consideráveis, podendo danificar os instrumentos de medição.

A temperatura dos enrolamentos a frio pode ser considerada igual à temperatura média do óleo, desde que o transformador tenha estado desenergizado e em um ambiente de temperatura, tanto quanto possível, estável por tempo suficiente (3 a 8 h, dependendo do tamanho do transformador) para que haja equilíbrio térmico. A temperatura do óleo é, então, medida por meio de um ou mais termômetros ou pares termoeletrônicos imersos no óleo.

A temperatura média do óleo é tomada como a média das temperaturas do óleo no topo e no fundo, entretanto, em transformadores com potência nominal menor ou igual a 5.000 kVA, a diferença entre as temperaturas do óleo do topo e do fundo pode ser desprezível, sendo suficiente, neste caso, medir a temperatura do topo do óleo.

Ao medir a resistência a frio para fins de elevação de temperatura, deve-se tomar cuidado especial para uma determinação precisa de temperatura média do enrolamento. Para isto, a diferença entre as temperaturas do óleo no topo e no fundo não deve ultrapassar 5° C.

Os valores de resistência medidos na temperatura do meio circundante são convertidos para a temperatura de referência através da Equação 3.3.

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{\theta_2 + k}{\theta_1 + k} \quad (3.3)$$

Onde,

R_1 – resistência medida na temperatura θ_1 ;

R_2 – resistência medida na temperatura θ_2 ;

k – 234,5 para o cobre e 225 para o alumínio;

θ_1 – temperatura do meio circundante;

θ_2 – temperatura de referência.

3.7 – Perda em Carga

Na determinação da perda em carga, deve-se notar que elas dependem do carregamento do transformador. Isso sugere a necessidade de se estabelecer certo ponto de funcionamento, para a determinação da perda nos enrolamentos primário e secundário. Tal ponto é fixo como o correspondente ao funcionamento nominal do transformador.

Desde que se tenha a circulação de corrente por um dos enrolamentos, pela relação de tensão, o outro enrolamento também o terá, e nessas circunstâncias, a perda em carga é a denominada nominal.

No caso de transformadores monofásicos, deve-se ligar um dos enrolamentos do transformador em curto-circuito, e aplicar ao outro uma tensão na frequência nominal e de valor suficiente para circular corrente nominal. Em transformadores trifásicos, também se deve ligar em curto-circuito os 3 terminais

de alta tensão ou baixa tensão, e conectar aos outros 3 terminais uma fonte trifásica de tensões simétricas, na frequência nominal, ajustando o valor destas tensões, de modo a fazer circular corrente nominal. Geralmente a baixa tensão é curto-circuitada, pela maior facilidade e segurança, e esta tensão ajustada denomina-se tensão de curto-circuito deste enrolamento.

Os condutores utilizados para curto-circuitar o transformador devem ter seção igual ou superior à dos seus respectivos terminais, e devem ser tão curtos quanto possível e afastados de massas magnéticas. E para as medições devem-se utilizar wattímetros de baixo fator de potência (5% ou 10%), para se obterem leituras satisfatórias.

A leitura das medidas de tensão e corrente aplicada ao enrolamento e da potência absorvida pelo transformador em curto-circuito deve ser executada rápida e simultaneamente a intervalos suficientes, para a elevação de temperatura não causar erros significantes.

Determina-se a correção de potência, devida à carga dos instrumentos utilizados, através de uma nova leitura da potência depois de desligado o transformador sob ensaio e mantendo a mesma tensão aplicada no enrolamento, fato que resulta na Equação 3.4.

$$W_L = W_1 - W_2 \quad (3.4)$$

Onde,

W_L – potência realmente absorvida pelo transformador;

W_1 – potência aparente absorvida pelo transformador;

W_2 – potência devida à carga dos instrumentos.

A temperatura dos enrolamentos deve ser determinada antes e depois do ensaio, de acordo com o ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos. A média das 2 leituras deve ser considerada como a temperatura do ensaio.

A perda em carga de um transformador é composta pelas perdas ôhmicas (W_R), que aumentam com a elevação de temperatura e são determinadas pela soma das perdas $R^2 I^2$ (efeito joule) dos 2 enrolamentos, e pelas perdas adicionais (W_A), que diminuem com a elevação de temperatura.

Quando se deseja converter as perdas em carga de uma temperatura θ para outra temperatura de referência θ' , os dois componentes se convertem separadamente, como mostram as Equações 3.5 e 3.6.

$$W'_R = W_R \cdot \frac{k + \theta'}{k + \theta} \quad (3.5)$$

$$W'_A = W_A \cdot \frac{k + \theta}{k + \theta'} \quad (3.6)$$

Onde,

W'_R – perdas ôhmicas à temperatura θ' ;

- W'_A – perdas adicionais à temperatura θ' ;
 k – 234,5 para o cobre e 225 para o alumínio;
 θ – temperatura do ensaio;
 θ' – temperatura de referência.

Assim, as perdas em carga, na temperatura desejada, são fornecidas pela Equação 3.7.

$$W'_L = W'_A + W'_R \quad (3.7)$$

3.8 – Impedância de Curto-circuito

A impedância de curto-circuito referida ao enrolamento sob tensão é constituída pelas componentes resistiva e reativa, que são obtidas através das Equações 3.8 a 3.10.

$$Z = \frac{U_{cc}}{I_n} \quad (3.8)$$

$$R = \frac{W_L}{I_n^2} \quad (3.9)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (3.10)$$

Onde,

- Z – impedância de curto-circuito referida ao enrolamento sob tensão;
 U_{cc} – tensão de curto-circuito referida ao enrolamento sob tensão;
 I_n – corrente nominal do enrolamento;
 R – componente resistiva;
 X – componente reativa.

A impedância de curto-circuito é geralmente expressa em porcentagem. Neste caso, seu valor é idêntico ao da tensão de curto-circuito, em porcentagem, sendo determinado pelas Equações 3.11 a 3.13.

$$Z\% = \frac{U_{cc}}{U_n} \cdot 100 \quad (3.11)$$

$$R\% = \frac{W_L}{P_n} \cdot 100 \quad (3.12)$$

$$X\% = \sqrt{(Z\%)^2 + (R\%)^2} \quad (3.13)$$

Onde,

U_n – tensão nominal do enrolamento;

P_n – potência nominal do enrolamento.

A componente resistiva varia com a temperatura, enquanto que a componente reativa não. Assim, quando se deseja converter a impedância de curto-circuito de uma temperatura θ para outra temperatura de referência θ' , calcula-se o novo valor da componente resistiva com o valor da perda em carga corrigida, conforme mostram as Equações 3.14 e 3.15.

$$R' = \frac{W'_L}{I_n^2} \quad (3.14)$$

$$R\% ' = \frac{W'_L}{P_n} \cdot 100 \quad (3.15)$$

A impedância de curto-circuito, na temperatura de referência, é então calculada pelas Equações 3.16 e 3.17.

$$Z' = \sqrt{(R')^2 + (X)^2} \quad (3.16)$$

$$Z\% ' = \sqrt{(R\% ')^2 + (X\%)^2} \quad (3.17)$$

3.9 – Rigidez Dielétrica do Óleo Isolante ^[8]

Conhecendo-se a diferença de potencial entre 2 placas e também a distância entre as mesmas, a qual deve ser pequena, o campo elétrico pode ser suposto uniforme e dado pela Equação 3.18.

$$E_c = \frac{U_c}{d_c} \quad (3.18)$$

Onde,

E_c – campo elétrico;

U_c – diferença de potencial entre as placas;

d_c – distância entre as placas.

Conservando-se a distância constante e aumentando-se o valor de U_c , o campo cresce. Para um determinado valor de tensão, se o campo elétrico for suficientemente elevado para romper o dielétrico entre as placas, então ocorre uma descarga no dielétrico. Este valor do campo elétrico é denominado rigidez dielétrica.

O valor de U_c , que proporciona o rompimento do dielétrico é chamado de tensão de ruptura. O valor do campo necessário para a ruptura é tabelado de acordo com o dielétrico entre as placas, com uma máxima tensão por unidade de comprimento que se pode aplicar ao isolante. Naturalmente, esse valor nunca deve ser atingido na prática, trabalhando-se sempre, para segurança, em uma faixa bem menor.

A Figura 3.2 apresenta o analisador de rigidez dielétrica, onde o óleo isolante é colocado no recipiente cerâmico dentro do qual estão localizadas as placas. Efetuando o ensaio, pode-se determinar quanta diferença de potencial o óleo suporta por unidade de comprimento.



Figura 3.2 – Analisador de rigidez dielétrica

3.10 – Elevação de Temperatura

Este ensaio visa obter a elevação de temperatura dos enrolamentos sobre a temperatura do meio de resfriamento externo, referida à tensão, corrente e freqüência nominais. Em transformadores imersos em óleo, inclui a determinação da elevação de temperatura do topo do óleo e dos enrolamentos acessíveis.

Os transformadores devem estar completamente montados, com todos os acessórios ao seu funcionamento normal. O ensaio deve ser feito num lugar isento de correntes de ar e a temperatura ambiente deve ser medida por pelo menos 3 termômetros ou pares termoelétricos dispostos em torno do transformador, a uma distância de 1 m a 2 m e à meia altura dele. Eles devem ser protegidos de corrente e irradiação anormal de calor, inclusive de irradiação do próprio transformador. Se a temperatura ambiente estiver compreendida entre 10° C e 40° C, não se aplica correção do ensaio. Os erros devidos à demora entre as variações de temperatura do transformador e do ar de resfriamento podem ser evitados se o sistema de medição da temperatura ambiente tiver, aproximadamente, a mesma constante de tempo do transformador. Em caso de não conhecimento da constante de tempo do transformador, adota-se um valor de, aproximadamente 2 h. Deve ser considerada como temperatura ambiente a média das leituras feitas nestes termômetros ou pares termoelétricos, em intervalos iguais, durante o último quarto de duração do ensaio. A temperatura do ar de resfriamento deve ser a mais constante possível durante o ensaio, especialmente, durante a última quarta parte.

A elevação de temperatura do topo do óleo é obtida subtraindo-se a temperatura do meio refrigerante da temperatura do topo do óleo quando o transformador é alimentado com as perdas totais, medida por meio também de pares termoeletrônicos ou termômetros. A potência absorvida deve ser mantida em um valor constante. Se as perdas totais não puderem ser aplicadas, o ensaio pode ser efetuado com perdas menores, as mais próximas possíveis das totais e não inferiores a 80% delas. A seguinte correção deve, então, ser aplicada à elevação de temperatura do topo do óleo, determinada conforme Equação 3.19.

$$\Delta\theta_0 = \Delta\theta_r \cdot \left(\frac{W_T}{W_{Tr}} \right)^n \quad (3.19)$$

Onde,

$\Delta\theta_0$ – elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura do meio refrigerante, com perdas totais;

$\Delta\theta_r$ – elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura do meio refrigerante, com perdas reduzidas;

W_T – perdas totais;

W_{Tr} – perdas reduzidas;

n – 0,8 para circulação natural a ar.

A temperatura média do óleo é determinada com a diferença entre a temperatura do topo do óleo e a metade da queda de temperatura nos trocadores de calor. Em tanques com tubos ou radiadores montados, a queda da temperatura deve ser tomada com a diferença entre as temperaturas no alto e no fundo de um tubo de resfriamento ou elemento de radiador, medidas preferivelmente por pares termoeletrônicos fixados de forma a se ter um bom contato térmico. Deve ser escolhido um tubo de resfriamento ou um elemento de radiador, o mais próximo possível do meio de um lado do tanque.

A elevação de temperatura média do óleo é obtida subtraindo-se a temperatura do meio refrigerante da temperatura média do óleo, quando o transformador for alimentado com as perdas totais. A potência deve ser mantida constante. Em transformadores de potência nominal menor ou igual a 2.500 kVA, com circulação natural do óleo e tanques planos ou corrugados, com tubos ou radiadores montados nos tanques, a elevação de temperatura média é tomada como aproximadamente igual a 0,8 vezes a elevação de temperatura do topo do óleo.

Deve-se verificar a temperatura das partes metálicas sujeitas aos aquecimentos anormais, adjacentes aos terminais de saída ou aos terminais portadores de corrente.

A elevação de temperatura dos enrolamentos é obtida pelo método da variação de resistências, que consiste na determinação da temperatura comparando-se a resistência elétrica do enrolamento, na temperatura a ser determinada, com a sua resistência numa temperatura conhecida.

Quando se utilizar a temperatura média do óleo e não for possível fazer circular a corrente nominal no enrolamento sob ensaio, sem provocar, em outro enrolamento, corrente superior a 110% da

nominal, o ensaio pode ser executado com corrente não inferior a 90% da nominal, desde que, em nenhum outro enrolamento, seja excedido o valor de 110% da respectiva corrente nominal. Neste caso, a elevação de temperatura dos enrolamentos sobre a temperatura média do óleo é calculada por meio da Equação 3.20.

$$\Delta\theta_N = \Delta\theta_t \cdot \left(\frac{I_N}{I_t} \right)^m \quad (3.20)$$

Onde,

$\Delta\theta_N$ – elevação de temperatura do enrolamento sobre a temperatura do óleo, com corrente nominal;

$\Delta\theta_t$ – elevação de temperatura do enrolamento sobre a temperatura do óleo, com a corrente de ensaio;

I_N – corrente nominal do enrolamento;

I_t – corrente de ensaio;

m – 1,6 para circulação natural e não dirigida do óleo.

Se as condições anteriores não puderem ser satisfeitas, é necessário estabelecer um acordo entre fabricante e comprador para a realização do ensaio.

O método utilizado é o de curto-circuito, onde se coloca em curto-circuito o enrolamento de alta tensão ou de baixa tensão, e se faz circular no outro enrolamento uma corrente suficiente para resultar, nestas condições, as perdas totais correspondentes à temperatura de referência. Mantém-se esta condição até que a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a do meio de resfriamento externo atinja um valor constante.

Devem-se registrar a elevação de temperatura do topo do óleo e a elevação de temperatura média do óleo, ambas sobre a temperatura do meio de resfriamento externo.

A corrente no enrolamento é reduzida ao seu valor nominal e mantida constante durante 1 h, em seguida registra-se a temperatura da camada superior do óleo ou a temperatura média do óleo. Desliga-se o transformador e mede-se a resistência a quente dos enrolamentos, conforme descrito abaixo, para obter a partir dela a temperatura média de cada enrolamento.

$$\theta = \frac{R_\theta}{R_0} \cdot (k + \theta_0) - k \quad (3.21)$$

Onde,

R_0 – resistência a frio;

R_θ – resistência a quente;

θ_0 – temperatura correspondente a R_0 ;

θ – temperatura correspondente a R_θ ;

k – 234,5 para o cobre e 225 para o alumínio.

Deve ser efetuada uma série de medições de resistência entre 2 terminais do enrolamento, de modo que fique assegurada aproximação precisa até o desligamento. O levantamento desta série de medidas deve ser feito o mais rapidamente possível após o desligamento da fonte de energia e depois de cessado o efeito indutivo. Com os valores de resistência obtidos é traçada a curva dessa resistência em função do tempo, que deve ser extrapolada para resultar no valor da resistência no instante do desligamento do transformador. Devem ser obtidas, pelo menos, 3 leituras dentro dos primeiros 4 min no primeiro par de terminais em que é efetuada a medição. A mesma curva pode servir, mediante acordo entre fabricante e comprador, de orientação para obter-se a resistência no instante de desligamento dos outros enrolamentos de fase do transformador, uma vez que se tenha obtido deles um valor de resistência no menor intervalo de tempo possível, de preferência dentro de 4 min após o desligamento da fonte de energia.

Se necessário, o ensaio de elevação de temperatura pode ser retomado, fazendo-se circular a corrente nominal durante 1 h, de forma que as primeiras leituras em qualquer grupo de enrolamentos possam ser completadas dentro dos 4 min exigidos.

A determinação gráfica da resistência no instante do desligamento é efetuada pela extrapolação direta da curva de tendência evidente traçada em coordenadas retangulares a partir das medições das resistências dos enrolamentos em intervalos de tempo iguais.

A elevação de temperatura de cada enrolamento, referida a tensão, corrente e frequência nominais, obtida por este método, é a soma da elevação de temperatura do óleo sobre a do meio de resfriamento externo, com a elevação de temperatura do enrolamento considerado sobre a do óleo.

As condições devem ser mantidas até se atingir um valor constante de elevação de temperatura da superfície do óleo, sobre a temperatura do meio refrigerante. O ensaio não deve ser considerado completo, enquanto o incremento na elevação de temperatura não for inferior a 3° C em 1 h, tendo-se certeza de que a maior elevação de temperatura não excede o limite normalizado, mesmo se o ensaio for continuado até equilíbrio térmico. As temperaturas devem ser lidas, bem como após o desligamento da alimentação.

3.11 – Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico

O ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico visa, fundamentalmente, a verificação do isolamento interno do transformador, quando este é solicitado por ondas de sobretensão de origem atmosférica.

Os transformadores devem estar completamente montados como em funcionamento, desenergizados e à temperatura ambiente. As buchas e comutadores devem ser especificados, construídos e ensaiados de acordo com as normas correspondentes.

A repetição periódica deste ensaio não é recomendável, devido às severas solicitações que a isolamento é submetida durante sua execução.

O ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico é realizado utilizando-se um gerador de impulso “Haefely” apresentado nas Figuras 3.3 a 3.6.



Figura 3.3 – Mesa de comando



Figura 3.4 – Capacitores e resistências



Figura 3.5 – Centelhador externo



Figura 3.6 – Divisor de tensão

O circuito do gerador possui 2 conexões usuais para este ensaio, a 3S2P que possui 3 grupos em série de 2 capacitores em paralelo e atinge uma tensão máxima de 225 kV, e a 2S3P que possui 2 grupos em série de 3 capacitores em paralelo e atinge uma tensão máxima de 150 kV. Ambas as conexões estão nas Figuras 3.7 e 3.8, sendo que os parâmetros do circuito estão na Tabela 3.3.

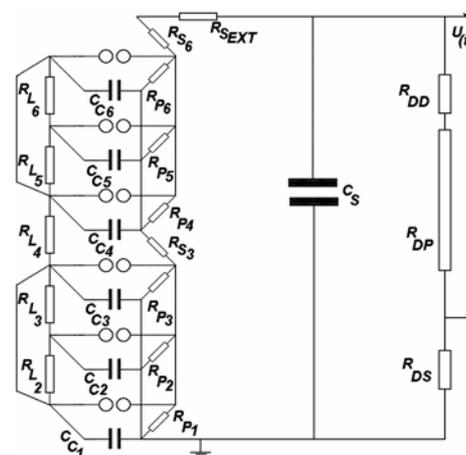
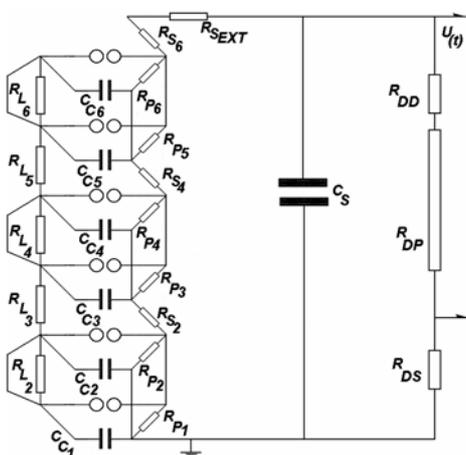


Figura 3.7 – Circuito do gerador com conexão 3S2P Figura 3.8 – Circuito do gerador com conexão 2S3P

Tabela 3.3 – Parâmetros do gerador

Gerador de impulso Haefely – 450 kV – 1,2 kJ	
$R_L = 6750 \Omega$	$R_P = 1020 \Omega$
$R_{SI} = 10 \Omega$	$R_{SEXT} = 280 \Omega$
$R_{DD} = 400 \Omega$	$R_{DP} = 30940 \Omega$ $R_{DS} = 75 \Omega$
$C_C = 0,075 \mu F$	$C_S = 1200 \mu F$
Shunts = 25, 10, 5 e 2 Ω	Pearson = 10/1
<i>Terminação do divisor</i>	Burch
<i>Relação do divisor</i>	1,314

O transformador deve suportar os ensaios de impulso atmosférico, sem que se produzam descargas disruptivas e sem que haja evidência de falha.

Recomenda-se utilizar durante o ensaio as derivações extremas e a principal, adotando uma derivação diferente em cada fase de um transformador trifásico ou em cada transformador monofásico destinado a formar um banco trifásico, uma vez que as solicitações dielétricas são distribuídas diferentemente em função da derivação no qual o transformador está ligado e do seu projeto.

O ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico deve ser feito com impulsos plenos e cortados com polaridade negativa para transformadores imersos em óleo, os quais são aquisitados utilizando-se um osciloscópio “Tektronix” de 4 canais, o qual está ilustrado na Figura 3.9. Tais impulsos devem ser normalizados, com um tempo virtual de frente (de 30% a 90% do valor de crista na subida da onda) de 1,2 μs e tempo virtual de cauda (até 50% do valor de crista na descida da onda) de 50 μs , sendo designados por 1,2/50. Essa verificação deve ser realizada aplicando-se impulsos com valor inferior ao valor reduzido, estando o transformador já conectado ao circuito de ensaio. Os impulsos cortados devem ser impulsos plenos normalizados cortados por um centelhador externo entre 2 μs e 6 μs após o zero virtual.

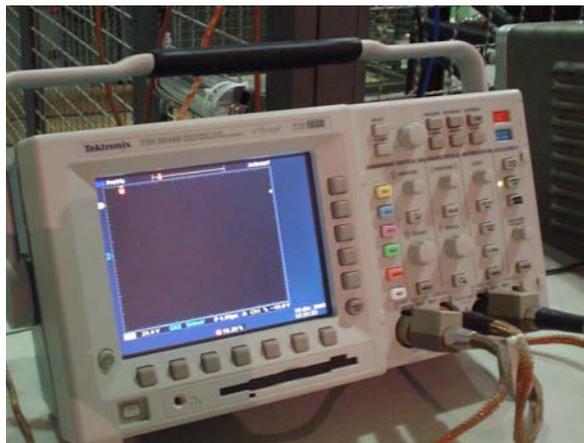


Figura 3.9 – Osciloscópio

A conexão de transformadores trifásicos e monofásicos ao circuito é apresentada nas Figuras 3.10 e 3.11.

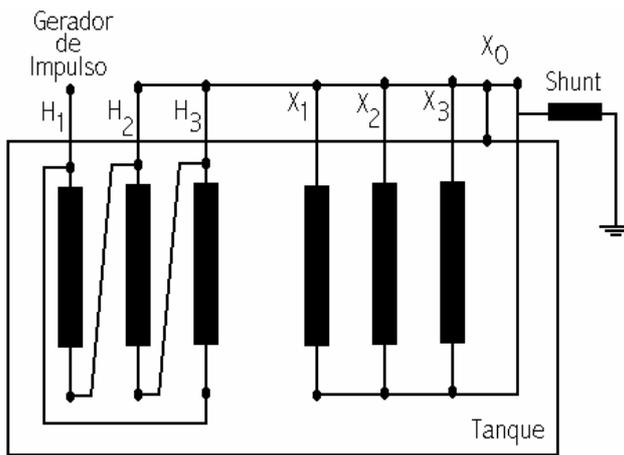


Figura 3.10 – Conexão do transformador trifásico

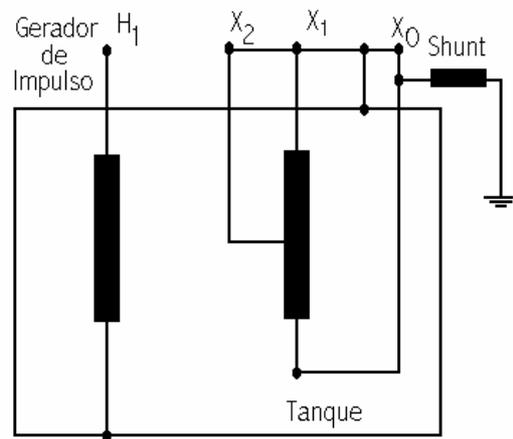


Figura 3.11 – Conexão do transformador monofásico

Caso não se consiga a forma de impulso normalizada, deve-se alterar a resistência de frente do gerador (R_{SEXT}) a fim de ajustar o tempo de frente, e as resistências de cauda (R_P) a fim de se ajustar o tempo de cauda. O conjunto de resistores disponível para tais ajustes está nas Figuras 3.12 e 3.13.



Figura 3.12 – Resistores de frente Figura 3.13 – Resistores de cauda

Na execução do ensaio admitem-se variações na forma de impulso especificada de $\pm 3\%$ no valor de crista, $\pm 30\%$ no tempo de frente, $\pm 20\%$ no tempo de cauda, 25% do valor de crista nas oscilações na frente do impulso até o ponto correspondente a 50% do seu valor e 5% do valor de crista nas oscilações de amplitude nas vizinhanças da mesma.

Havendo descarga de contorno no circuito ou em um centelhador da bucha, ou falha no osciloscópio, deve ser desprezada a aplicação que ocasionou a falha e realizada outra aplicação.

O ensaio é feito aplicando-se em todos os terminais de linha dos enrolamentos sob ensaio e na ordem mencionada:

- 1 impulso pleno normalizado com o valor reduzido;
- 1 impulso pleno normalizado com o valor especificado;
- 1 ou mais impulsos cortados com o valor reduzido;
- 2 impulsos cortados com o valor especificado;
- 2 impulsos plenos normalizados com o valor especificado.

Os oscilogramas registrados simultaneamente são de tensão do impulso aplicado no transformador, proveniente direto do divisor de tensão, e de corrente entre tanque e terra, proveniente do derivador – “*shunt*” e do transformador de corrente impulsiva – “*pearson*”, localizados entre a terra e o tanque, os quais são ilustrados na Figura 3.14, bem como as pontas de prova utilizadas que são ilustradas na Figura 3.15.



Figura 3.14 – Pearson e shunt



Figura 3.15 – Pontas de prova

Na aplicação de impulsos cortados, recomenda-se obter, na medida do possível, o mesmo tempo até o corte, tanto para os impulsos com o valor especificado, como para os impulsos com valor reduzido. Recomendam-se como tempos de varredura $5 \mu\text{s}$ a $15 \mu\text{s}$ para ensaios com impulsos cortados e respectivas correntes, e $50 \mu\text{s}$ a $100 \mu\text{s}$ para ensaios com impulsos plenos e $50 \mu\text{s}$ a $500 \mu\text{s}$ para as respectivas correntes.

A comparação dos oscilogramas é feita entre os impulsos plenos normalizados com valor especificado entre si e com o do impulso pleno normalizado com valor reduzido, entre as correntes resultantes dos impulsos anteriores, e dos impulsos cortados com o valor especificado entre si e com os dos impulsos cortados com valor reduzido.

Qualquer diferença não explicável verificada nas comparações anteriores pode ser indicação de falha no transformador. No caso de impulsos cortados, o registro de corrente no neutro ou qualquer outro registro suplementar apresenta a superposição de fenômenos transitórios devidos à frente do impulso original e ao corte. Deve-se, portanto, levar em conta possíveis variações, mesmo ligeiras, do tempo até o corte. A parte subsequente do oscilograma sofre, então, modificação difícil de ser distinguida do registro de uma falha. Os registros dos 2 últimos impulsos plenos normalizados com o valor especificado constituem um critério suplementar de detecção de falha, mas não constituem por si próprios um critério de avaliação do ensaio de impulso cortado.

Se houver dúvidas sobre a interpretação de discrepâncias nos registros, devem ser feitas, no máximo, 3 aplicações do impulso em dúvida no terminal em questão, com o valor especificado, ou deve ser repetido nele o ensaio completo. Se tais discrepâncias persistirem, elas devem ser investigadas.

Ausências de diferenças significativas entre os registros dos impulsos plenos e cortados normalizados, efetuados com valor reduzido e com o valor especificado, bem como entre os registros

das respectivas correntes, constituem evidência da isolação ter suportado o ensaio. A interpretação de oscilogramas de ensaios, e a distinção entre perturbações erráticas e reais registros de falha requerem muita experiência e perícia. A não-ocorrência de descarga disruptiva no centelhador ou na bucha durante a aplicação de impulsos cortados, tendo o oscilograma indicado corte no impulso de tensão, é sinal evidente de descarga disruptiva, seja no interior do transformador, seja no circuito de ensaio.

O desprendimento de bolhas e fumaça através do óleo do transformador constitui sinal evidente de falha. O aparecimento de bolhas claras pode constituir, ou não, evidência de falha, visto que elas podem ser causadas por ar retido no interior do transformador. Neste caso, a providência de tais bolhas deve ser investigada e o transformador reensaiado. Ruídos anormais dentro do transformador, durante a aplicação de qualquer dos impulsos, podem ser sinal de falha. Tais ruídos devem ser investigados.

3.12 – Bancada Automatizada de Ensaio de Rotina

Como mencionado no início deste capítulo, os ensaios de rotina são realizados através de uma bancada de comando composta por 3 módulos desenvolvidos pelo Professor José Manuel Esteves, os quais são *TTR Eletrônico*, *Ponte Kelvin Eletrônica* e *Trans4*. Este último controla um variac motorizado e efetuam as medições de tensões e correntes aplicadas, todos conectados a um micro computador do tipo *PC* através de porta serial *RS232*, permitindo através dos softwares adequados à impressão de relatórios referentes aos ensaios de cada unidade.

Para melhor adequação dos procedimentos de ensaio a bancada ainda abriga os respectivos contadores, TCs, TPs, botoeiras, terminais de conexões para medição, fusíveis, etc. Esta permite a realização dos ensaios observando-se procedimentos bastante seguros para o operador e demais presentes sem expô-los a riscos desnecessários e/ou inconvenientes, pois prevê uma série de proteções para que não haja exposição a partes energizadas em alta tensão nem operação de risco, tal como a abertura do curto-circuito do lado de baixa do transformador, com o mesmo energizado.

A seguir são apresentados vários detalhes a respeito da bancada nas Figuras 3.16 a 3.31.



Figura 3.16 – Bancada de ensaios

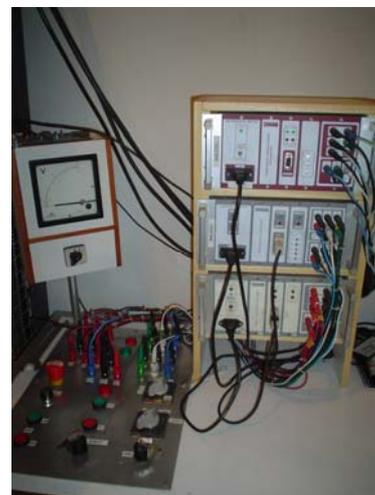


Figura 3.17 – Detalhes dos módulos e dos comandos



Figura 3.18 – Detalhes dos componentes



Figura 3.19 – Detalhes dos TCs



Figura 3.20 – Detalhes dos contatores e fusíveis



Figura 3.21 – Detalhes dos TPs



Figura 3.22 – Transformador de alimentação e variac

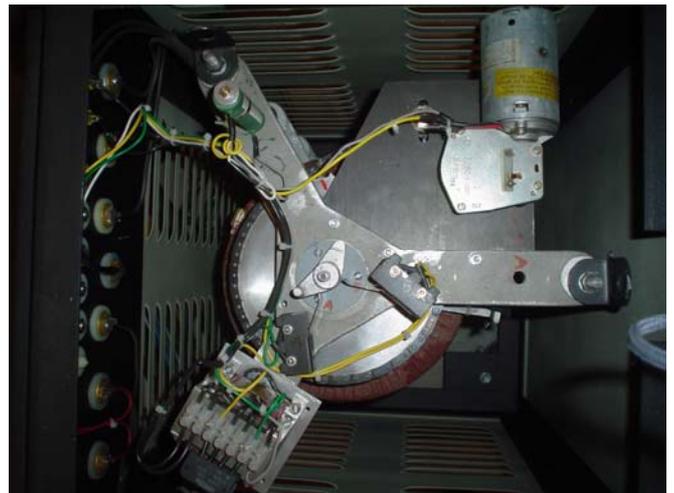


Figura 3.23 – Detalhes da motorização do variac

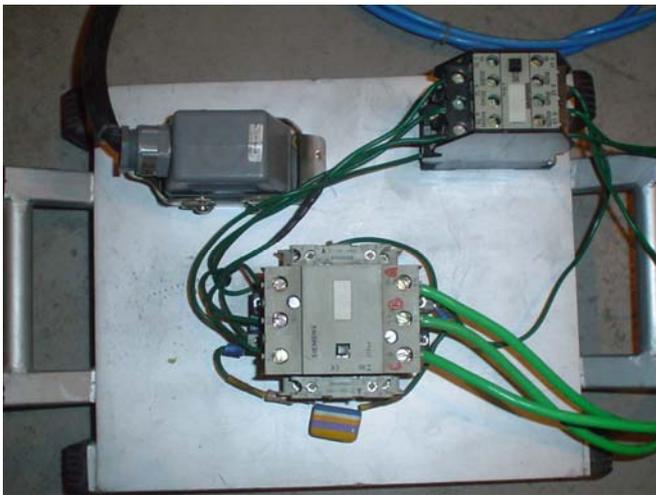


Figura 3.24 – Conector 01

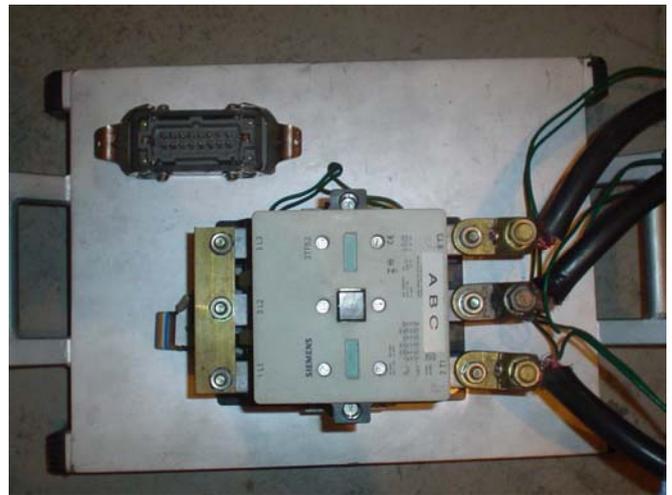


Figura 3.25 – Conector 02



Figura 3.26 – Software de ensaio em vazio e em curto-circuito



Figura 3.27 – Software de ensaio de relação de tensão

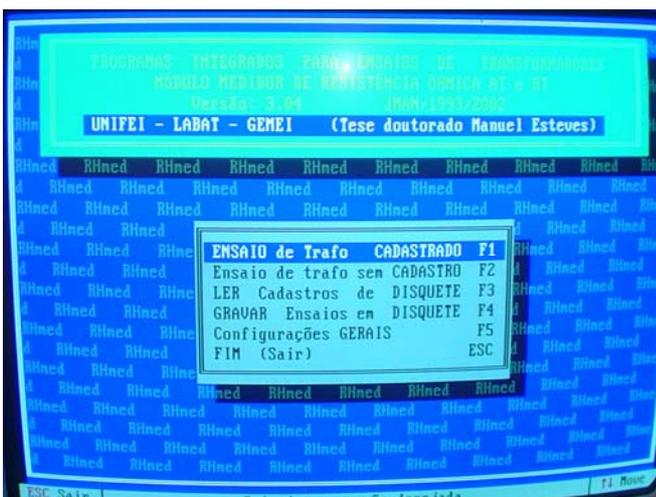


Figura 3.28 – Software de ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos

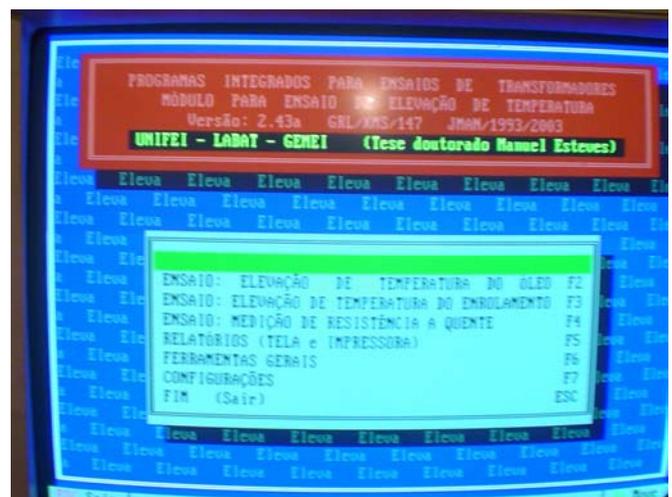


Figura 3.29 – Software de ensaio de elevação de temperatura



Figura 3.30 – Cella de ensaios



Figura 3.31 – Execução de ensaios

Capítulo 04

Análise de Projeto de Reforma de Transformadores de Média Tensão

Este capítulo tem por objetivo apresentar e comentar os procedimentos, critérios e exigências mínimas que devem ser atendidas quando da recuperação de transformadores de média tensão utilizados nas redes aéreas de distribuição urbana e rural na área de concessão da AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia Elétrica S.A..

Para tanto são consideradas as especificações e os padrões do material em referência, definidos nas normas brasileiras registradas – NBR da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, particularizando-os para as normas técnicas AES-SUL, acrescidos das modificações baseadas nos resultados de desempenho destes materiais.

4.1 – Condições Gerais

4.1.1 – Condições de Serviço

Os transformadores abrangidos nessa especificação devem ser adequados para operar sob as condições definidas no item 2.2.1 do Capítulo 2, com exceção da temperatura ambiente, a qual deve variar de -5°C até 40°C , com média diária não superior a 35°C , e ainda a umidade relativa do ar deve ser de até 100% e precipitação pluviométrica média anual de 1.500 mm a 3.000 mm, expostos ao sol, à chuva e a poeira.

Os fornecedores devem providenciar a tropicalização e tudo mais que for necessário para o bom desempenho dos transformadores nas condições objeto deste item.

Os transformadores aqui especificados são aplicáveis a sistemas de distribuição de energia elétrica com as características mostradas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Características do sistema de distribuição de energia da AES-SUL

<i>Tensão nominal do sistema</i>	13,8 kV	23,0 kV
<i>Tensão máxima de operação do sistema (fase-fase)</i>	14,5 kV	24,5 kV
<i>Neutro</i>	Multiaterrado $X0/X1 \leq 3$ $R0/R1 \leq 1$	Multiaterrado $X0/X1 \leq 3$ $R0/R1 \leq 1$
<i>Tensão máxima admissível fase-terra em caso de falta</i>	15 kV	25 kV
<i>Nível básico de isolamento (NBI)</i>	110 kV	150 kV
<i>Potência máxima de curto-circuito do sistema</i>	430 MVA	560 MVA

Os transformadores que não permitam trabalhos de recuperação devem ser objetos de verificação pela inspeção da AES-SUL, sendo essas peças devolvidas para substituição.

Deve ser emitido certificado de garantia individual para cada transformador.

4.1.2 – Identificação dos Transformadores

Todos os transformadores devem possuir placa de identificação original, rebitada em suporte soldado na parede do tanque, com afastamento mínimo de 20 [mm] do tanque, localizada no lado de baixa tensão, de modo a permitir a leitura das características com o transformador instalado, e uma placa da recuperadora próxima da original.

Havendo necessidade de repotencialização do transformador, a placa de identificação do equipamento deve ser da recuperadora. A recuperadora deve enviar junto com o transformador repotencializado, relatório técnico justificando sua repotencialização.

Todas as informações especificadas no item 2.1 do Capítulo 2 devem ser gravadas em português de forma legível e indelével. E ainda deve ser gravados a logomarca da AES e o código de registro do fabricante no transformador.

4.1.3 – Embalagem

O acondicionamento dos transformadores deve ser efetuado de modo a garantir um transporte seguro em quaisquer condições e limitações que possam ser encontradas, e ainda possibilitar o remonte de conjuntos inutilizados sempre que necessário e não podem apresentar rachaduras, trincas e sinais de deterioração, sendo que a AES-SUL considera para efeito de garantia da embalagem o mesmo período do material.

A quantidade de materiais por embalagem deve ser definida pela AES-SUL, salvo em casos previamente autorizados. Toda discordância encontrada entre o manual de embalagens e as embalagens fornecidas são passíveis de multa e desconto na fatura do material a título de ressarcimento de prejuízos.

Cada volume de embalagem deve apresentar externamente marcação indelével e facilmente legível, com pelo menos os seguintes dados:

- Número ou marca do fornecedor;
- Quantidade e descrição do material;
- Número e item da ordem de compra (contrato);
- Massa total do volume (massa bruta).

Marcações adicionais podem ser usadas e devem ser indicadas na ordem de compra ou nas instruções de embarque.

4.1.4 – Montagem para Entrega

Os transformadores devem ser fornecidos completamente montados, cheios de óleo isolante, com as buchas e terminais, dispositivos de aterramento e acessórios solicitados prontos para operação, e entregues a AES-SUL devidamente embalados.

4.2 – Condições Específicas

4.2.1 – Materiais

4.2.1.1 – Buchas e Terminais

As buchas devem ser de porcelana vidrada, com as características elétricas exigidas pela AES-SUL e pelas normas NBR5034, NBR5435, NBR5437 e NBR5438, nas cores cinza claro (notação *Munsell N6.5* ou *5.0 BG7.0/0.4*) ou marrom escuro (notação *Munsell 5.0 YR 3.0/3.0*). Como se trata de recuperação de transformadores podem ser usadas as buchas originais desde que não se apresentem lascas, queimadas por descarga, sinais de trinca, etc.

Os terminais primários e secundários, bem como os parafusos de ligação e porcas (quando aplicável), devem ser de liga de cobre totalmente estanhados, conforme as normas NBR5435, NBR5437 e NBR5438, com camada de estanho com espessura mínima de 8 μm para qualquer amostra e 12 μm na média das amostras. Podem ser aproveitados os originais desde que os mesmos encontrem-se em estado de novos, devendo ser submetidos a uma nova estanhagem.

4.2.1.2 – Tanque e Radiadores

O corpo, fundo e tampa do tanque devem ser de chapa de aço conforme Tabela 2.3 do Capítulo 2. Os radiadores devem ser de chapa de aço ou de tubos de aço, conforme item 2.1 também do Capítulo 2. A pintura deve ser conforme especificação da AES-SUL, porém deve ser refeita a cada recuperação do transformador.

4.2.1.3 – Juntas de Vedação

Devem ser de elastômetro apropriado, conforme item 2.1 do Capítulo 2. A cada recuperação do transformador, todas as juntas de vedação devem ser trocadas por novas. Não devem apresentar sinal de pintura.

4.2.1.4 – Núcleo

Deve ser de chapa de aço-silício isolada, ou material de qualidade superior, de forma a atender ao limite de perdas em vazio especificado na NBR5440 ^[17], conforme Tabelas 2.12 a 2.15 e último parágrafo do item 2.3.3 do Capítulo 2. Pode ser aproveitado o núcleo original.

Transformadores a serem recuperados e que apresente problemas no núcleo devem ser indicados com círculo vermelho para evitar novas recuperações.

A corrente de excitação máxima aceitável para todas as peças é de 30% acima do valor de norma.

4.2.1.5 – Enrolamentos

Devem ser de cobre, conforme projeto da recuperadora, de forma a atender às características elétricas especificadas na NBR5440, conforme as mesmas Tabelas 2.12 a 2.15 do Capítulo 2. Não podem ser aproveitados enrolamentos do transformador apresentado para recuperação, nem em parte nem total. Todos os enrolamentos devem ser obrigatoriamente novos.

4.2.1.6 – Óleo Isolante

O óleo isolante deve obedecer às especificações do item 2.1 do Capítulo 2, e ainda ser isento de ascaréis, não inibido. Deve ter aparência clara e límpida e ser isento de matérias em suspensão ou sedimentadas. Os valores limites das características físico-químicas dos referidos tipos de óleo devem obedecer às especificações contidas na Tabela 2.2 também do Capítulo 2. Pode ser utilizado óleo regenerado na recuperação de transformadores.

4.2.1.7 – Placa de Identificação

Deve obedecer às especificações do item 2.1 do Capítulo 2, e ainda manter a placa original, sempre que possível, além de uma placa própria da recuperadora fixadas próximas. Se, na recuperação houver alteração das características elétricas do transformador, a AES-SUL deve ser informada e, se aceita anotada em placa própria da recuperadora, sem eliminação da placa anterior. A fixação da placa ao seu suporte deve ser por meio de rebites de material resistente à corrosão.

4.2.1.8 – Ferragens

As ferragens externas devem ser zincadas a quente, conforme NBR6323. O processo deve ser aplicado às peças acabadas, exceção feita aos furos roscados para fixação do dispositivo de aterramento. A espessura e a massa do revestimento de zinco devem ser conforme Tabela 1 da NBR8158. Como exceção, somente para o caso de transformadores com buchas fixadas externamente, os prisioneiros soldados podem ser pintados. As ferragens internas não pintadas devem ser zincadas a quente, conforme NBR6323 e Tabela 1 da NBR8158 ou serem oxidadas.

4.2.2 – Pintura

Os transformadores devem ser jateados e pintados, sendo sua pintura interna conforme item 5.11.1 da NBR5440^[17] e sua pintura externa conforme item 5.11.2 da NBR5440, sendo que a tinta de acabamento deve ter cor cinza claro, notação *Munsell 5BG7/0.4* ou *N6.5*.

Transformadores a serem recuperados pela última vez devem ser indicados com círculo vermelho para evitar novas recuperações.

4.2.3 – Acessórios

4.2.3.1 – Dispositivo de Aterramento

O conector de aterramento, bem como o parafuso de ligação e porca, deve ser de liga de cobre totalmente estanhados, com camada de estanho com espessura mínima de 8 μm para qualquer amostra e 12 μm na média das amostras.

Podem ser aproveitados os originais desde que se encontrem em estado de novos, sendo submetidos a uma nova estanhagem.

4.2.3.2 – Suporte para Fixação em Poste

Os transformadores devem possuir dois suportes, soldados ao tanque. Devem suportar perfeitamente o peso do transformador e permitir sua adequada instalação em postes duplo **T** ou circular, por meio de parafusos ou cintas. O suporte superior deve ser provido de furo lateral com rosca, posicionamento para o lado da bucha **X0** ou **X1**, sem pintura nesta rosca, para permitir a montagem com bom contato elétrico do dispositivo de aterramento.

4.2.3.3 – Orelhas de Suspensão

As orelhas de suspensão devem obedecer às especificações do item 2.1 do Capítulo 2.

4.2.4 – Características Elétricas

Os transformadores devem atender aos valores especificados na NBR5440, conforme valores identificados nos itens 4.2.1.4 e 4.2.1.5 deste capítulo. As condições de funcionamento estão especificadas no item 4.1.1 também deste capítulo.

4.2.5 – Características Construtivas

4.2.5.1 – Montagem das Buchas e Marcação dos Terminais

As buchas de alta tensão devem ser montadas sobre a tampa, e as buchas de baixa montadas na parede lateral do tanque, do mesmo lado que os suportes para fixação em poste.

As buchas de alta e baixa tensão devem ser identificadas por meio de marcação externa indelével, cor preta (notação *Munsell N1*).

Os terminais primários e secundários devem suportar o torque de ensaio conforme indicado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Torque suportável nos parafusos dos terminais e dispositivo de aterramento

Parafuso/Porca	Torque suportável na instalação [Nm]	Torque de ensaio [Nm]
M10	3,0	3,6
M12	4,7	5,6
M16	7,6	9,1

4.2.5.2 – Montagem do Tanque e Radiadores

O tanque não tem respirador, devendo, portanto, funcionar hermeticamente fechado e ser de construção robusta para suportar a variação da pressão interna, bem como o peso próprio quando suspenso. Deve apresentar uma linha ou outra indicação bem marcada em seu interior, para indicar o nível de óleo à temperatura de 25° C.

A tampa deve ser fixada ao tanque por meio de dispositivo adequado com parafusos e porcas, proporcionando vedação perfeita.

Os radiadores devem ser montados de tal forma que não impeçam e nem tornem inadequada a instalação do transformador em poste ou a saída de condutores de baixa tensão.

4.2.5.3 – Limites de Elevação de Temperatura

A elevação máxima de temperatura dos enrolamentos e do óleo sobre o meio ambiente estão especificadas na Tabela 2.17 do Capítulo 2.

Como na recuperação cada transformador pode ser de projetos e fabricante diferentes, inviabilizando o ensaio de aquecimento em todas as peças, o recuperador deve ter método de cálculo capaz de determinar os valores de elevação de temperatura que são obtidos após a recuperação. A inspeção da AES-SUL, a seu critério, pode escolher uma ou mais peças de cada lote para realizar o ensaio. Caso ocorra elevação de temperatura acima do permissível, esta peça deve ser encaminhada a recuperadora para em conjunto com a AES-SUL tentar determinar o problema e a melhor solução.

4.2.5.4 – Nível de Ruído

O nível médio de ruído audível permitido deve ser conforme Tabela 2.18 do Capítulo 2.

4.2.5.5 – Derivações, Janela de Inspeção e Ligações Internas

Os transformadores devem possuir derivações conforme a Tabela 2.6 do Capítulo 2, sendo as ligações internas feitas conforme indicado na placa. Em transformadores trifásicos a conexão da alta tensão deve ser em delta, e da baixa tensão em estrela com neutro acessível.

Todos os transformadores monofásicos de 1 e 2 buchas cuja relação seja 13,8 kV/230 V/115 V ou 23,1 kV/230 V/115 V devem ter o secundário rebobinado para 220 V.

4.2.5.6 – Demais Características Construtivas

Conforme as normas NBR5440 ^[17] e NBR5356 ^[15].

4.3 – Ensaio

4.3.1 – Relação de Ensaio

Para comprovação das características de projeto, material e mão-de-obra são exigidos os seguintes ensaios, uma vez que os transformadores devem ser recuperados como se novos fossem:

- Inspeção geral;
- Verificação dimensional;
- Tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada);
- Tensão induzida;
- Nível de ruído;
- Resistência do isolamento;
- Tensão induzida no primário;
- Relação de tensões;
- Deslocamento angular e seqüência de fases;
- Corrente de excitação;
- Perdas em vazio e em carga;
- Tensão de curto-circuito;
- Resistência elétrica dos enrolamentos;
- Elevação de temperatura;
- Estanqueidade e resistência à pressão interna;
- Ensaio do óleo isolante;
- Ensaio da pintura;
- Vedação;
- Zincagem;
- Torque nos terminais;
- Estanhagem dos terminais.

É importante ressaltar que a amostragem para qualquer ensaio pode ser de 100% ou menor, a critério do inspetor da AES-SUL.

Os ensaios relacionados não invalidam a realização, por parte do fornecedor, daqueles que julgar necessários ao controle de qualidade do seu produto.

4.3.2 – Classificação dos Ensaio

4.3.2.1 – Ensaio de Recebimento

São os ensaios relacionados na Tabela 4.3, realizados nas instalações do fornecedor ou da AES-SUL, na presença de inspetor da AES-SUL, por ocasião do recebimento de cada lote.

4.3.2.2 – Ensaio Complementares

São os ensaios relacionados na Tabela 4.3, realizados nas instalações de órgão tecnicamente capacitado, na presença de inspetor da AES-SUL, por ocasião do recebimento de cada lote.

4.3.3 – Execução dos Ensaio

Os ensaios devem ser executados conforme descrito no Capítulo 3 e estar de acordo com as normas e/ou especificações da AES-SUL.

As características dos aparelhos e instrumentos utilizados durante os ensaios devem estar aferidas por laboratório credenciado pelo INMETRO.

As aferições dos equipamentos de medição devem ter prazo de validade máxima de 1 ano.

Tabela 4.3 – Relação dos ensaios de tipo, recebimento e complementares

Descrição dos ensaios	Recebimento	Complementares
<i>Inspeção geral</i>	X	X
<i>Verificação dimensional</i>	X	X
<i>Tensão aplicada</i>	X	X
<i>Tensão induzida</i>	X	X
<i>Nível de ruído</i>		X
<i>Resistência do isolamento</i>	X	X
<i>Tensão induzida no primário</i>	X	X
<i>Relação de tensões</i>	X	X
<i>Deslocamento angular e seqüência de fases</i>	X	X
<i>Corrente de excitação</i>	X	X
<i>Perdas em vazio e totais</i>	X	X
<i>Tensão de curto-circuito</i>	X	X
<i>Resistência elétrica dos enrolamentos</i>	X	X
<i>Elevação de temperatura</i>		X
<i>Estanqueidade e resistência à pressão interna</i>	X	X
<i>Características físico-químicas do óleo isolante</i>	X	X
<i>Características da pintura</i>	X	X
<i>Vedação</i>	X	X
<i>Zincagem</i>	X	X
<i>Torque nos terminais</i>	X	X
<i>Estanhagem dos terminais</i>	X	X

4.3.3.1 – Inspeção Geral

- Material e acabamento: deve atender os requisitos mencionados – item 4.2.1 deste capítulo;
- Características construtivas: devem atender os requisitos mencionados – item 4.2.5 deste capítulo;
- Acessórios: devem atender os requisitos mencionados – item 4.2.3 deste capítulo;
- Identificação: deve atender os requisitos mencionados – item 4.1.2 deste capítulo;
- Embalagem: deve atender os requisitos mencionados – item 4.1.3 deste capítulo.

Constitui falha a não conformidade de qualquer uma das características verificadas com as especificadas pela AES-SUL. O inspetor deve abrir um mínimo de 3 peças para verificação da qualidade do serviço executado.

4.3.3.2 – Verificação Dimensional

O inspetor da AES-SUL deve ser informado pela reformadora sobre qualquer desconformidade nas dimensões em relação à norma citada, para fins de avaliação.

4.3.3.3 – Tensão Suportável Nominal à Freqüência Industrial 100 % (Tensão Aplicada)

Constitui falha a ocorrência de descarga disruptiva ou qualquer dano a algum componente do transformador, sob a tensão de ensaio especificada nas Tabelas 2.7 e 2.8 do Capítulo 2.

4.3.3.4 – Tensão Induzida 100 %

Constitui falha a ocorrência de descarga disruptiva ou qualquer dano a algum componente do transformador, sob a tensão de ensaio especificada no item anterior.

4.3.3.5 – Nível de Ruído

Constitui falha a ocorrência de níveis de ruído superior ao especificado.

4.3.3.6 – Resistência de Isolamento

Este ensaio não é reprovatório e sim apenas precaução preliminar na execução de ensaios dielétricos, bem como referência para futuras manutenções e cuidados preliminares a energização do transformador.

4.3.3.7 – *Relação de Tensões*

Constitui falha a ocorrência de erros de tensão, em relação às tensões nominais especificadas no item 4.2.5.5 deste capítulo, além das tolerâncias admitidas na tabela 2.16 do Capítulo 2.

4.3.3.8 – *Deslocamento Angular e Seqüência de Fases*

Constitui falha a não coincidência entre os diagramas fasoriais (primário e secundário) levantados neste ensaio e os diagramas fasoriais aplicáveis ao especificado no item 4.2.5.5 deste capítulo.

4.3.3.9 – *Corrente de Excitação*

Constitui falha a ocorrência de corrente de excitação com valor superior ao limite máximo indicado no item 4.2.1.4 deste capítulo, observada a tolerância indicada no mesmo item.

4.3.3.10 – *Perdas em Vazio e em Carga (Totais)*

Constitui falha a ocorrência de perdas, tanto em vazio como totais, com valor superior aos limites máximos especificados nas Tabelas 2.12 a 2.15 do Capítulo 2, observadas as seguintes tolerâncias:

- Perdas a vazio: 15%;
- Perdas totais: 9%.

4.3.3.11 – *Tensão (ou Impedância) Percentual de Curto-circuito*

Constitui falha a ocorrência de tensão percentual de curto-circuito com valor diferente do prescrito no item anterior, observada a tolerância de 15%.

4.3.3.12 – *Resistência Elétrica dos Enrolamentos*

Este ensaio não é reprovatório e sim apenas referência para o ensaio de elevação de temperatura do transformador, para futuras manutenções e para cuidados preliminares na energização do transformador.

4.3.3.13 – *Elevação de Temperatura*

Constitui falha a ocorrência de elevações de temperatura dos enrolamentos e do óleo isolante superiores aos limites especificados no item 4.2.5.3 deste capítulo.

4.3.3.14 – Estanqueidade e Resistência à Pressão Interna 100 %

Constitui falha se o transformador não suportar a pressão manométrica de ensaio durante o tempo de ensaio, especificados no item 6.4.10 da NBR5356 ^[15].

4.3.3.15 – Ensaio do Óleo Isolante

Constitui falha o não atendimento aos valores limites de qualquer das características físico-químicas e exigências gerais contidas no item 4.2.1.6 deste capítulo.

4.3.3.16 – Ensaio de Pintura

Constitui falha na pintura interna e externa o não atendimento às condições de aprovação contidas nesses mesmos itens de ensaio ou às exigências do item 4.2.2 deste capítulo.

Para o teste de aderência de pinturas com espessura seca superior a 125 µm, pode ser aplicado o método do corte em **X**. Para aprovação será exigido grau zero.

4.3.3.17 – Vedação

Este ensaio é realizado virando-se o transformador, de modo que a tampa fique para baixo, por meio de dispositivo adequado, mantendo-o nessa posição durante um tempo mínimo de 30 min. O transformador deve estar completo com todos os seus acessórios.

Constitui falha a ocorrência de qualquer vazamento de óleo durante o ensaio.

4.3.3.18 – Zincagem

O ensaio é aplicável às ferragens de fixação da tampa e aos componentes em aço zincado de terminais e dispositivos de aterramento.

Constitui falha o não atendimento de alguma peça zincada aos requisitos prescritos nos itens 5.7 e 6.3 da NBR8158 e no item 4.2.1.8 deste capítulo.

4.3.3.19 – Torque nos Terminais

Os parafusos de ligação dos terminais de alta e baixa tensão tipo **T1**, bem como o parafuso do dispositivo de aterramento, devem ser submetidos ao torque de ensaio.

Constitui falha a ocorrência de qualquer dano ou deformação permanente nos parafusos, porcas ou componentes dos terminais ou dispositivo de aterramento.

4.3.3.20 – Estanhagem dos Terminais

O ensaio deve ser aplicado aos terminais de alta e baixa tensão, bem como às partes estanhadas do dispositivo de aterramento, conforme prescrições da norma ASTM B-545.

Constitui falha a existência de revestimento de estanho em desacordo com o especificado nos itens 4.2.1.1 e 4.2.3.1 deste capítulo.

4.4 – Comentários Gerais

Visto da especificação da AES-SUL, é importante ressaltar os ensaios executados no Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá, os quais foram citados e detalhados no Capítulo 3. Dentre esses, o ensaio de tensão suportável nominal frente a impulso atmosférico, apesar de não citado nesta especificação, é cobrado veementemente pela concessionária de energia, uma vez que as falhas dielétricas em transformadores tem sido um sério problema.

Em relação a este ensaio determina-se que a tensão de impulso atmosférico aplicado seja de 100% da tensão suportável nominal, e não 75% como proposto em normas nacionais. As comparações dos oscilogramas são rigorosas e minuciosas, a fim de se obter melhora na qualidade do isolamento destes equipamentos. Algumas causas características das falhas dielétricas encontradas são dobras nos fios de saída de alta tensão, problemas nos comutadores, pontas de parafusos e buchas.

Alguns exemplos desses problemas citados acima estão ilustrados nas Figuras de 4.1 a 4.6.



Figura 4.1 – Pontas de parafuso



Figura 4.2 – Dobra no fio de alta tensão

Além dos problemas observados em relação ao ensaio de tensão suportável nominal frente a impulso atmosférico, encontram-se altas perdas em vazio e no cobre, problemas com a corrente de excitação, elevação de temperatura acima dos valores normalizados, erro nos dados e projeto dos enrolamentos, de placa e até mesmo relação de tensão fora dos padrões permitidos.

Os causadores de tais problemas estão diretamente relacionados com construção do núcleo e do enrolamento, e alguns exemplos são apresentados nas Figuras 4.7 a 4.12.



Figura 4.3 – Inclinação da bucha



Figura 4.4 – Ponta de parafuso



Figura 4.5 – Problema no terminal de alta tensão



Figura 4.6 – Quebra no fio de alta tensão



Figura 4.7 – Núcleo enferrujado e amassado

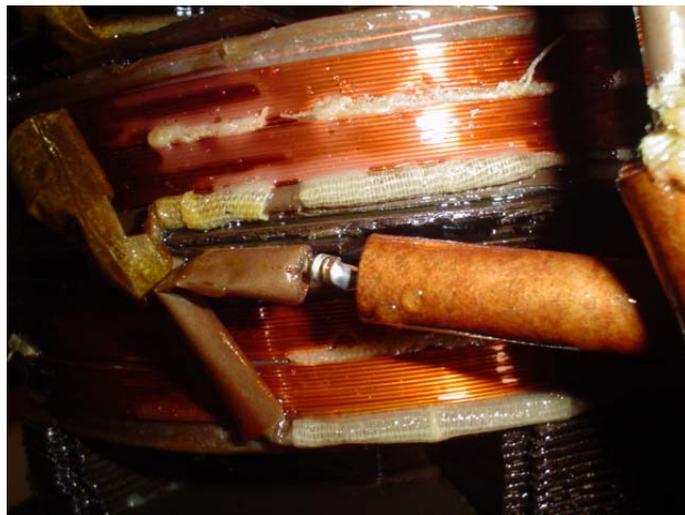


Figura 4.8 – Falta de isolamento na conexão entre camadas do enrolamento

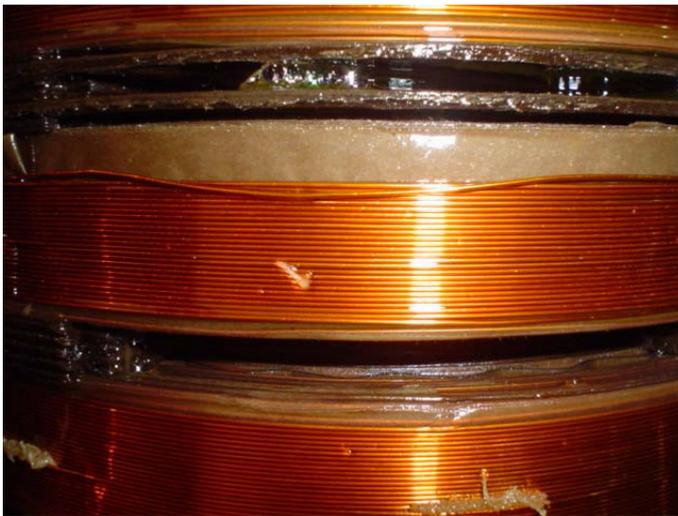


Figura 4.9 – Problema nas espiras



Figura 4.10 – Problema na sustentação do núcleo



Figura 4.11 – Conexão entre camadas do enrolamento mal feitas



Figura 4.12 – Furo no núcleo

Capítulo 05

Desempenho de Transformadores de Média Tensão

Este capítulo apresenta os resultados dos ensaios de perdas, corrente de excitação e tensão suportável nominal de impulso atmosférico do conjunto de transformadores ensaiados pelo Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá dentro do Projeto de P&D em parceria com a AES-SUL. Tais resultados permitem gerar curvas de eficiência, as quais comparadas com o padrão europeu **PROPHET** ^[5], possibilita a análise de desempenho destes equipamentos, cujo objetivo principal é fornecer subsídios para avaliar as possibilidades de redução das perdas e corrente de excitação dos transformadores fabricados no Brasil.

5.1 – Resultados Obtidos ^[12]

Os ensaios descritos no Capítulo 3 foram realizados em 123 transformadores, tanto novos quanto reformados de classes de tensão 15 kV e 24,2 kV, e adotando-se a especificação proposta pela AES-SUL, apresentada no Capítulo 4, para análise dos resultados e respectivas tolerâncias, tem-se as Tabelas 5.1 a 5.8, as quais apresentam os valores obtidos de perdas em vazio, perdas totais e corrente de excitação, e o valor percentual das medidas realizadas em relação aos valores normalizados prescritos no Capítulo 2. A divisão foi feita a fim de facilitar a avaliação do desempenho dos equipamentos novos separadamente daqueles reformados, de modo a ter-se uma relação de eficiência entre ambos. Assim as Tabelas 5.1 a 5.4 referem-se a transformadores novos, com um total de 75 unidades, e as Tabelas 5.5 a 5.8 referem-se a transformadores reformados, com um total de 48 unidades.

As tabelas ainda são divididas em transformadores monofásicos e trifásicos, e em classes de tensão que possuem um valor médio dos resultados, e dentro destas também são subdivididas em potências, as quais também possuem valor médio das medidas realizadas.

5.2 – Análise dos Dados ^[12]

Baseando-se nos valores obtidos dos ensaios, observa-se um baixo índice de transformadores novos que satisfizeram totalmente a especificação da AES-SUL e normas nacionais vigentes em relação aos valores máximos de perdas e de corrente de excitação, além da necessária suportabilidade ao ensaio dielétrico, 45 unidades de um total de 75 transformadores (60%). Tratando-se de equipamentos reformados a situação é ainda pior, pois de 48 unidades apenas 14 satisfizeram as condições necessárias (29%).

Tabela 5.1 – Perdas e correntes de excitação de transformadores monofásicos novos classe 15 kV

Tensão [kV]	Potência [kVA]	Perdas em vazio [W]			Perdas totais [W]			Corrente de excitação [%]			Impulso atmosférico
		LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	
15 (1 ϕ)	10	66,0	60,0	110,0	249,0	260,0	95,8	3,7	3,3	112,1	OK
		89,0	60,0	148,3	255,0	260,0	98,1	6,4	3,3	193,9	OK
		84,0	60,0	140,0	265,0	260,0	101,9	5,5	3,3	166,7	OK
		54,0	60,0	90,0	270,0	260,0	103,8	3,5	3,3	106,1	OK
		50,0	60,0	83,3	273,0	260,0	105,0	2,8	3,3	84,8	OK
		56,0	60,0	93,3	251,0	260,0	96,5	3,4	3,3	103,0	OK
		61,0	60,0	101,7	267,0	260,0	102,7	2,9	3,3	87,9	X
		58,0	60,0	96,7	254,0	260,0	97,7	3,5	3,3	106,1	OK
		51,0	60,0	85,0	257,0	260,0	98,8	2,0	3,3	60,6	OK
		45,0	60,0	75,0	334,0	260,0	128,5	2,1	3,3	63,6	X
		41,0	60,0	68,3	325,0	260,0	125,0	1,8	3,3	54,5	X
	59,5	60,0	99,2	272,7	260,0	104,9	3,4	3,3	103,6	-	
	15	90,0	85,0	105,9	343,0	355,0	96,6	7,9	3,0	263,3	OK
		67,0	85,0	78,8	328,0	355,0	92,4	1,6	3,0	53,3	OK
		74,0	85,0	87,6	354,0	355,0	99,7	2,8	3,0	93,3	OK
		77,0	85,0	90,6	369,0	355,0	103,9	3,1	3,0	103,3	X
		68,0	85,0	80,0	368,0	355,0	103,7	1,3	3,0	43,3	X
		74,0	85,0	87,1	344,0	355,0	96,9	2,2	3,0	73,3	OK
		75,0	85,0	88,2	351,0	355,0	98,9	3,1	3,0	105,0	-
	50	164,0	190,0	86,3	884,0	830,0	106,5	2,3	2,2	104,5	OK
		164,0	190,0	86,3	847,0	830,0	102,0	2,2	2,2	100,0	OK
164,0		190,0	86,3	865,5	830,0	104,3	2,2	2,2	102,3	-	
Média		-	-	94,4	-	-	102,9	-	-	103,9	-

Tabela 5.2 – Perdas e correntes de excitação de transformadores trifásicos novos classe 15 kV

Tensão [kV]	Potência [kVA]	Perdas em vazio [W]			Perdas totais [W]			Corrente de excitação [%]			Impulso atmosférico	
		LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]		
15 (3 ϕ)	30	187,0	170,0	110,0	639,0	740,0	86,3	4,0	4,1	97,6	X	
		161,0	170,0	94,7	775,0	740,0	104,7	3,6	4,1	87,8	OK	
		156,0	170,0	91,8	674,0	740,0	91,1	3,6	4,1	87,8	OK	
		157,0	170,0	92,3	739,0	740,0	99,9	3,8	4,1	92,7	X	
		165,2	170,0	97,2	706,7	740,0	95,5	3,7	4,1	91,5	-	
	45	227,0	220,0	103,2	1.078,0	1.000,0	107,8	3,2	3,7	86,5	OK	
		253,0	220,0	115,0	970,0	1.000,0	97,0	2,3	3,7	62,2	X	
		225,0	220,0	102,3	1.024,0	1.000,0	102,4	3,5	3,7	94,6	X	
		221,0	220,0	100,4	1.017,0	1.000,0	101,7	2,1	3,7	56,8	OK	
		205,0	220,0	93,2	964,0	1.000,0	96,4	2,7	3,7	72,9	X	
		167,0	220,0	75,9	947,0	1.000,0	94,7	1,8	3,7	48,6	OK	
		193,0	220,0	87,7	1.008,0	1.000,0	100,8	2,4	3,7	64,9	OK	
		213,0	220,0	96,8	1.001,1	1.000,0	100,1	2,6	3,7	69,5	-	
	75	285,0	330,0	86,4	1.516,0	1.470,0	103,1	2,3	3,1	74,2	X	
		363,0	330,0	110,0	1.537,0	1.470,0	104,6	2,8	3,1	90,3	OK	
		324,0	330,0	98,2	1.526,5	1.470,0	103,8	2,5	3,1	82,3	-	
	112,5	278,0	440,0	63,2	1.434,0	1.990,0	72,1	0,3	2,8	10,7	X	
		441,0	440,0	100,2	1.090,0	1.990,0	105,0	2,8	2,8	100,0	OK	
		359,5	440,0	81,7	1.762,0	1.990,0	88,5	1,5	2,8	55,4	-	
	Média		-	-	95,1	-	-	97,8	-	-	75,2	-

Tabela 5.3 – Perdas e correntes de excitação de transformadores monofásicos novos classe 24,2 kV

Tensão [kV]	Potência [kVA]	Perdas em vazio [W]			Perdas totais [W]			Corrente de excitação [%]			Impulso atmosférico	
		LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]		
24,2 (1 ϕ)	10	87,0	70,0	124,3	302,0	285,0	105,9	6,0	4,0	150,0	OK	
		83,0	70,0	118,6	246,0	285,0	86,3	5,7	4,0	142,5	X	
		80,0	70,0	114,3	255,0	285,0	89,5	5,1	4,0	127,5	OK	
		58,0	70,0	82,9	235,0	285,0	82,5	1,3	4,0	32,5	OK	
		57,0	70,0	81,4	264,0	285,0	92,6	2,3	4,0	57,5	OK	
		72,0	70,0	102,9	274,0	285,0	96,1	3,7	4,0	92,5	OK	
		63,0	70,0	90,0	316,0	285,0	110,9	3,6	4,0	90,0	X	
		52,0	70,0	74,3	258,0	285,0	90,5	2,1	4,0	52,5	OK	
		63,0	70,0	90,0	261,0	285,0	91,9	4,0	4,0	100,0	X	
		66,0	70,0	94,3	237,0	285,0	83,2	3,7	4,0	92,5	OK	
	68,1	70,0	97,3	264,8	285,0	92,9	3,7	4,0	93,7	-		
	15	80,0	90,0	88,9	404,0	395,0	102,3	3,3	3,6	91,7	OK	
		87,0	90,0	96,7	413,0	395,0	104,6	3,3	3,6	91,7	X	
		87,0	90,0	96,7	392,0	395,0	99,2	2,6	3,6	72,2	OK	
		77,0	90,0	85,6	357,0	395,0	90,4	3,0	3,6	83,3	OK	
		82,0	90,0	91,1	397,0	395,0	100,5	3,5	3,6	97,2	X	
		91,0	90,0	101,1	391,0	395,0	99,0	3,7	3,6	102,8	OK	
		83,0	90,0	92,2	345,0	395,0	87,3	1,4	3,6	38,9	OK	
		77,0	90,0	85,6	360,0	395,0	91,1	3,2	3,6	88,9	OK	
		71,0	90,0	78,9	368,0	395,0	93,2	2,3	3,6	63,9	OK	
	81,7	90,0	90,7	380,8	395,0	96,4	2,9	3,6	81,2	-		
	100	182,0	300,0	60,7	1.342,0	1.550,0	86,6	0,2	1,5	13,3	X	
		184,0	300,0	61,3	1.349,0	1.550,0	87,0	0,2	1,5	13,3	OK	
		219,0	300,0	73,0	1.371,0	1.550,0	88,4	0,9	1,5	60,0	OK	
		230,0	300,0	76,7	1.365,0	1.550,0	88,1	0,9	1,5	60,0	OK	
		203,7	300,0	67,9	1.356,7	1.550,0	87,5	0,5	1,5	36,7	-	
		Média	-	-	89,6	-	-	93,3	-	-	78,9	-

É importante ressaltar que os resultados dos outros ensaios não estão expostos, pois não houve maiores problemas. Apenas elevação de temperatura, relação de tensão e impedância de curto-circuito apresentaram pouquíssimas unidades que não estavam em conformidade com as especificações do Capítulo 4, contudo as mesmas foram levadas em consideração na avaliação do desempenho dos transformadores e na obtenção dos índices de aprovação apresentados. Além do mais, os dados necessários para traçar as curvas de eficiência dos transformadores são as perdas, tanto em vazio quanto em carga.

Para ambos transformadores novos e reformados, os valores de perdas em vazio e da corrente de excitação medidas estão muito próximos dos valores correspondentes máximos especificados, sendo que algumas unidades apresentaram resultados acima destes limites. O mesmo ocorre com as perdas totais, onde os valores medidos aproximam-se bastante do valor máximo, e ainda um elevado contingente chegou a ultrapassar as especificações. A perda elétrica pode ser ainda maior em relação à constatada se forem somados os efeitos do acréscimo de perdas e do alto valor observado na corrente de excitação. Isso permite concluir que, de maneira geral, os fabricantes e reformadores nacionais avaliados trabalham com valores de perdas, tanto em vazio, quanto totais, muito próximos do limiar superior especificado.

Tabela 5.4 – Perdas e correntes de excitação de transformadores trifásicos novos classe 24,2 kV

Tensão [kV]	Potência [kVA]	Perdas em vazio [W]			Perdas totais [W]			Corrente de excitação [%]			Impulso atmosférico
		LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	
24,2 (3φ)	30	150,0	180,0	83,3	739,0	825,0	89,6	3,3	4,8	68,7	OK
		234,0	180,0	130,0	848,0	825,0	102,8	6,0	4,8	125,0	X
		168,0	180,0	93,3	837,0	825,0	101,4	2,6	4,8	54,2	OK
		177,0	180,0	98,3	693,0	825,0	84,0	3,4	4,8	70,8	X
		182,2	180,0	101,2	779,2	825,0	94,4	3,8	4,8	79,7	-
	45	160,0	250,0	64,0	1.049,0	1.120,0	93,7	2,7	4,3	62,8	X
		152,0	250,0	60,8	742,0	1.120,0	66,2	0,9	4,3	20,9	X
		245,0	250,0	98,0	1.112,0	1.120,0	99,3	3,7	4,3	86,0	OK
		294,0	250,0	117,6	1.212,0	1.120,0	108,2	4,6	4,3	106,9	X
		235,0	250,0	94,0	1.204,0	1.120,0	107,5	3,0	4,3	69,8	OK
		230,0	250,0	92,0	1.092,0	1.120,0	97,5	3,0	4,3	69,7	OK
		219,3	250,0	87,7	1.068,5	1.120,0	95,4	3,0	4,3	69,4	-
	75	321,0	360,0	89,7	1.636,0	1.635,0	100,1	2,6	3,6	72,2	OK
		209,0	360,0	58,1	1.734,0	1.635,0	106,1	1,5	3,6	41,7	X
		209,0	360,0	58,1	1.527,0	1.635,0	93,4	1,8	3,6	50,0	OK
		325,0	360,0	90,3	1.481,0	1.635,0	90,6	1,9	3,6	52,8	OK
		423,0	360,0	117,5	1.719,0	1.635,0	105,1	4,7	3,6	130,6	X
		322,0	360,0	89,4	1.611,0	1.635,0	98,5	2,9	3,6	80,6	OK
		273,0	360,0	75,8	1.534,0	1.635,0	93,8	1,7	3,6	47,2	OK
		299,0	360,0	83,1	1.544,0	1.635,0	84,4	2,1	3,6	58,3	X
	297,6	360,0	82,7	1.598,2	1.635,0	97,7	2,4	3,6	66,7	-	
	Média	-	-	88,5	-	-	96,2	-	-	70,5	-

Tabela 5.5 - Perdas e correntes de excitação de transformadores monofásicos reformados classe 15 kV

Tensão [kV]	Potência [kVA]	Perdas em vazio [W]			Perdas totais [W]			Corrente de excitação [%]			Impulso atmosférico
		LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	
15 (1φ)	10	50,0	60,0	83,3	267,0	260,0	102,7	2,9	3,3	87,9	OK
		70,0	60,0	116,7	269,0	260,0	103,5	4,0	3,3	121,2	OK
		60,0	60,0	100,0	268,0	260,0	103,1	3,4	3,3	104,5	-
	25	107,0	120,0	89,2	501,0	520,0	96,3	1,4	2,7	51,8	X
		106,0	120,0	88,3	501,0	520,0	96,3	2,1	2,7	77,8	OK
		57,0	120,0	47,5	391,0	520,0	75,2	0,3	2,7	11,1	OK
		129,0	120,0	107,5	568,0	520,0	109,2	2,8	2,7	103,7	X
		99,7	120,0	83,1	490,2	520,0	94,3	1,6	2,7	61,1	-
	37,5	267,0	160,0	166,9	821,0	700,0	117,3	3,6	2,4	150,0	OK
		143,0	160,0	89,4	675,0	700,0	96,4	1,9	2,4	79,2	OK
		160,0	160,0	100,0	780,0	700,0	111,4	2,3	2,4	95,8	OK
		149,0	160,0	93,1	659,0	700,0	94,1	1,8	2,4	75,0	X
		179,7	160,0	112,3	733,7	700,0	104,8	2,4	2,4	100,0	-
	50	175,0	190,0	92,1	841,0	830,0	101,3	1,2	2,2	54,5	OK
		182,0	190,0	95,8	897,0	830,0	108,1	1,3	2,2	59,1	OK
		178,5	190,0	93,9	869,0	830,0	104,7	1,2	2,2	56,8	-
	Média	-	-	97,5	-	-	101,0	-	-	80,6	-

Tabela 5.6 – Perdas e correntes de excitação de transformadores trifásicos reformados classe 15 kV

Tensão [kV]	Potência [kVA]	Perdas em vazio [W]			Perdas totais [W]			Corrente de excitação [%]			Impulso atmosférico
		LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	
15 (3 ϕ)	30	142,0	170,0	83,5	707,0	740,0	95,5	2,8	4,1	68,3	X
		164,0	170,0	96,5	704,0	740,0	95,1	3,2	4,1	78,0	X
		154,0	170,0	90,6	744,0	740,0	100,5	4,3	4,1	104,9	OK
		153,3	170,0	90,2	718,3	740,0	97,1	3,4	4,1	83,7	-
	45	212,0	220,0	96,4	1.000,0	1.000,0	100,0	3,6	3,7	97,3	X
		342,0	330,0	103,6	1.638,0	1.470,0	111,4	3,2	3,1	103,2	OK
	75	183,0	330,0	55,4	1.620,0	1.470,0	110,2	0,5	3,1	16,1	X
		262,5	330,0	79,5	1.629,0	1.470,0	110,8	1,8	3,1	59,7	-
		457,0	440,0	103,9	2.259,0	1.990,0	113,5	3,3	2,8	117,9	X
	112,5	494,0	440,0	112,3	2.425,0	1.990,0	121,9	3,2	2,8	114,3	X
		475,5	440,0	108,1	2.342,0	1.990,0	117,7	3,2	2,8	116,1	-
		Média	-	-	92,8	-	-	106,0	-	-	87,5

Tabela 5.7 – Perdas e correntes de excitação de transformadores monofásicos reformados classe 24,2 kV

Tensão [kV]	Potência [kVA]	Perdas em vazio [W]			Perdas totais [W]			Corrente de excitação [%]			Impulso atmosférico
		LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	
24,2 (1 ϕ)	10	71,0	70,0	101,4	247,0	285,0	86,7	5,2	4,0	130,0	OK
		59,0	70,0	84,3	256,0	285,0	89,8	3,3	4,0	82,5	X
		86,0	70,0	122,9	353,0	285,0	123,9	6,4	4,0	160,0	X
		54,0	70,0	77,1	272,0	285,0	95,4	2,6	4,0	65,0	X
		78,0	70,0	111,4	264,0	285,0	92,6	3,6	4,0	90,0	OK
		61,0	70,0	87,1	269,0	285,0	94,4	3,5	4,0	87,5	X
		68,2	70,0	97,4	276,8	285,0	97,1	4,1	4,0	102,5	-
		107,0	90,0	118,9	522,0	395,0	132,1	3,6	3,6	100,0	X
	Média	-	-	100,4	-	-	102,1	-	-	102,1	-

Vale observar que a situação dos equipamentos reformados está um pouco pior que dos novos, o qual pode ser constatado na Tabela 5.9, que apresenta o valor médio e desvio padrão dos valores percentuais das medições aquisitadas.

No que diz respeito ao ensaio de impulso atmosférico, observou-se um alto índice de aprovação dos transformadores novos ensaiados (65,33%), porém não o suficiente. No caso de transformadores reformados, 62,5% foi reprovado, o que revela um índice alarmante de defeitos após a recuperação destes equipamentos. Nenhum fabricante atingiu os necessários 100% do nível de tensão aplicado. A melhor performance ficou em torno de 95%. A seguir, obteve-se um fabricante com 70% de aprovação e os demais apresentaram índices de desempenho inferiores a 50%.

De um modo geral, os transformadores reformados classe 15 kV apresentam um desempenho superior aos de 24,2 kV, como pode ser verificado nas Tabelas 5.5 a 5.8. Já para equipamentos novos ocorre o contrário, porém o desempenho dos transformadores de ambas as classes de tensão estão muito próximos.

A grande dispersão de resultados medidos de corrente de excitação em ambos os tipos de transformadores, demonstra a dificuldade em uniformizar o projeto do núcleo, no caso de unidades novas, e dificuldade em remontar o núcleo do transformador, no caso das reformadoras.

Vale uma ressalva quanto à curva de magnetização, onde parte dos projetos de transformadores trabalha na condição de núcleo saturado. Alguns inclusive com 0,85 pu de joelho da curva. Isto implica na distorção das formas de corrente e tensão e perdas adicionais não computadas, de forma explícita, nos processos padrão de avaliação econômica. Isso também resulta, como se verifica em campo, na ocorrência de fenômenos de ferro-ressonância, responsáveis pela queima de pára-raios.

Tabela 5.8 – Perdas e correntes de excitação de transformadores trifásicos reformados classe 24,2 kV

Tensão [kV]	Potência [kVA]	Perdas em vazio [W]			Perdas totais [W]			Corrente de excitação [%]			Impulso atmosférico
		LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	LAT	ABNT	[%]	
24,2 (3φ)	30	140,0	180,0	77,8	747,0	825,0	90,5	0,7	4,8	14,6	X
		145,0	180,0	80,6	859,0	825,0	104,1	2,1	4,8	43,7	X
		163,0	180,0	90,6	777,0	825,0	94,2	3,7	4,8	77,1	OK
		177,0	180,0	98,3	895,0	825,0	108,5	3,9	4,8	81,2	X
		225,0	180,0	125,0	861,0	825,0	104,4	6,2	4,8	129,2	X
		136,0	180,0	75,6	853,0	825,0	103,4	1,7	4,8	35,4	OK
		164,3	180,0	91,3	832,0	825,0	100,8	3,0	4,8	63,5	-
	45	232,0	250,0	92,8	1.050,0	1.120,0	93,7	3,3	4,3	76,7	X
		236,0	250,0	94,4	1.163,0	1.120,0	103,8	5,0	4,3	116,3	X
		259,0	250,0	103,6	1.133,0	1.120,0	101,2	3,6	4,3	83,7	X
		156,0	250,0	62,4	1.006,0	1.120,0	89,8	3,1	4,3	72,1	X
		263,0	250,0	105,2	1.046,0	1.120,0	93,4	4,7	4,3	109,3	OK
		132,0	250,0	52,8	839,0	1.120,0	74,9	0,4	4,3	9,3	X
		216,0	250,0	86,4	1.095,0	1.120,0	97,8	2,7	4,3	62,8	OK
		213,0	250,0	85,2	1.194,0	1.120,0	106,6	2,2	4,3	51,2	X
		291,0	250,0	116,4	1.174,0	1.120,0	104,8	4,4	4,3	102,3	X
		263,0	250,0	105,2	1.046,0	1.120,0	93,4	4,7	4,3	109,3	X
	75	226,1	250,0	90,4	1.074,6	1.120,0	95,9	3,4	4,3	79,3	-
		324,0	360,0	90,0	1.508,0	1.635,0	92,2	3,1	3,6	86,1	OK
		322,0	360,0	89,4	1.611,0	1.635,0	98,5	2,9	3,6	80,6	X
		318,0	360,0	88,3	1.687,0	1.635,0	103,2	2,4	3,6	66,7	X
		342,0	360,0	95,0	1.625,0	1.635,0	99,4	2,4	3,6	66,7	X
		317,0	360,0	88,1	1.620,0	1.635,0	99,1	2,2	3,6	61,1	X
	Média	-	-	90,6	-	-	97,9	-	-	73,1	-

Tabela 5.9 – Média e desvio padrão dos valores percentuais das perdas e corrente de excitação

	Transformadores novos		Transformadores reformados	
	Média	Desvio padrão	Média	Desvio padrão
Perda em vazio [%]	91,65	17,75	94,12	19,75
Perda total [%]	97,31	9,56	100,66	10,78
Corrente de excitação [%]	82,46	39,12	81,61	33,41

5.3 – Curvas de Eficiência

As curvas de eficiência de transformadores quantificam o nível de perdas do equipamento em relação ao seu carregamento, ou seja, relaciona diretamente perdas totais *versus* carga. As perdas

podem ser tratadas como valores absolutos ou relativos, este último é utilizado neste caso. Assim, a obtenção dos valores para traçar as curvas observa as Equações 5.1 a 5.3 [5].

$$W_{TR} = \frac{W_T}{P_F} \quad (5.1)$$

Onde,

W_{TR} – perda total relativa;

W_T – perda total do transformador;

P_F – potência ativa fornecida.

Sendo,

$$W_T = W_0 + W_L \cdot (k)^2 \quad (5.2)$$

Com,

W_0 – perda em vazio;

W_L – perda em carga;

k – fator de carga.

E,

$$P_F = k \cdot S_n \cdot \cos \phi \quad (5.3)$$

Onde,

S_n – potencia nominal do transformador;

$\cos \phi$ – fator de potência.

No cálculo das equações acima é utilizado um fator de carregamento variando de 0 a 1,2, com passo de 0,1, e um fator de potência igual a 0,92.

5.3.1 – Padrão PROPHET [5]

O padrão **PROPHET** – “*Profile for High Efficient Transformers*”, baseado em normas e regulamentações européias, define valores máximos de perdas aceitáveis para seus transformadores trifásicos. Esses limites são especificados em 3 níveis de perdas, **A**, **B** e **C**, tanto para perdas em vazio quanto em carga, os quais são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Perdas em transformadores trifásicos europeus

Potência [kVA]	Perdas em carga			Perdas em vazio		
	A [W]	B [W]	C [W]	A' [W]	B' [W]	C' [W]
50	1100	1350	875	190	145	125
100	1750	2150	1475	320	260	210

As normas europeias prevêem 5 combinações preferenciais destas perdas, as quais são ilustradas na Figura 5.1.

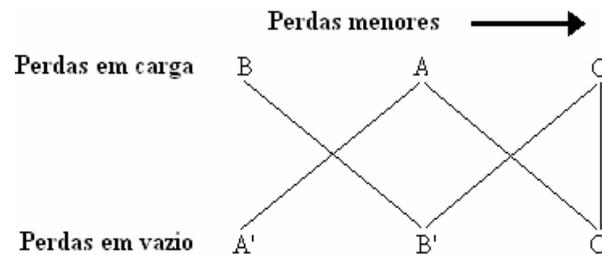


Figura 5.1– Combinações de perdas

Com base nos dados europeus de perdas e as combinações propostas, aplicam-se as Equações 5.1 a 5.3, e com isso obtém-se as curvas de eficiência dos transformadores europeus para as 2 potências nominais, as quais podem ser vistas nas Figuras 5.2 e 5.3.

A partir das curvas acima são levantados os limites superior e inferior dos transformadores, Figuras 5.4 e 5.5.

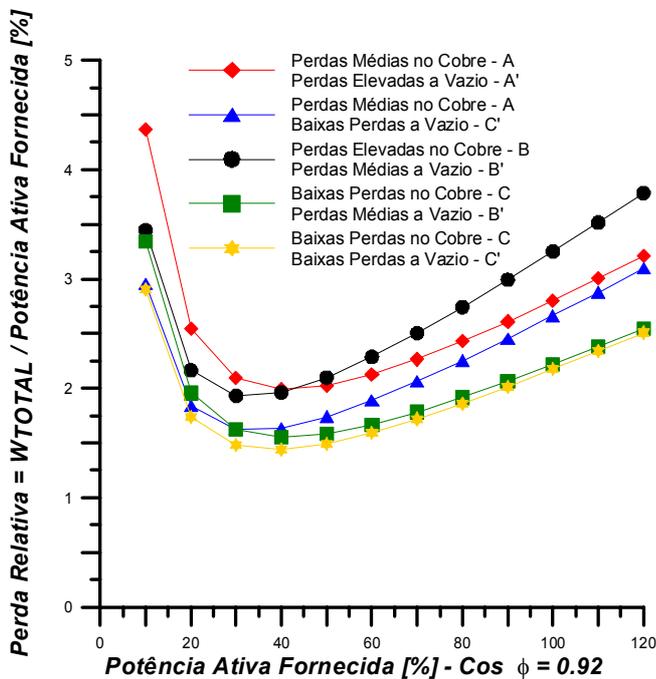


Figura 5.2 – Eficiência de transformadores 50 kVA

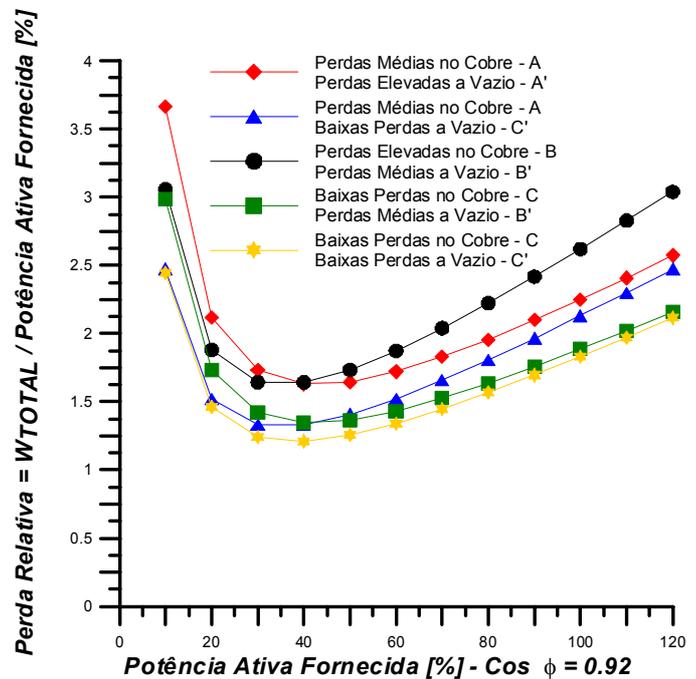


Figura 5.3 – Eficiência de transformadores 100 kVA

5.3.2 – Transformadores Nacionais

Para o conjunto de transformadores ensaiados pelo Laboratório de Alta Tensão, cujos valores obtidos de perdas estão expostos nas Tabelas 5.1 a 5.8 no início deste capítulo, as curvas de eficiência

são obtidas da mesma maneira que a dos equipamentos europeus padrão PROPHET [5]. É importante ressaltar que para a confecção destas curvas não há distinção entre unidades novas e reformadas e entre classes de tensão, levando-se em conta somente a potência do transformador.

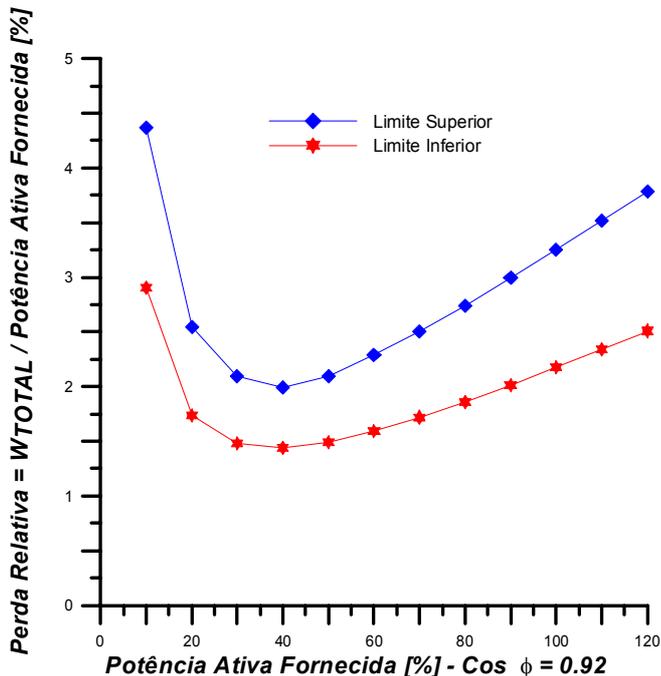


Figura 5.4 – Limites de eficiência de transformadores 50 kVA

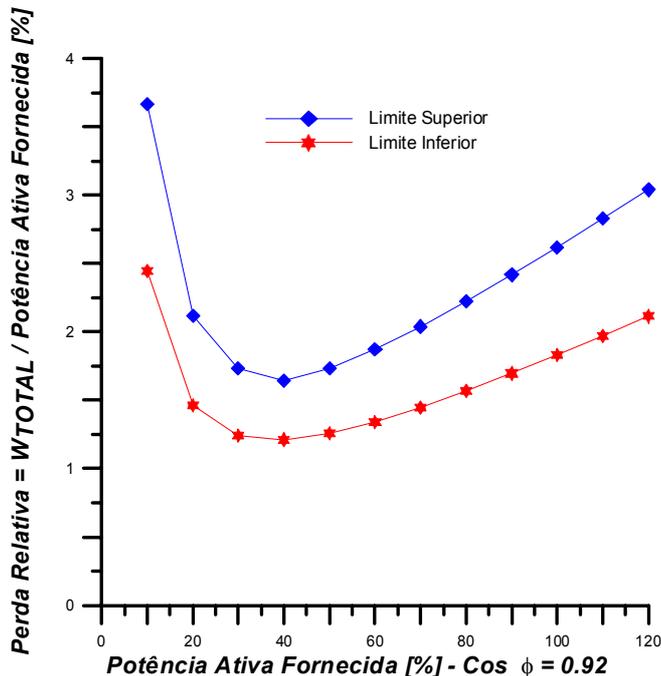


Figura 5.5 – Limites de eficiência de transformadores 100 kVA

Foi traçada a eficiência de transformadores monofásicos 10 [kVA], 15 [kVA], 25 [kVA], 37,5 [kVA], 50 [kVA] e 100 [kVA], e de transformadores trifásicos 30 [kVA], 45 [kVA], 75 [kVA] e 112,5 [kVA], as quais estão ilustradas nas Figuras 5.6 a 5.15.

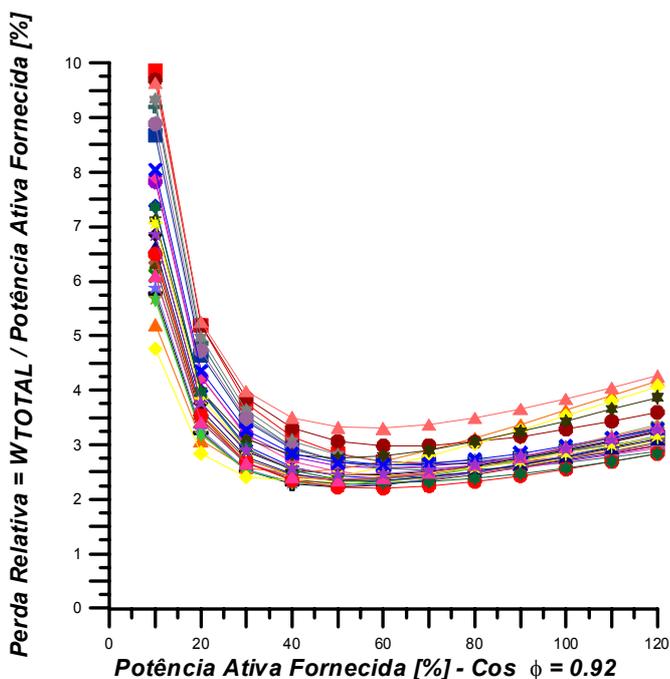


Figura 5.6 – Eficiência de transformadores monofásicos 10 kVA

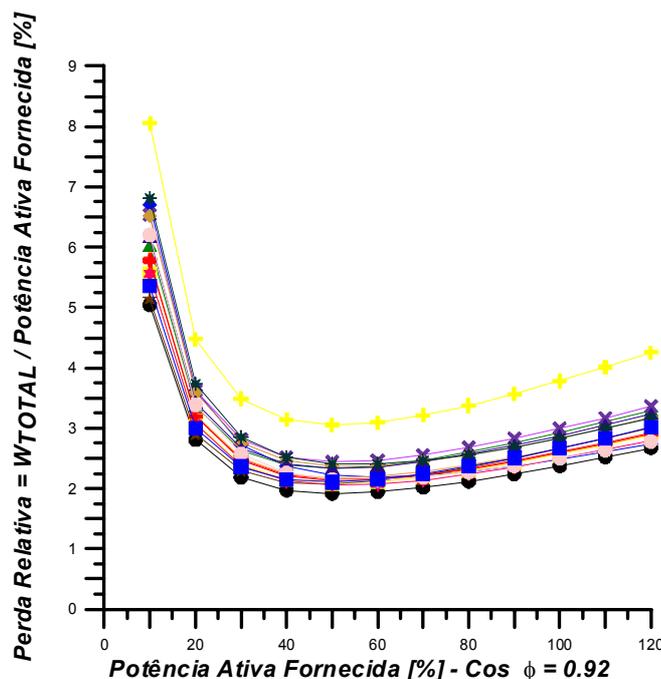


Figura 5.7 – Eficiência de transformadores monofásicos 15 kVA

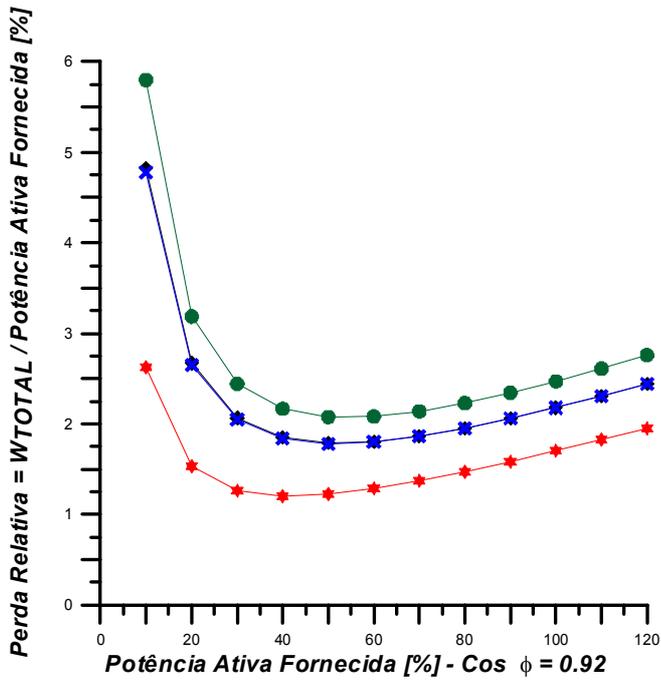


Figura 5.8 – Eficiência de transformadores monofásicos 25 kVA

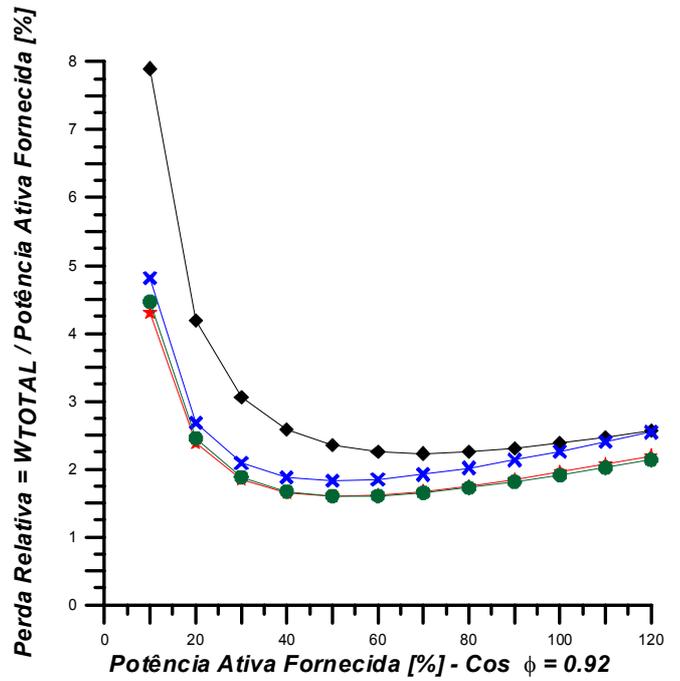


Figura 5.9 – Eficiência de transformadores monofásicos 37,5 kVA

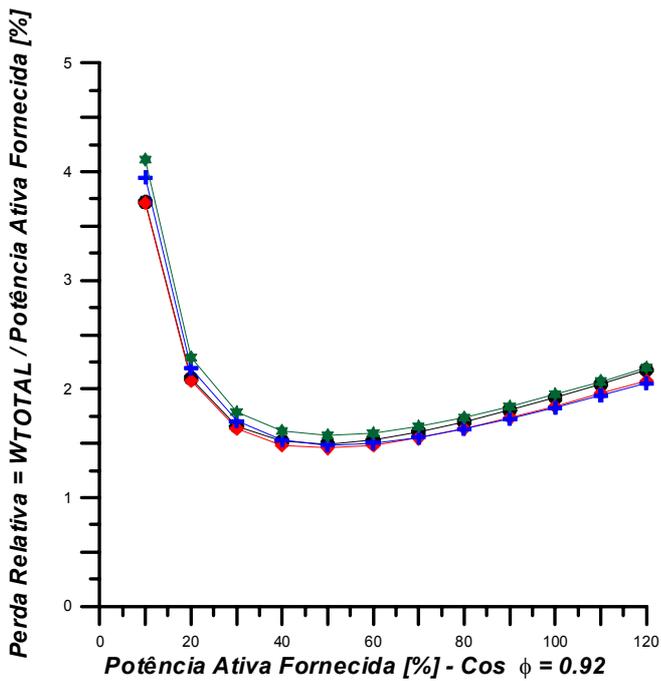


Figura 5.10 – Eficiência de transformadores monofásicos 50 kVA

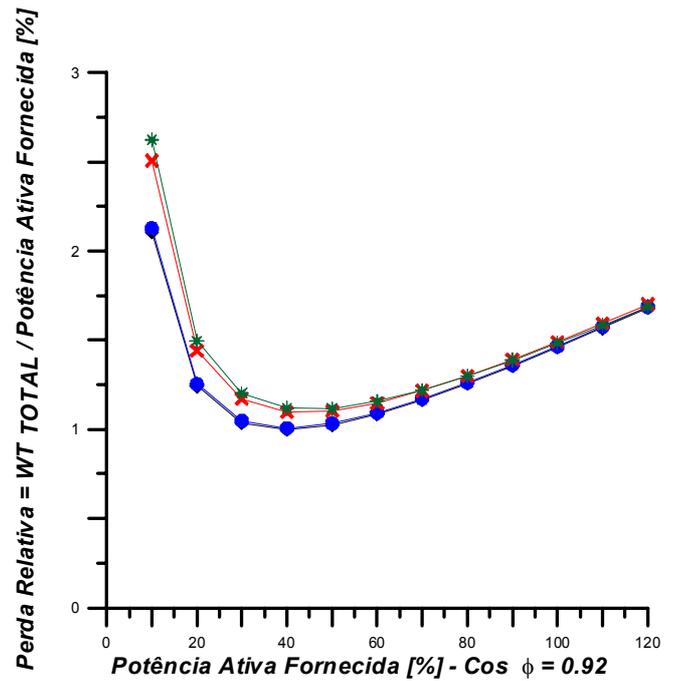


Figura 5.11 – Eficiência de transformadores monofásicos 100 kVA

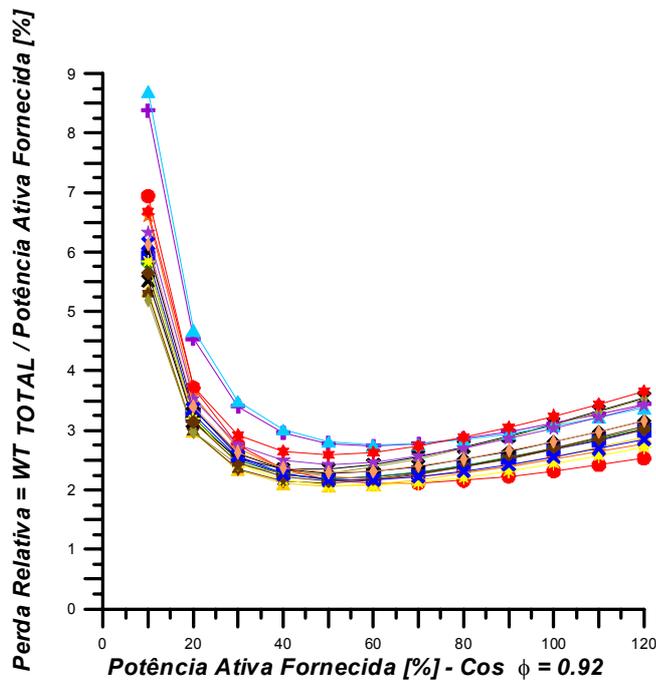


Figura 5.12 – Eficiência de transformadores trifásicos 30 kVA

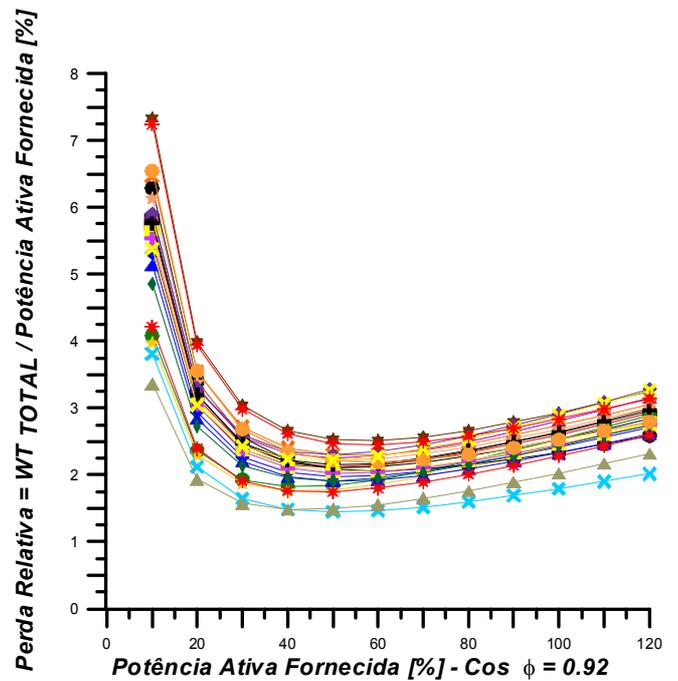


Figura 5.13 – Eficiência de transformadores trifásicos 45 kVA

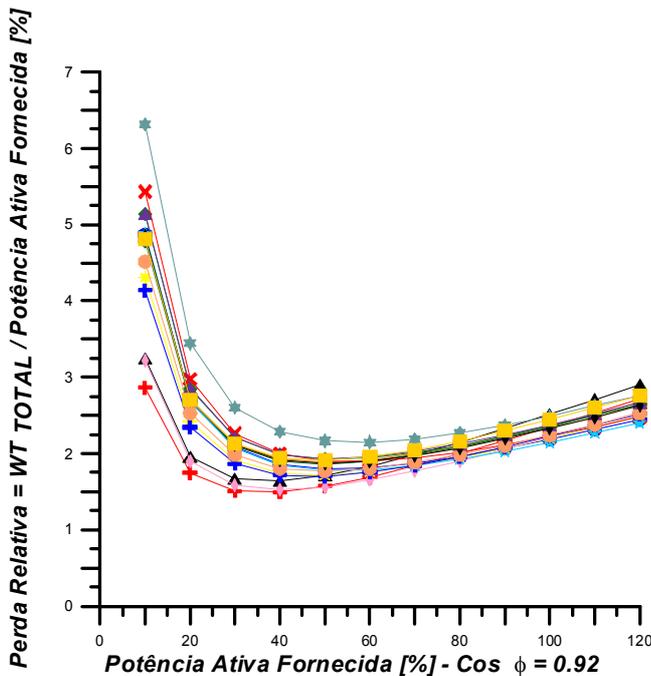


Figura 5.14 – Eficiência de transformadores trifásicos 75 kVA

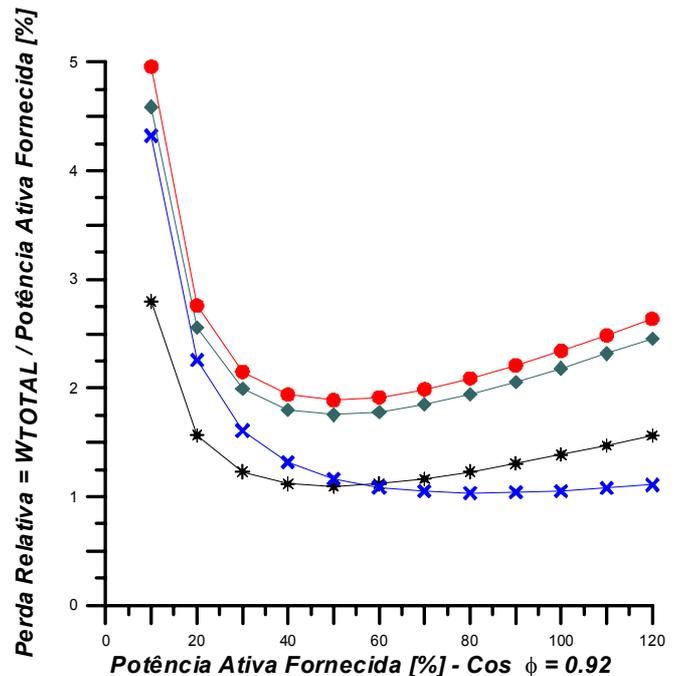


Figura 5.15 – Eficiência de transformadores trifásicos 112,5 kVA

Ainda de maneira similar ao PROPHET ^[5] obtêm-se os limites superior e inferior, que são expostos nas Figuras 5.16 a 5.25.

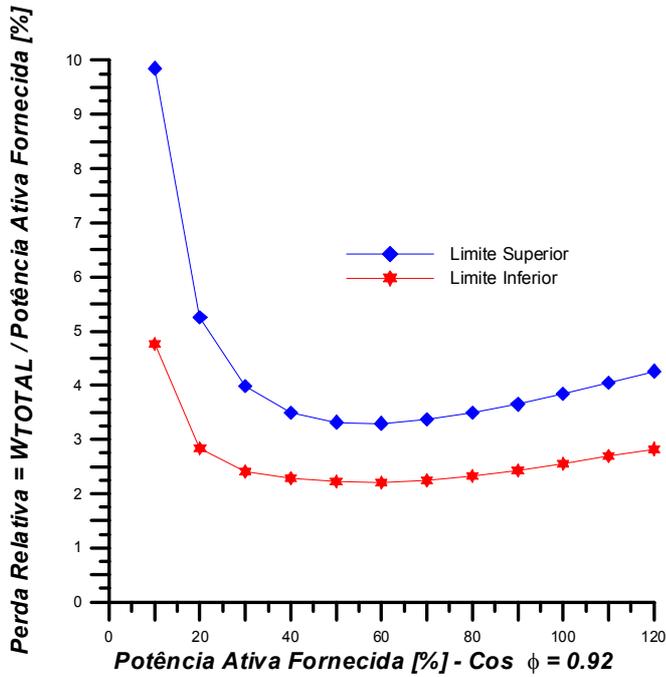


Figura 5.16 – Limites de eficiência de transformadores monofásicos 10 kVA

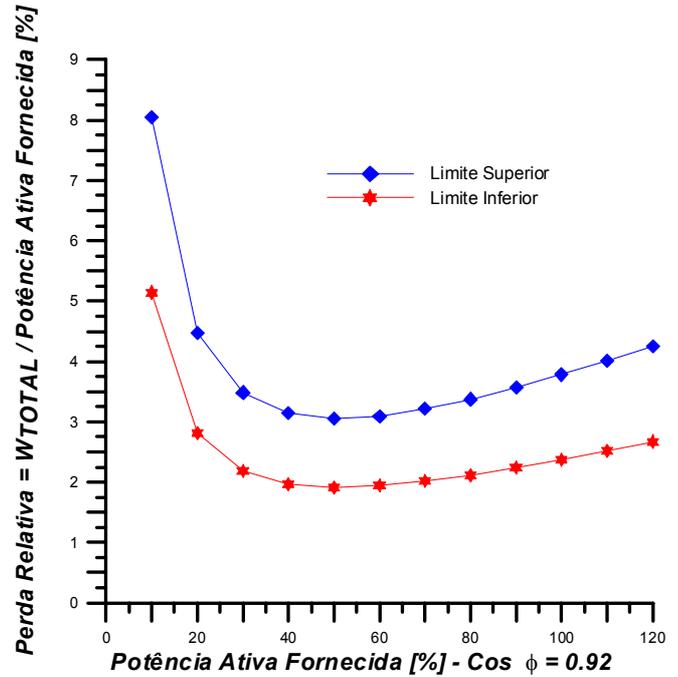


Figura 5.17 – Limites de eficiência de transformadores monofásicos 15 kVA

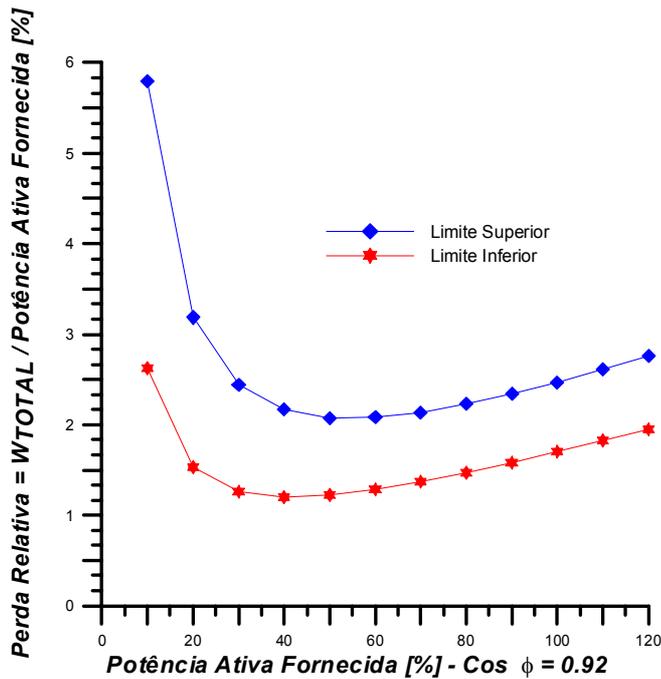


Figura 5.18 – Limites de eficiência de transformadores monofásicos 25 kVA

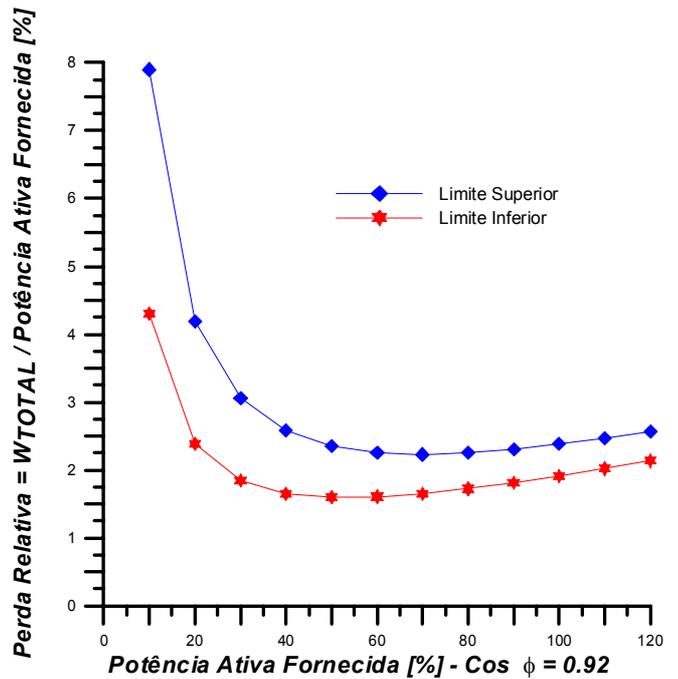


Figura 5.19 – Limites de eficiência de transformadores monofásicos 37,5 kVA

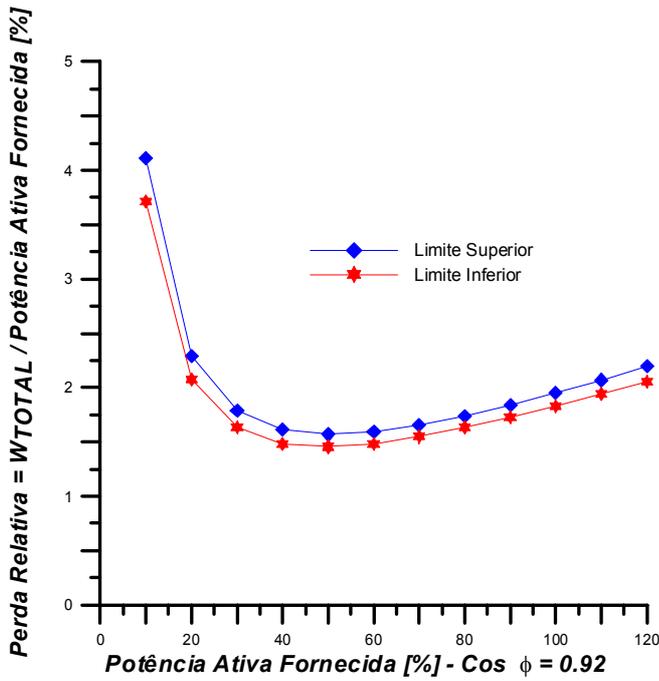


Figura 5.20 – Limites de eficiência de transformadores monofásicos 50 kVA

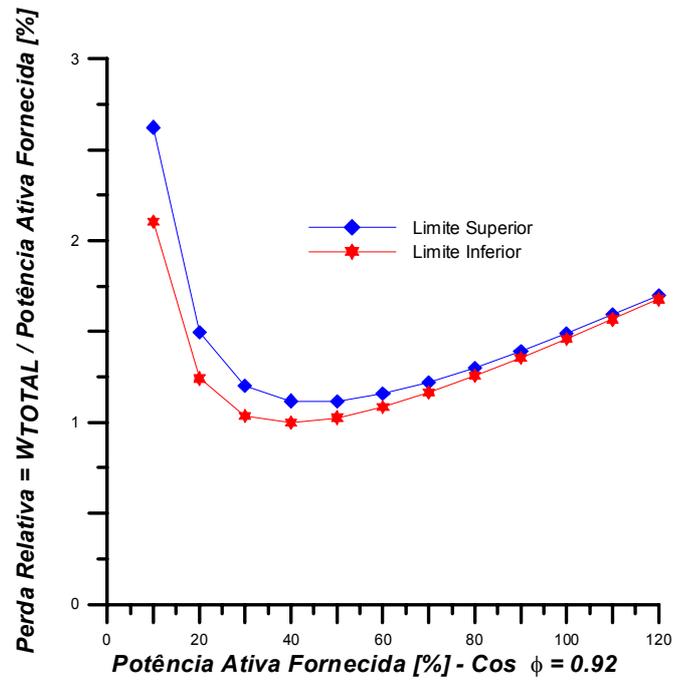


Figura 5.21 – Limites de eficiência de transformadores monofásicos 100 kVA

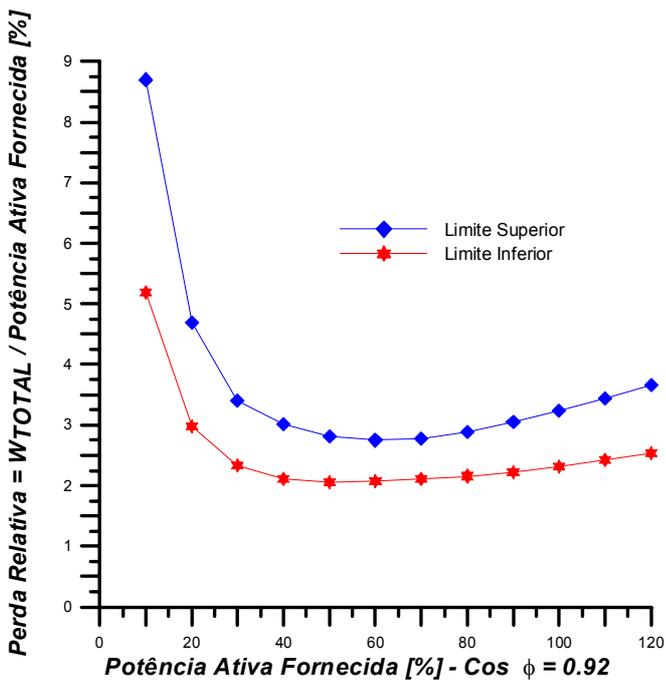


Figura 5.22 – Limites de eficiência de transformadores trifásicos 30 kVA

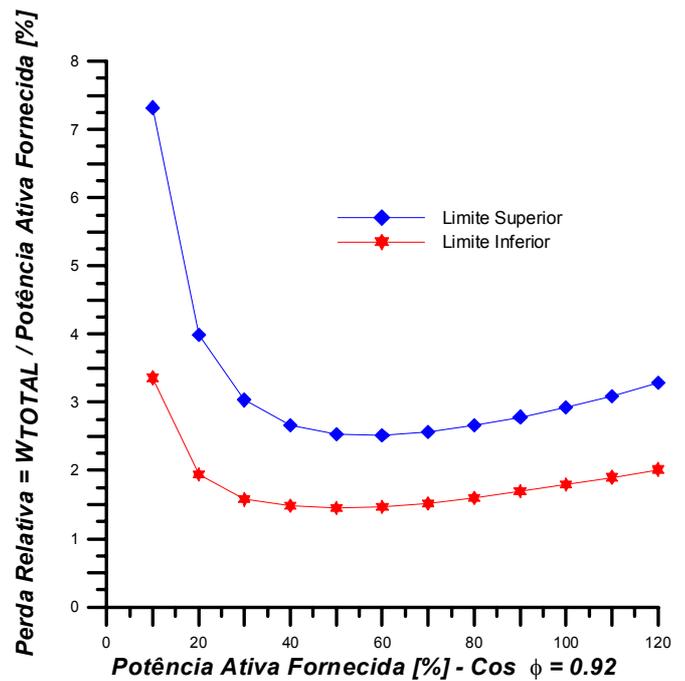


Figura 5.23 – Limites de eficiência de transformadores trifásicos 45 kVA

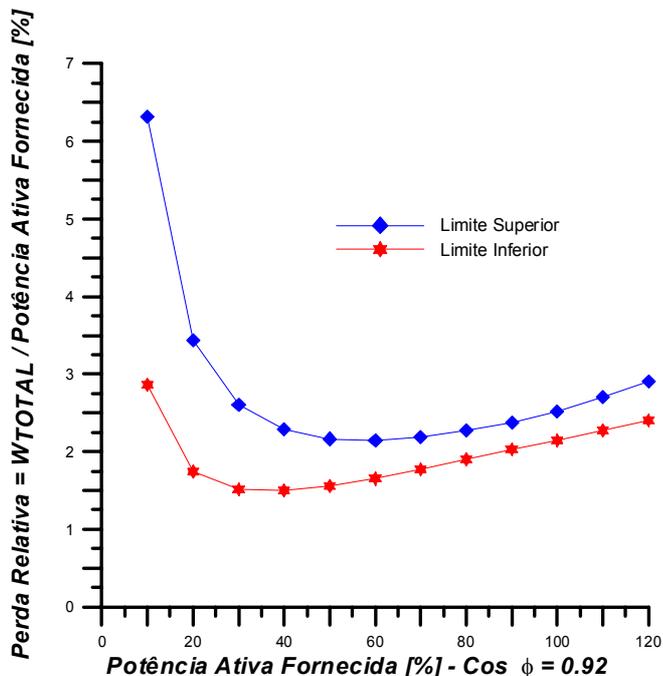


Figura 5.24 – Limites de eficiência de transformadores trifásicos 75 kVA

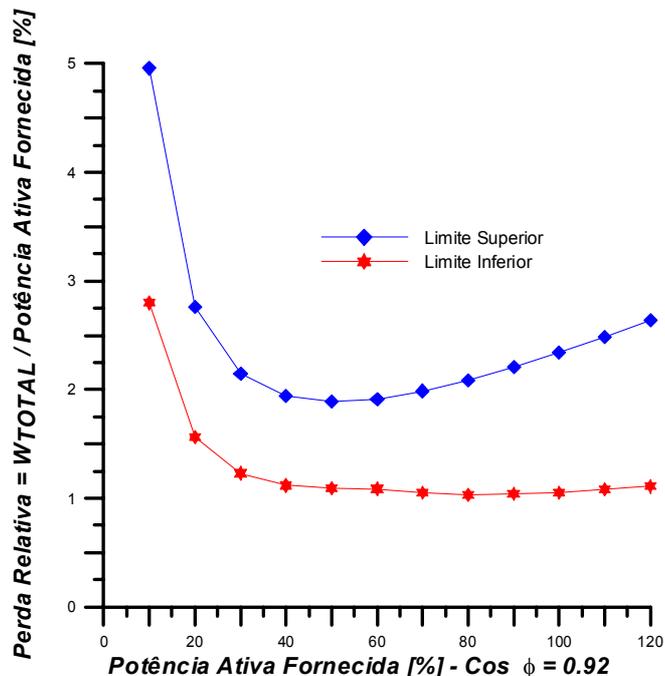


Figura 5.25 – Limites de eficiência de transformadores trifásicos 112,5 kVA

5.3.3 – Comparações de Eficiência

De posse das curvas limite do conjunto de transformadores ensaiados e dos europeus, pode-se sobrepor-las de acordo com sua potência, de modo a comparar o nível de eficiência, perdas, manufatura e normalização dos padrões nacionais com os demais existentes. Essa verificação foi estabelecida da seguinte maneira:

- Transformador 30 kVA Brasil x Transformador 50 kVA Europa;
- Transformador 45 kVA Brasil x Transformador 50 kVA Europa;
- Transformador 75 kVA Brasil x Transformador 100 kVA Europa;
- Transformador 112,5 kVA Brasil x Transformador 100 kVA Europa.

As Figuras 5.26 a 5.29 apresentam essas sobreposições gráficas. A área hachurada identifica a região de operação dos transformadores padrão PROPHET.

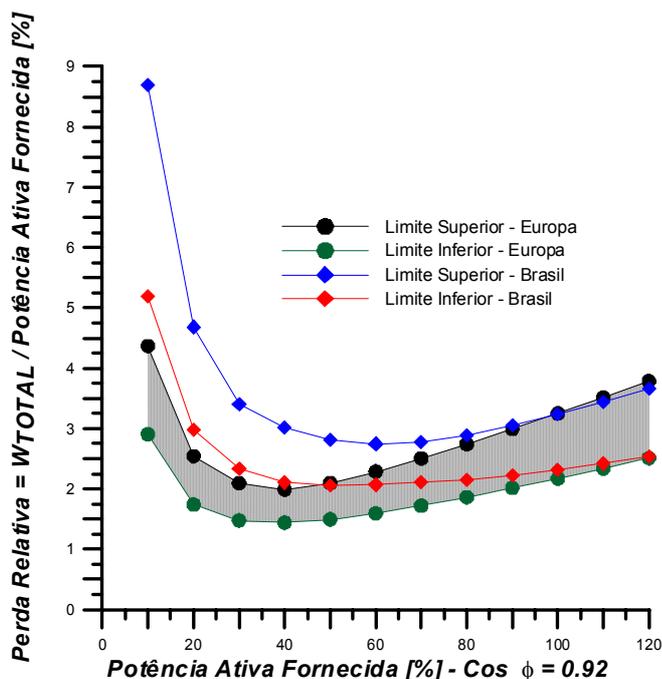


Figura 5.26 – Comparação de eficiência entre transformadores nacionais 30 kVA e transformadores europeus 50 kVA

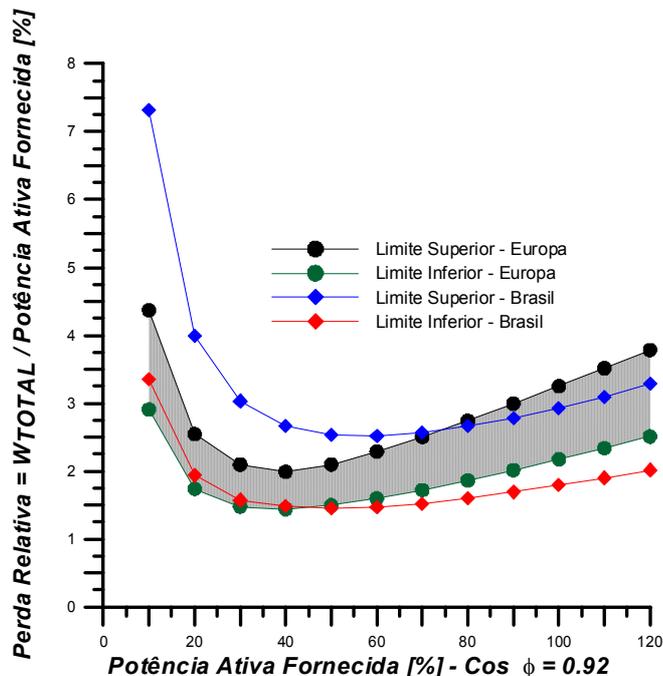


Figura 5.27 – Comparação de eficiência entre transformadores nacionais 45 kVA e transformadores europeus 50 kVA

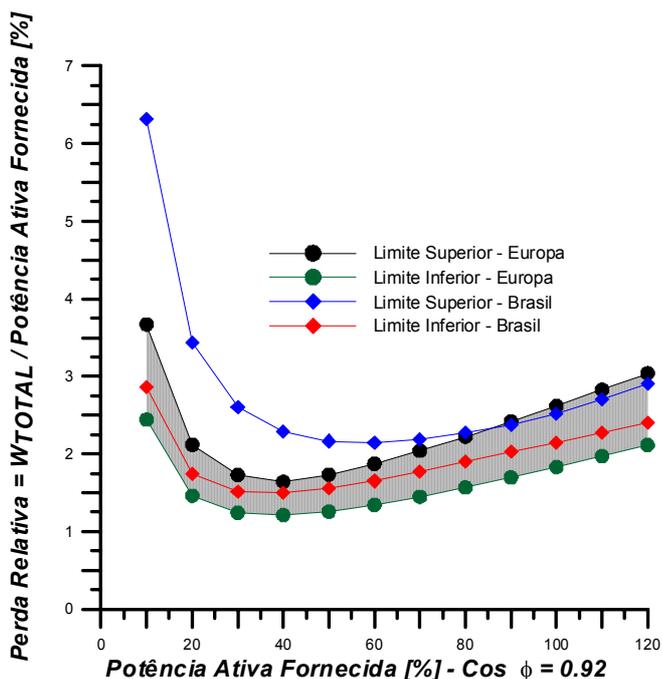


Figura 5.28 – Comparação de eficiência entre transformadores nacionais 75 kVA e transformadores europeus 100 kVA

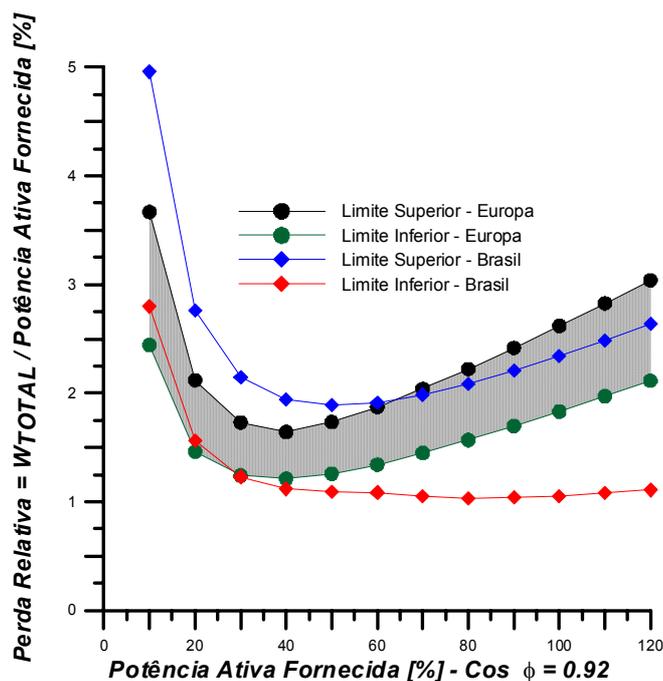


Figura 5.29 – Comparação de eficiência entre transformadores nacionais 112,5 kVA e transformadores europeus 100 kVA

Observa-se que os transformadores nacionais possuem um baixo nível de eficiência, ou seja, perdas elevadas, quando operam com baixa carga, chegando a valores preocupantes, em alguns casos abaixo de 91%. Já com relação a cargas elevadas (acima de 70% de carregamento), os equipamentos nacionais podem ser considerados adequados, uma vez que sua ineficiência gira em torno de 2% a 3%.

Apesar das frequências de operação serem distintas, este fato não é levado em conta no cálculo da eficiência e nas comparações realizadas por não ser realmente relevante. Transformadores para 60 Hz tendem a ter perdas em vazio maiores e menores perda em carga, caso todos os outros parâmetros

forem mantidos iguais. De qualquer modo as diferenças são muito pequenas (0,1% a 0,2%) comparada à variação que as perdas no cobre e no ferro podem sofrer alterando os principais parâmetros do projeto ^[10]. Nesses casos foram considerados somente os ganhos de eficiência obtidos e não aspectos de projeto relacionados ao se utilizar na Europa a frequência de 50 Hz e no Brasil a de 60 Hz, e como mencionado estes aspectos devem ser contemplados pelos projetos.

5.3.4 – Dependência da Carga

A partir do comportamento observado dos transformadores quanto ao seu carregamento, quando em operação, foi levantada uma curva para delinear a dependência das perdas operacionais desses equipamentos em relação à sua carga. Nesse caso, utilizam-se os dados dos transformadores monofásicos e trifásicos apresentados anteriormente em tabelas e gráficos e admite-se condições de carregamento de 20%, 50%, 100% e 120% conforme mostra de forma gráfica a Figura 5.30.

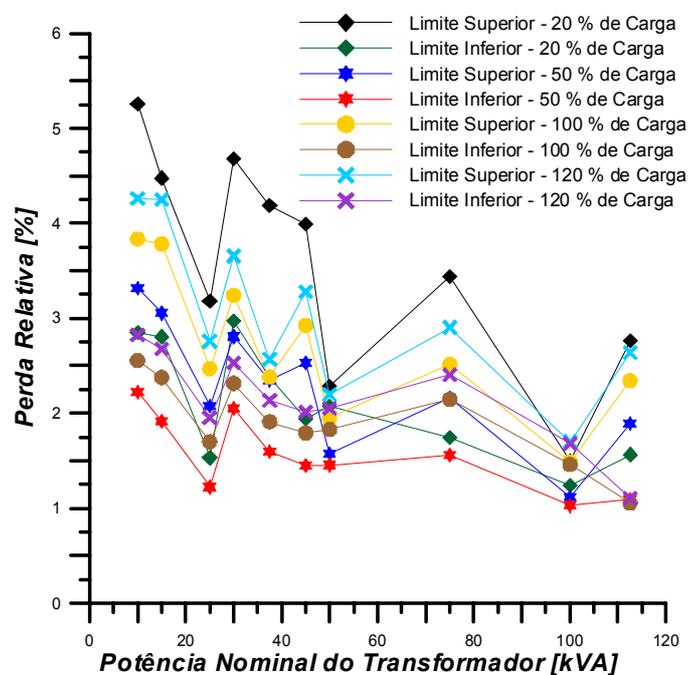


Figura 5.30 – Dependência dos transformadores em relação a sua carga

5.4 – Comentários Gerais

Visto todos os dados apresentados e suas análises, é de fácil percepção que os transformadores de fabricação nacional deixam a desejar no que diz respeito ao seu desempenho e sua eficiência. Foram encontrados diferentes problemas, desde inclinação indevida das buchas de alta tensão a níveis altíssimos de perdas. Deve-se ressaltar ainda a ocorrência de muitas não suportabilidade de impulso atmosférico, o que demonstra falha no isolamento dos transformadores, indo de pequeno curto-circuito entre espiras até curto-circuito franco.

Assim, os ensaios que se realizam em fábrica, quando não contemplam impulso, não têm se mostrado eficazes na definição de um padrão de qualidade para os transformadores. Deste modo, os

processos de compra de equipamentos devem incluir todos os ensaios normalizados, principalmente os de impulso. Existe um argumento simples para esta afirmação, ou seja, apesar de onerar os processos de compra e, por conseguinte, os custos, ao se proceder deste modo é possível evitar problemas futuros oriundos das altas taxas de falha.

É necessário observar que o desempenho adequado dos transformadores está plenamente ligado ao desempenho da proteção oferecida pelos pára-raios, pois, como verificado, algumas unidades entram em modo de falha com tensões aplicadas da ordem de 70% da tensão suportável nominal de impulso atmosférico. No entanto, como se depreende este não é um procedimento tecnicamente aceitável, pois de fato o nível de isolamento real dos transformadores não é como seria esperado, o normalizado.

Capítulo 06

Análise Econômica e Vida Útil

A instalação e/ou substituição de transformadores em áreas urbanas ou mesmo regiões rurais é uma decisão técnico-econômica que envolve, entre outros, procedimentos operativos das concessionárias de energia elétrica.

Este capítulo mostra a análise de viabilidade econômica da substituição dos transformadores monofásicos antigos por novos, a qual é feita a partir de critérios econômicos e financeiros. Utiliza-se o “*Pay Back*”, ou seja, o tempo de retorno de investimento, que consiste na determinação do tempo necessário para recuperar o capital investido, ignorando conseqüências além desse tempo e do valor do capital no tempo.

6.1 – Curva de Carga

Inicialmente, obtiveram-se com a AES-SUL medições das grandezas elétricas de seu sistema de 4 dias consecutivos, com as quais se pôde levantar sua curva de carga característica. As curvas de cada dia são apresentadas na Figura 6.1, e a Figura 6.2 já mostra a conversão das mesmas para curva em patamares característica diária.

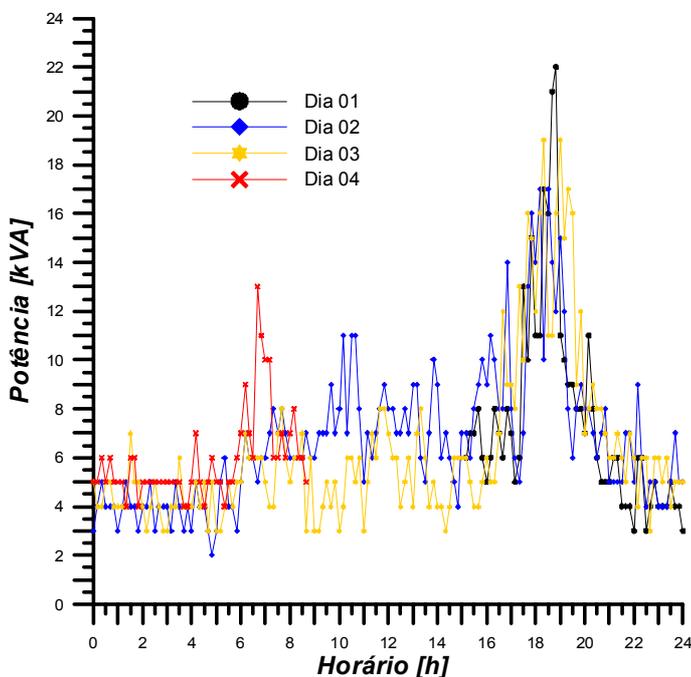


Figura 6.1 – Curvas de carga dos 4 dias medidos

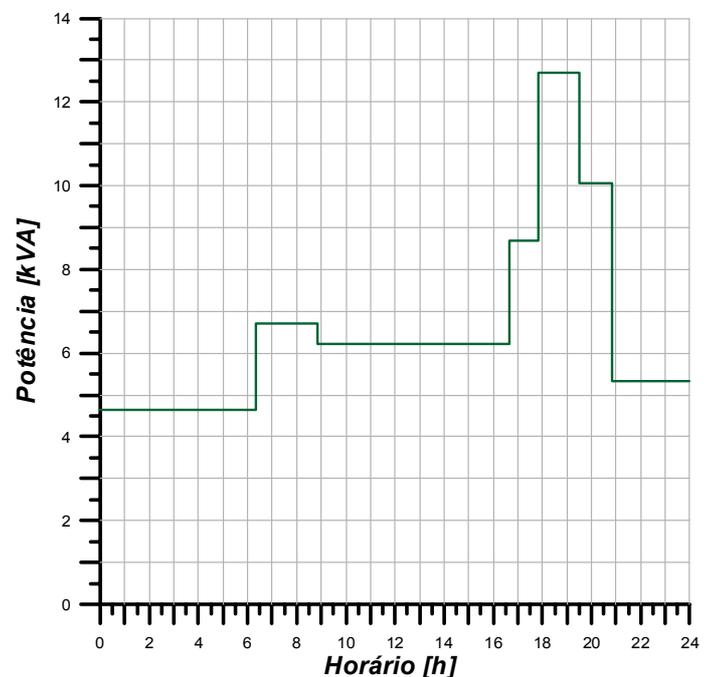


Figura 6.2 – Curva de carga característica diária em patamares

Com base nas curvas acima, obtêm-se os dados necessários para a análise econômica de equipamentos de 25 kVA, os quais estão apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Duração de carga

Patamar	Duração [h]	Carga [pu]
01	6,33333	0,18600
02	2,50000	0,26867
03	7,83333	0,24850
04	1,16667	0,34733
05	1,66667	0,50800
06	1,33333	0,40267
07	3,16667	0,21373

6.2 – Vida Útil ^[3] ^[18]

Considera-se que a perda de vida dos transformadores é função das propriedades mecânicas do papel isolante, as quais dependem da temperatura e do tempo de operação. Entretanto, a porcentagem de falhas atribuíveis, especificamente, ao envelhecimento do papel ainda é desconhecida. Por outro lado, a vida real desses equipamentos é determinada pelo tempo de operação até sua primeira falha. Para os transformadores de média tensão, esse tempo é considerado em torno de 15 a 20 anos. No cálculo da perda de vida é levado em conta que:

- Os transformadores sem respiro livre são perfeitamente selados, ou seja, suas vedações não deterioram pela ação do ambiente ou por vibrações;
- A degradação do óleo isolante é desprezível;
- Os materiais em contato com o óleo isolante são compatíveis com este ao longo do tempo.

Não se considera os movimentos de transporte ou deformações cumulativas de bobinas e calços resultantes de sucessivos esforços de curtos-circuitos a que os transformadores estão sujeitos.

O envelhecimento térmico do óleo isolante ocorre a partir de temperaturas da ordem de 75° C. A presença de oxigênio, umidade e metais em contato com o óleo aceleram sua oxidação, pois estes servem como catalisadores do processo. A degradação acelerada do óleo também se dá por falta de compatibilidade de outros materiais em contato com ele, notadamente tintas, vernizes e esmalte do fio, que liberam solventes e resinas quando seu processo de cura é inadequado.

A falta de cobertura adequada de esmalte no enrolamento de alta tensão indica fragilidade do sistema isolante e pode justificar falhas precoces. A degradação do óleo isolante obedece a processos lentos que ocorrem durante a vida do transformador. São problemas que surgem devido a um estado inicial precário dos materiais ou pela incompatibilidade destes com o óleo isolante. Por outro lado, a não-verificação de teores de umidade elevados no óleo isolante e a falta de sinais de corrosão nas regiões de vedação constataram a estanqueidade dos transformadores.

Teor elevado de umidade no processo de fabricação não compromete os ensaios de aceitação do transformador, porém promove a degradação não apenas do próprio papel, como a do óleo isolante e dos demais materiais que compõem o sistema isolante. A eficiência do processo de secagem da parte ativa, em fábrica, também merece atenção.

O acompanhamento da vida útil do óleo isolante e outras características do sistema isolante é impedido por razões econômicas e operacionais de monitoramento. Para avaliar a vida dos transformadores em função do estado dos materiais empregados, especialmente no sistema de isolamento, realiza-se uma bateria de ensaios elétricos e físico-químicos.

A diferença na vida de transformadores de marcas diferentes pode indicar o emprego de processos e de materiais distintos, responsáveis por determinar uma menor longevidade ao transformador, com requisitos específicos ainda não contemplados adequadamente em sua especificação. Além disso, os modos de proteção e operação do transformador no sistema podem ser decisivos para definir sua vida real, eventualmente impondo um risco de falha muito alto.

6.3 – Custo do Transformador ^[14]

O custo de um transformador é composto de 3 parcelas, custo de investimento, capitalização das perdas em vazio e capitalização das perdas em carga, conforme a Equação 6.1.

$$C_{TT} = C_{INV} + C_{W0} + C_{WL} \quad (6.1)$$

Sendo,

C_{TT} – custo total do transformador;

C_{INV} – custo de investimento;

C_{W0} – capitalização das perdas em vazio;

C_{WL} – capitalização das perdas em carga.

A amortização do equipamento no seu período de vida útil é dada pela Equação 6.2.

$$P_{AMO} = P_{TR} \cdot \frac{(1+j)^v \cdot j}{(1+j)^v - 1} \quad (6.2)$$

Onde,

P_{AMO} – amortização;

P_{TR} – custo unitário do transformador;

j – taxa de juro anual;

v – vida útil.

6.3.1 – Custo de Investimento

O custo de investimento nada mais é que o valor de compra do transformador distribuído ao longo de sua vida útil, contabilizado durante o período de análise. É dado pela Equação 6.3.

$$C_{INV} = P_{AMO} \cdot \frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \quad (6.3)$$

Com,

n – período de análise.

Esta equação é válida quando o período de análise for menor que a vida útil do equipamento. Caso contrário tem-se a Equação 6.4.

$$C_{INV} = P_{TR} \quad (6.4)$$

6.3.2 – Capitalização das Perdas em Vazio

As perdas em vazio são contabilizadas durante o período de análise, segundo a Equação 6.5.

$$C_{W_0} = W_0 \cdot T_{W_0} \cdot \frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \quad (6.5)$$

Sendo,

W_0 – perdas em vazio;

T_{W_0} – tarifa para as perdas em vazio.

6.3.3 – Capitalização das Perdas em Carga

As perdas em carga são contabilizadas durante o período de análise, segundo a Equação 6.6.

$$C_{WL} = W_L \cdot T_{WL} \cdot \sum_{p=1}^m E_{Lp} \cdot \frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \quad (6.6)$$

Onde,

W_L – perdas em carga;

T_{WL} – tarifa para as perdas em carga;

E_{Lp} – demanda de energia consumida em cada patamar;

m – número de patamares.

A demanda de energia consumida é obtida conforme a Equação 6.7.

$$E_{Lp} = t_{Lp} \cdot (L_p)^2 \quad (6.7)$$

Com,

t_{Lp} – duração da carga do patamar;

L_p – nível de carga do patamar.

6.4 – Cotação de Transformadores

Com a necessidade de se conhecer o preço unitário do transformador para a análise econômica, entrou-se em contato com alguns fabricantes, os quais obtiveram bons resultados nos ensaios de rotina e dielétricos. Dentre os mesmos, apenas 2 se dispuseram a fornecer a cotação do equipamento com as seguintes características:

- Transformador monofásico de potência nominal 25 kVA, regime contínuo, resfriamento ON em óleo mineral, classe de tensão 24,2 kV, tensões primárias 13.337 V/12.702 V/12.067 V, frequência 60 Hz, NBI no primário 110 kV, tensão secundária 220 V, ligação em série; enrolamentos primário e secundário em cobre, selado, fabricado e ensaiado conforme NBR.

As perdas, tanto em vazio quanto em carga, foram especificadas como as mínimas garantidas pelos fabricantes. Assim obtivemos as seguintes cotações, com os devidos impostos inclusos, as quais são apresentadas na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Cotações de transformadores

Fabricante	W_o [W]	W_L [W]	Preço [R\$]
01_A	92	368	2.327,32
01_B	83	275	2.952,47
02_A	85	385	2.374,97
02_B	88	332	2.050,13
02_C	80	270	2.525,12

6.5 – Análise Econômica ^[14]

De posse das equações de custo do transformador, da curva de carga e das cotações do equipamento, foram realizadas várias análises de viabilidade econômica. Para isso adotou-se 3 transformadores padrão com as mesmas características dos equipamentos cotados, porém com potência, perdas e preços diferentes. Estes são apresentados na Tabela 6.3. Vale ressaltar que as perdas utilizadas são as mesmas apresentadas no Capítulo 2 como limites para transformadores classe de tensão 24,2 kV.

Utilizou-se 3 diferentes taxas de juros anuais, 4% a.a., 8% a.a. e 12% a.a..

Novamente, em contato com a AES-SUL, obtiveram-se os valores da energia elétrica, os quais estão expostas na Tabela 6.4.

Tabela 6.3 – Transformadores padrão

Potência [kVA]	Perdas em vazio [kV]	Perdas em carga [kV]	Preço unitário [R\$]
10	70	215	1.300,00
15	90	305	1.450,00
25	130	450	1.650,00

Tabela 6.4 – Custo da energia elétrica

Compra da energia [R\$/MWh]	Venda da energia [R\$/MWh]	Custo da energia [R\$/MWh]
93,84	256,83	162,99

É importante ressaltar que o valor obtido do custo da energia acima é o valor da tarifa a ser utilizada na capitalização das perdas.

Utilizando a Equação 6.7, juntamente com os dados da Tabela 6.1, obtém-se a demanda de cada patamar da carga, para o prosseguimento da análise econômica, as quais estão na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Demanda de cada patamar da carga para 25 kVA de potência base

Patamar	Demanda de energia
01	0,21911
02	0,18045
03	0,48373
04	0,14075
05	0,43011
06	0,21619
07	0,14466

Considerando a vida útil do transformador sendo 20 anos, como apresentado no item 6.2, o período de análise de 10 anos e substituindo valores nas equações apresentadas no item 6.3, podem-se obter as Tabelas 6.6 a 6.8, sendo as mesmas com juros de 4%a.a., 8%a.a. e 12%a.a., respectivamente. Para os transformadores de 10 kVA e 15 kVA é necessário fazer a mudança de base nos valores da carga.

Tabela 6.6 – Custo do transformador a plena carga com juros de 4%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	171,25	1.388,98	1.065,42	322,68	2.777,08
01_B	217,25	1.762,08	961,20	241,13	2.964,40
02_A	174,75	1.417,42	984,36	337,58	2.739,36
02_B	150,85	1.223,55	1.019,10	291,11	2.533,76
02_C	185,80	1.507,03	926,45	236,75	2.670,23
Padrão 25 kVA	121,41	984,74	1.505,49	394,58	2.884,81
Padrão 15 kVA	106,69	865,38	1.042,26	742,88	2.650,52
Padrão 10 kVA	95,66	775,86	810,65	1.178,25	2.764,76

Tabela 6.7 – Custo do transformador a plena carga com juros de 8%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{Wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	237,04	1.590,58	881,42	266,95	2.738,94
01_B	300,72	2.017,83	795,19	199,49	3.012,50
02_A	241,90	1.623,14	814,35	279,28	2.716,77
02_B	208,81	1.401,13	843,09	240,83	2.485,06
02_C	257,19	1.725,76	766,45	195,86	2.688,07
Padrão 25 kVA	168,06	1.127,67	1.245,48	326,43	2.699,58
Padrão 15 kVA	147,69	990,98	862,25	614,58	2.467,81
Padrão 10 kVA	132,41	888,47	670,64	974,76	2.533,87

Tabela 6.8 – Custo do transformador a plena carga com juros de 12%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{Wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	311,58	1.760,49	742,20	224,78	2.727,47
01_B	395,27	2.233,38	669,59	167,98	3.070,95
02_A	317,96	1.796,53	685,72	235,17	2.717,43
02_B	274,47	1.550,81	709,93	202,79	2.463,53
02_C	338,06	1.910,11	645,39	164,92	2.720,42
Padrão 25 kVA	220,90	1.248,13	1.048,75	274,87	2.571,76
Padrão 15 kVA	194,12	1.096,85	726,06	517,50	2.340,41
Padrão 10 kVA	174,04	983,38	564,71	820,80	2.368,89

O mesmo procedimento é realizado para 50% e 25% da curva de carga apresentada na Figura 6.2, cujos valores de custo estão expostos nas Tabelas 6.9 a 6.11 e 6.12 a 6.14, respectivamente.

Tabela 6.9 – Custo do transformador a 50% de carga com juros de 4%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{Wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	171,25	1.388,98	1.065,42	80,67	2.535,07
01_B	217,25	1.762,08	961,20	60,28	2.783,55
02_A	174,75	1.417,42	984,36	84,40	2.486,17
02_B	150,85	1.223,55	1.019,10	72,78	2.315,42
02_C	185,80	1.507,03	926,45	59,19	2.492,67
Padrão 25 kVA	121,41	984,74	1.505,49	98,64	2.588,88
Padrão 15 kVA	106,69	865,38	1.042,26	185,72	2.093,36
Padrão 10 kVA	95,66	775,86	810,65	294,56	1.881,07

Tabela 6.10 – Custo do transformador a 50% de carga com juros de 8%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{Wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	237,04	1.590,58	881,42	66,74	2.538,73
01_B	300,72	2.017,83	795,19	49,87	2.862,89
02_A	241,90	1.623,14	814,35	69,82	2.507,31
02_B	208,81	1.401,13	843,09	60,21	2.304,44
02_C	257,19	1.725,76	766,45	48,96	2.541,17
Padrão 25 kVA	168,06	1.127,67	1.245,48	81,61	2.454,76
Padrão 15 kVA	147,69	990,98	862,25	153,64	2.006,88
Padrão 10 kVA	132,41	888,47	670,64	243,69	1.802,80

Tabela 6.11 – Custo do transformador a 50% de carga com juros de 12%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{Wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	311,58	1.760,49	742,20	56,20	2.558,88
01_B	395,27	2.233,38	669,59	41,99	2.944,96
02_A	317,96	1.796,53	685,72	58,79	2.541,05
02_B	274,47	1.550,81	709,93	50,70	2.311,44
02_C	338,06	1.910,11	645,39	41,23	2.596,73
Padrão 25 kVA	220,90	1.248,13	1.048,75	68,72	2.365,61
Padrão 15 kVA	194,12	1.096,85	726,06	129,38	1.952,28
Padrão 10 kVA	174,04	983,38	564,71	205,20	1.753,29

Tabela 6.12 – Custo do transformador a 25% de carga com juros de 4%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{Wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	171,25	1.388,98	1.065,42	20,17	2.474,57
01_B	217,25	1.762,08	961,20	15,07	2.738,34
02_A	174,75	1.417,42	984,36	21,10	2.422,87
02_B	150,85	1.223,55	1.019,10	18,19	2.260,84
02_C	185,80	1.507,03	926,45	14,80	2.448,28
Padrão 25 kVA	121,41	984,74	1.505,49	24,66	2.514,89
Padrão 15 kVA	106,69	865,38	1.042,26	46,43	1.954,07
Padrão 10 kVA	95,66	775,86	810,65	73,64	1.660,15

Tabela 6.13 – Custo do transformador a 25% de carga com juros de 8%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{Wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	237,04	1.590,58	881,42	16,68	2.488,68
01_B	300,72	2.017,83	795,19	12,47	2.825,48
02_A	241,90	1.623,14	814,35	17,45	2.454,95
02_B	208,81	1.401,13	843,09	15,05	2.259,28
02_C	257,19	1.725,76	766,45	12,24	2.504,45
Padrão 25 kVA	168,06	1.127,67	1.245,48	20,40	2.393,55
Padrão 15 kVA	147,69	990,98	862,25	38,41	1.891,65
Padrão 10 kVA	132,41	888,47	670,64	60,92	1.620,03

Tabela 6.14 – Custo do transformador a 25% carga com juros de 12%a.a.

Fabricante	Amortização [R\$]	C_{INV} [R\$]	C_{Wo} [R\$]	C_{WL} [R\$]	C_{TT} [R\$]
01_A	311,58	1.760,49	742,20	14,05	2.516,73
01_B	395,27	2.233,38	669,59	10,50	2.913,47
02_A	317,96	1.796,53	685,72	14,70	2.496,96
02_B	274,47	1.550,81	709,93	12,67	2.273,41
02_C	338,06	1.910,11	645,39	10,31	2.565,81
Padrão 25 kVA	220,90	1.248,13	1.048,75	17,18	2.314,07
Padrão 15 kVA	194,12	1.096,85	726,06	32,34	1.855,25
Padrão 10 kVA	174,04	983,38	564,71	51,30	1.599,39

6.6 – Tempo de Retorno de Investimento – “Pay Back” ^[14]

O tempo de retorno de investimento é analisado inicialmente para a substituição de transformadores de 25 kVA por outro de mesma potência, porém com menores perdas, ou seja, mais

eficiente. Em seguida, a mesma análise é feita para a substituição de equipamentos de 10 kVA e 15 kVA, por um de 25 kVA de alta eficiência.

É importante ressaltar que dentre os transformadores cotados no item 6.4, utiliza-se, a princípio, o de maior eficiência (**02_C**) para a análise em todas as propostas de substituição, em relação ao transformador padrão. Em resumo, o investimento é pago com a economia obtida pela redução das perdas do equipamento. Com isso tem-se a Equação 6.8.

$$V_R = P_{UEF} - P_{UP} - \left[(C_{WOP} + C_{WLP}) - (C_{W0EF} + C_{WLEF}) \right] \quad (6.8)$$

Sendo,

V_R – valor relativo;

P_{UEF} – preço unitário do transformador eficiente;

P_{UP} – preço unitário do transformador padrão em questão;

C_{WOP} – capitalização das perdas em vazio do transformador padrão em questão;

C_{WLP} – capitalização das perdas em carga do transformador padrão em questão;

C_{W0EF} – capitalização das perdas em vazio do transformador eficiente;

C_{WLEF} – capitalização das perdas em carga do transformador eficiente.

Como a Equação 6.8 está diretamente relacionada com as equações de custo do transformador apresentadas no item 6.3, o tempo de retorno de investimento é obtido variando o período de análise (n) até que V_R seja igual à zero.

Assim, obtém-se o tempo de retorno de investimento para as 3 substituições propostas, os quais são apresentados nas Tabelas 6.15 a 6.17.

Tabela 6.15 – Tempo de retorno de investimento da substituição de transformadores de 25 kVA por um de mesma potência com maior eficiência (anos)

Juros [%a.a.]	Carga		
	100%	50%	25%
4	12,4	15,7	16,8
8	19,1	32,5	43,3
12	-	-	-

Tabela 6.16 – Tempo de retorno de investimento da substituição de transformadores de 15 kVA por um de 25 kVA de alta eficiência (anos)

Juros [%a.a.]	Carga		
	100%	50%	25%
4	21,0	-	-
8	-	-	-
12	-	-	-

Tabela 6.17 – Tempo de retorno de investimento da substituição de transformadores de 10 kVA por um de 25 kVA de alta eficiência (anos)

Juros [%a.a.]	Carga		
	100%	50%	25%
4	16,8	-	-
8	42,8	-	-
12	-	-	-

A mesma análise agora é feita para o transformador cotado com menor custo total (**02_B**), obtendo assim as Tabelas de retorno de investimento 6.18 a 6.20.

Tabela 6.18 – Tempo de retorno de investimento da substituição de transformadores de 25 kVA por um de mesma potência com maior eficiência (anos)

Juros [%a.a.]	Carga		
	100 %	50 %	25 %
4	6,3	7,5	7,8
8	7,5	9,2	9,7
12	9,5	12,6	13,8

Tabela 6.19 – Tempo de retorno de investimento da substituição de transformadores de 15 kVA por um de 25 kVA de alta eficiência (anos)

Juros [%a.a.]	Carga		
	100 %	50 %	25 %
4	13,5	-	-
8	22,3	-	-
12	-	-	-

Tabela 6.20 – Tempo de retorno de investimento da substituição de transformadores de 10 kVA por um de 25 kVA de alta eficiência (anos)

Juros [%a.a.]	Carga		
	100 %	50 %	25 %
4	11,3	-	-
8	16,4	-	-
12	-	-	-

6.7 – Comentários Gerais

Devido ao fato das cotações de transformadores terem sido obtidas a cerca de um ano atrás, as mesmas se encontravam desatualizadas. Assim foi utilizado um fator de reajuste de 37% sobre os valores iniciais, resultando nos preços unitários utilizados no estudo econômico anterior.

Os transformadores padrão de cada potência utilizada foram obtidos utilizando-se os valores limites de perdas da normalização nacional, como comentado no item 6.5, e seus valores unitários estimados de maneira concisa, baseado em seu nível de perdas e nas cotações dos transformadores eficientes.

A utilização de transformadores eficientes tem por atrativo a economia a médio prazo e permite uma melhor utilização da energia elétrica disponível, com grandes benefícios ao país. Como se observa

na análise econômica acima, nem sempre o melhor projeto do fabricante é o melhor para o sistema que o equipamento é instalado. Deve haver um equilíbrio entre a qualificação técnica e viabilidade de custo.

Quando se propôs a substituição pelos transformadores de 25 kVA de maior eficiência, o período de retorno de investimento não é atrativo para a concessionária, sendo em alguns casos totalmente impraticável. Porém quando se analisa a proposta de substituição pelo transformador de menor custo, prática mais coerente e correta, sendo o mesmo eficiente, o retorno de investimento é da ordem de 6 a 10 anos, mostrando a viabilidade técnica-econômica deste procedimento.

Para transformadores de 10 kVA e 15 kVA, a substituição por unidades eficientes de 25 kVA deve ser analisada de forma mais criteriosa. Como já constatado, a substituição pelos equipamentos de maior eficiência não é nem um pouco viável nesse caso, porém pelos de menor custo total, apesar de não possuir um tempo de retorno de investimento atrativo, deve ser observada a capacidade extra de potência que será instalada no sistema.

O fato de se analisar os mesmos casos para cargas de 50% e 25%, demonstra que o transformador proposto é pura e simplesmente para a carga característica daquele ponto do sistema, não podendo ser generalizado para a área de concessão como um todo.

Capítulo 07

Recomendações e Conclusões

Visto a especificação de projeto de transformadores proposta pela AES-SUL no Capítulo 4, e com base nos resultados obtidos dos ensaios realizados pelo Laboratório de Alta Tensão em conjunto com a análise de desempenho destes equipamentos expostas no Capítulo 5, o foco deste capítulo está ligado às recomendações propostas, a fim de melhorar a qualidade e a eficiência dos transformadores, e às conclusões do trabalho.

A análise de viabilidade econômica realizada no Capítulo 6 também é considerada para que tais recomendações sejam consistentes em termos técnicos e financeiros.

7.1 – Montagem das Buchas

Trata-se de uma proposta de alteração puramente construtiva, visando ao aumento da qualidade do transformador. Diz respeito, primeiramente, a montagem das buchas de baixa tensão também na tampa do tanque, e em seguida que esta tampa seja de alguma maneira agregada ao núcleo do equipamento.

Com certeza, essa implementação não é imediata e sim a médio prazo, uma vez que é necessário um estudo de projeto, pois algumas características serão alteradas, tais como porte do transformador, dimensão do tanque, distância mínima de isolamento em ar, entre outras.

Independentemente, a mudança mais relevante com essa recomendação é a confecção dos terminais de saída de ambas as bobinas, que facilita o manuseio de quem trabalha com esta etapa da fabricação, diminuindo o risco de dobras, quinas e/ou quebra do isolamento dos cabos de saída e a proximidade de parafusos, rebites, etc.

Finalmente, um dos benefícios dessa proposta é a melhoria na suportabilidade frente a impulso atmosférico, cujos resultados não se mostraram satisfatórios devido muitas vezes a problemas nos terminais de saída das bobinas, principalmente de alta tensão, e falta de cuidado quanto à proximidade de materiais metálicos, esquecendo a distância mínima de isolamento em óleo. Algumas verificações desses problemas foram identificadas no item 4.4 do Capítulo 4.

Outro benefício importante é a diminuição dos níveis de tensão de rádio-interferência associado aos ruídos eletromagnéticos (**RIV**) devido à melhoria construtiva e precauções na montagem do transformador.

7.2 – Aquisição de Transformador

Como visto no final do Capítulo 6, onde foi feito um breve comentário a respeito da compra de transformadores em função da topologia do sistema e da carga característica, esta é também uma recomendação.

Geralmente as concessionárias de energia adquirem o transformador de maneira a se obter o melhor projeto do fabricante, porém tal prática nem sempre é satisfatória, uma vez que o melhor projeto do fabricante acaba muitas vezes não sendo o melhor projeto para a instalação no sistema.

A partir dos dados obtidos dos ensaios apresentados no Capítulo 5, observa-se que as perdas totais são mais críticas que as perdas em vazio. Essa constatação mostra que transformadores a plena carga ou sobrecarregados têm uma queda em sua eficiência, e conseqüentemente perda de energia elétrica e recursos financeiros.

Dessa maneira, propõe-se a aquisição de transformadores segundo um levantamento da topologia do sistema e da curva de carga característica no qual o equipamento será instalado, diga-se eficiente, ao invés da prática descrita acima, ou seja, adquirir o melhor projeto para o sistema de concessão e não o melhor projeto do fabricante.

7.3 – Garantia de Perdas

Como apresentado no item anterior, a aquisição do transformador eficiente é uma excelente proposta, e está diretamente ligada ao nível de perdas do mesmo.

Decidiu-se que a faixa de perdas considerada pelo projeto e totalmente relevantes na compra do equipamento, deve ser garantida pelo fabricante. Tais valores devem ser verificados por ensaios e o valores econômicos correspondentes (capitalização das perdas) avaliados pela concessionária, incluindo também uma multa relacionada com as taxas de falhas observada para este tipo de transformador.

7.4 – Inspeção dos Ensaios

Os ensaios que se realizam em fábrica, quando não contemplam impulso atmosférico, não têm se mostrado eficazes na definição de um padrão de qualidade para os transformadores. Deste modo, os processos de compra de equipamentos devem incluir todos os ensaios normalizados, principalmente os de impulso atmosférico e RIV.

Assim, a recomendação a ser feita, a qual já vem sendo posta em prática pela AES-SUL, é a rigorosidade na inspeção dos ensaios de recebimento do transformador. É necessário exigir o mínimo de qualidade dos fabricantes para seus equipamentos.

Existe um argumento simples para tal afirmação, ou seja, apesar de onerar os processos de compra e, por conseguinte, os custos, ao se proceder desta maneira é possível evitar problemas futuros oriundos de altas taxas de falha.

7.5 – Custo do Transformador

Propõe-se a inserção de mais um componente no cálculo do custo total do transformador, cuja equação foi apresentada no Capítulo 6. Esta nova componente é justamente o custo referente à falha do transformador, e pode ser denominada C_{FT} .

Após a análise de viabilidade econômica, a proposta tem um período de retorno de investimento, o chamado “Pay Back”. Nesse ponto é onde entra o custo de falha, funcionando da seguinte maneira.

- Se o transformador falhar antes da metade do período de retorno de investimento, o C_{FT} é o preço unitário integral do transformador (P_{TR});
- Se a falha for durante a segunda metade do “Pay Back”, o custo de falha é proporcional ao P_{TR} ;
- Se a falha ocorrer após o investimento ter sido pago, o custo de falha do transformador (C_{FT}) é desconsiderado.

7.6 – Conclusões

Com base nos resultados dos ensaios realizados no conjunto de transformadores enviados pela AES-SUL, observa-se que, de maneira geral, as perdas em vazio se encontram próximas do valor normalizado, sem distinção entre unidades novas e reformadas, uma vez que a diferença entre estas é muito pequena. O emprego de chapas de grão orientado de melhor rendimento ou material amorfo, redução da espessura das lâminas, uso de tecnologias modernas de construção do núcleo e mão de obra qualificada possibilita a fabricação de transformadores de média tensão otimizados, com perdas muito inferiores às determinadas. Outra opção é o aumento da seção do núcleo, reduzindo o campo magnético, porém resulta em altos investimentos e aumento do tamanho do transformador.

Em relação às perdas totais, o comportamento é semelhante às perdas em vazio, porém mais crítica, uma vez que seu valor médio de unidades novas e reformadas está muito mais próximo do valor estabelecido em norma, e ainda um alto contingente ultrapassa tal valor.

A redução das perdas em carga pode ser obtida utilizando-se material supercondutor nos enrolamentos e/ou o aumento da seção do condutor dos enrolamentos ou uso de condutores de fita, lâmina ou chapa, reduzindo sua resistência. Uma desvantagem comum às 2 práticas é o alto custo de investimento. Em relação ao supercondutor, esta técnica reduz a suportabilidade frente a correntes de curto-circuito.

No que diz respeito ao ensaio de impulso atmosférico, de maneira geral, a performance dos transformadores é inadequada e insuficiente. Isso é responsável pela manutenção de um elevado índice de falhas, que na região de concessão da AES-SUL ultrapassa 3,5% em média.

Analisando as curvas de eficiência dos transformadores nacionais traçadas no Capítulo 5, observa-se uma ineficiência relativamente alta, chegando até a 9%, como já comentado. Outro ponto relevante é que transformadores de maior porte possuem maior eficiência que transformadores de pequeno porte. Isso é de fácil percepção, uma vez que é economicamente viável a construção de equipamentos de maior potência com um nível de sofisticação necessária para redução das perdas.

Confrontando a eficiência de equipamentos europeus com os de fabricação nacional, vê-se que há grandes diferenças entre as zonas de operação ótimas de cada um. Nossos transformadores passam a ter desempenho semelhante aos transformadores europeus a partir de um carregamento em torno de 60%, o que demonstra a existência de preocupação quanto à operação em faixas de carga elevada, pois caso contrário as perdas totais, verificadas em ensaio, acabariam por ser superiores aos valores normalizados. Esta divisão de perdas é determinada pela relação existente entre os custos de aquisição do aço-silício são mais elevados. Logo sua utilização nos transformadores tende a ser minimizada. Dentro desse contexto, pode-se dizer que a cada 15 unidades trifásicas subcarregadas, é possível, com a diferença das perdas, adquirir uma nova unidade transformadora.

Assim, conhecendo o panorama geral da qualidade dos equipamentos nacionais, o conceito de transformadores eficientes se enquadra de maneira apropriada, tratando-se da análise técnica. Em relação à viabilidade econômica, a mesma comprova-se pelos resultados do Capítulo 6, os quais mostram que a substituição por transformadores de alta eficiência possui um retorno de investimento a médio prazo. Por exemplo, para transformadores de 30 [kVA], com relação a padrões eficientes, é possível afirmar que, em um universo de 30.000 unidades, é consumido um excesso de energia da ordem de 19.000 [MWh/ano], o que equivale a uma pequena central hidroelétrica de 2,5 [MW] fornecendo potência plena por 8760 [h], cujo custo de instalação é da ordem de US\$3.000.000,00, que por sua vez a valores médios de mercado (compra-venda) resulta em um montante de aproximadamente US\$ 1.250.000,00.

Mesmo com o alto custo inicial sendo recuperado pela redução dos custos correntes, muitos transformadores de média tensão ainda estão sendo adquiridos baseados pura e simplesmente na oferta de preço unitário do equipamento. Como apresentado no Capítulo 7, a proposta é mudar de paradigma, levando em consideração eficiência garantida e capitalização das perdas, resultando no custo total do transformador, este sim devendo ser considerado para a compra do equipamento.

As etapas para aplicação desta prática dependem amplamente de políticas locais e das concessionárias. Assim, a eficiência de transformadores deve haver uma padronização, a fim de eliminar equipamentos ruins do sistema de distribuição de energia elétrica e do mercado, mantendo-se uma constante atualização. Esse padrão é proposto de 2 maneiras:

- Definir classes de perdas em vazio e em carga (padrões de eficiência), e especificar o transformador em termos de potência, tensão, perdas em vazio e em carga;
- Assumir um carregamento médio para o transformador, e especificar a eficiência naquela carga média.

Por fim, os resultados obtidos realçam a necessidade de uma revisão das normas técnicas de transformadores, que, inclusive, contém alguns pontos dúbios, a exemplo do relacionado com a avaliação das formas de correntes cortadas. O advento de digitalizadores e osciloscópios digitais que devem possuir no mínimo 9 bits reais permite a modificação dos procedimentos de ensaio e facilitam os processos de análise, logo este fato deve ser objeto de cuidadosa avaliação.

7.7 – Sugestões para Trabalhos Futuros

Com o desenvolvimento deste trabalho observaram-se alguns pontos cujo estudo mais detalhado poderia ser interessante, dos quais se citam:

- Análise de viabilidade econômica da substituição por transformadores eficientes, utilizando-se ao invés de uma carga constante ao longo dos anos, como foi feito, um fator de expansão a cada ano, algo em torno de 1%;
- Implementação de um software de projeto de transformadores, visto os conceitos apresentados e os padrões definidos, a fim de se obter a eficiência desejada nesses equipamentos.

Trabalhos Publicados

- [1]. B. P. Cardoso, M. L. B. Martinez, C. de Salles, H. R. P. M. de Oliveira, “Desempenho de Transformadores de Distribuição”, II SEMAN – Seminário de Manutenção Bahia/Sergipe, Salvador, Brasil, 2005;
- [2]. B. P. Cardoso, M. L. B. Martinez, C. de Salles, H. R. P. M. de Oliveira, “Desempenho de Transformadores de Distribuição”, XVI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, Brasil, 2004;
- [3]. B. P. Cardoso, M. L. B. Martinez, C. de Salles, H. R. P. M. de Oliveira, “Distribution Transformers Performance”, IEEE/PES T&D 2004 Latin América, São Paulo, Brasil, 2004;
- [4]. B. P. Cardoso, M. L. B. Martinez, C. de Salles, H. R. P. M. de Oliveira, “Distribution Transformers Performance”, IEEE PowerTech 2005, St. Petersburg, Rússia, 2005;
- [5]. B. P. Cardoso, M. L. B. Martinez, C. de Salles, H. R. P. M. de Oliveira, “Distribution Transformers Performance”, TEAMT 2004, Zloty Potok, Polônia, 2004;
- [6]. C. de Salles, R. J. Bachega, M. L. B. Martinez, “Distribution Transformers Impulse Test - Comments”, IEEE PowerTech 2005, St. Petersburg, Rússia, 2005;

Referências Bibliográficas

- [1] A. Martignoni, “Transformadores”, Editora Globo, São Paulo, Brasil, 1991;
- [2] B. Heller and A. Veverka, “Surge Phenomena in Electrical Machines”, Iliffe Books Ltd., London, United Kingdom, 1966;
- [3] Canadian Standard Association Report, “Effect of Thermal Ageing on Transformer Insulation”, CEA Technologies Inc., Toronto, Canada, 1979;
- [4] Colonel W. T. McLyman, “Magnetic Core Selection for Transformers and Inductors – A User’s Guide to Practice and Specification”, Marcel Dekker Inc., New York, United States of America, 1997;
- [5] European Commission, “The Scope for Energy Saving in the European Union through the use of Energy-Efficient Electricity Distribution Transformers”, Energy Efficiency in Transmission & Distribution, European Cooper Institute, Brussels, Belgium, 1999;
- [6] F. H. Kreuger, “Industrial High Voltage – Vols. 1 and 2”, Delft University Press, Delft, Netherlands, 1991/1992;
- [7] G. Bertagnolli, “Short-circuit Duty of Power Transformers”, The ABB Approach, Golinelli Editore, Milano, Italia, 1998;
- [8] J. C. de Oliveira, J. R. Cogo e S. F. de Abreu, “Transformadores – Teoria e Ensaios”, Editora Edgard Blücher Ltda., São Paulo, Brasil, 1983;
- [9] J. J. Winders Jr., “Power Transformers – Principles and Applications”, Marcel Dekker Inc., New York, United States of America, 2002;
- [10] Leonardo Energy Transformers, “The Potencial for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers”, European Cooper Institute, Brussels, Belgium, 2005;
- [11] L. F. Blume, G. Camilli, A. Boyajian and V. M. Montsinger, “Transformer Engineering – A Treatise on the Theory, Operation and Applications of Transformers”, John Wiley & Sons Inc., New York, United States of America, 1938;

- [12] M. A. Ravaglio, J. C. Schaefer e J. A. Teixeira Jr., “Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição”, III Encontro Nacional de Engenharia de Alta Tensão, Campina Grande, Brasil, 2000;
- [13] M. Kostenko and L. Piotrovski, “Máquinas Eléctricas”, Lopes da Silva Editora, Porto, Portugal, 1979;
- [14] M. L. B. Martinez, “Noções de Engenharia Econômica Aplicada – Análise de Investimentos e sua Aplicação aos Sistemas de Distribuição, Sub-transmissão e Transmissão”, Apostila da Disciplina de Distribuição de Energia do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Brasil, 2001;
- [15] NBR 5356 Transformador de Potência, ABNT, Rio de Janeiro, Brasil, 1993;
- [16] NBR 5380 Transformador de Potência, ABNT, Rio de Janeiro, Brasil, 1993;
- [17] NBR 5440 Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição. Características Elétricas e Mecânicas - Padronização, ABNT, Rio de Janeiro, Brasil, 1999;
- [18] Report EL 2443, “Basic Transformer Life Characteristics: Overload Characteristics and Life-Test Evaluation”, Electric Power Research Institute, Pittsfield, United States of America, 1982;
- [19] R. Feinberg, “Modern Power Transformers Practice”, The Macmillan Press Ltd., London, United Kingdom, 1979;
- [20] R. G. Jordão. “Transformadores”, Editora Edgard Blücher Ltda., São Paulo, Brasil, 2002.