UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

VAGNER VASCONCELLOS

**COMPACTAÇÃO E ELEVAÇÃO DA VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUIÇÃO EMPREGANDO ÓLEO VEGETAL ISOLANTE**

**SÃO PAULO
2016**

VAGNER VASCONCELLOS

**COMPACTAÇÃO E ELEVAÇÃO DA VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUIÇÃO EMPREGANDO ÓLEO VEGETAL ISOLANTE**

**Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor.**

**SÃO PAULO
2016**

VAGNER VASCONCELLOS

**COMPACTAÇÃO E ELEVAÇÃO DA VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUIÇÃO EMPREGANDO ÓLEO VEGETAL ISOLANTE**

**Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do título Doutor em
Engenharia.**

**Área de Concentração:
Engenharia Elétrica**

**Orientador: Prof. Dr. Luiz Cera Zanetta
Jr.**

**SÃO PAULO
2016**

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 10 de Junho de 2016

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Vasconcellos, Vagner

Compactação e elevação da vida útil de transformadores de distribuição empregando óleo vegetal isolante / V. Vasconcellos -- versão corr. -- São Paulo, 2016.

156 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Transformadores e reatores 2.Redes de distribuição de energia elétrica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

A sabedoria é a coisa principal; adquiere, pois, a sabedoria; sim, com tudo o que possuis adquiere o conhecimento.

O temor do Senhor é o princípio do conhecimento; os loucos desprezam a sabedoria e a instrução.

Provérbios de Salomão, cap. 4 v. 7 e cap.1 v. 7.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, cujas bênçãos e misericórdias tem se estendido de geração em geração sobre aqueles que o temem e amam.

A meu orientador, Prof. Dr. Luiz Cera Zanetta Jr, pelo direcionamento e orientação essenciais ao sucesso deste trabalho.

A minha amada esposa, Claudia Vasconcellos (in memorian), pela compreensão, incentivo e apoio incondicional dados nas longas horas gastas no decorrer deste trabalho.

A minha mãe Neusa e meu pai Sergio (in memorian) que sempre me incentivaram a estudar e nunca desistir diante das dificuldades da vida.

A todos que, no presente ou no passado, contribuíram para a execução deste trabalho, em especial aos Engenheiros Claudio Galdeano (MGM), Luiz Roberto Franchini (ITAIPU Transformadores), José Mak (B&M), Marcelo Martins e Alan Sbravati (Cargill) e Luiz René Manhães e Marco Aurélio Bini, do Grupo CPFL Energia.

RESUMO

A busca no aumento da vida útil dos transformadores de distribuição, redução dos custos de manutenção e mitigação de falhas, leva ao desenvolvimento de novos materiais e critérios de exploração diferenciados desses ativos. Esta pesquisa apresenta o desenvolvimento de um novo transformador de distribuição compacto e mais eficiente utilizando óleo vegetal isolante totalmente biodegradável. Além de biodegradável, o óleo vegetal utilizado possui menor agressividade ambiental e maior capacidade térmica aumentando, a capacidade de carregamento do transformador sem comprometer a sua vida útil. A fim de atestar essa menor agressividade em relação ao óleo mineral, ensaios foram efetuados em um equipamento que permaneceu 12 anos em operação. O equipamento foi totalmente desmontado para análise e coleta de amostras de papel e óleo vegetal isolante. As análises visam comprovar a menor agressividade em relação ao óleo mineral, apresentadas na revisão bibliográfica. A menor agressividade torna possível a proposição de uma nova filosofia de planejamento de redes de distribuição utilizando uma quantidade menor dos novos transformadores para uma mesma carga, tornando-a mais compacta e eficiente.

Palavras chave: transformadores de distribuição, óleo vegetal isolante, planejamento de sistemas de distribuição.

ABSTRACT

The search of increase on the life expectancy of distribution transformers, reducing maintenance costs and mitigation failures, leads to the development of new materials and different operating criteria of these assets. This research presents the development of a new distribution transformer compact and more efficient with insulating in vegetable oil totally biodegradable. In addition to biodegradable, the vegetable oil used has less environmental aggressiveness and greater thermal capacity, increasing the loading capacity of the transformer without compromising its life expectancy. To prove that the vegetable oil is less aggressive than mineral oil, tests were done out in a transformer that worked for 12 years. The equipment was disassembled for analysis and collection of samples of vegetable oil and paper insulation. The analyses aim to prove the lesser aggressiveness compared to mineral oil, presented in the literature review. This situation makes it possible the proposition of a new philosophy of planning of distribution networks using a smaller amount of new transformers for the same load, making it more compact and efficient.

Key words: distribution transformers, insulation vegetable oil, distribution system planning.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Comparativo de Perdas a Vazio dos Transformadores a Óleo Vegetal – Classe 15 kV	25
Tabela 2– Comparativo de Perdas a Vazio dos Transformadores a Óleo Vegetal – Classe 25 kV	25
Tabela 3 — Propriedades Exigidas de Fluidos Dielétricos	30
Tabela 4 - Valores de Ensaio do Grau de Polimerização (GP)	64
Tabela 5 - Fatores de carga do transformador no período de operação	65
Tabela 6 - Valores de Ensaio de Cromatografia Gasosa do Óleo Vegetal [45]	73
Tabela 7 - Valores de Ensaios Físico-Químicos do Óleo Vegetal	76
Tabela 8 - Quantidade de transformadores de distribuição no alimentador	84
Tabela 9 - Resumo das perdas elétricas dos transformadores do alimentador	85
Tabela 10 - Transformadores utilizados na substituição	87
Tabela 11 - Perda de vida dos transformadores isolados a óleo vegetal	94
Tabela 12 - Perda de vida comparativa óleo vegetal x óleo mineral	94
Tabela 13 - Perdas elétricas dos novos transformadores do alimentador	95
Tabela 14 - Perdas Elétricas por tipo de transformador	96
Tabela 15 - Resumo dos Investimentos – Alternativa 1	97
Tabela 16 - Resumo dos Investimentos – Alternativa 2	98
Tabela 17 - Resumo das Alternativas Avaliadas	98
Tabela 18 – Perda de Vida de Transformador 45 kVA isolado em óleo mineral – Curva Agrupada	i
Tabela 19 – Perda de Vida Trafo Verde 45 kVA – Curva Agrupada 1	i
Tabela 20 – Perda de Vida de Transformador 45 kVA isolado em óleo mineral – Curva 2	ii

Tabela 21 – Perda de Vida Trafo Verde 45 kVA – Curva 2.....	ii
Tabela 22 – Perda de Vida de Transformador 45 kVA isolado em óleo mineral – Curva 3.....	iii
Tabela 23 – Perda de Vida de Transformador 45 kVA Trafo Verde – Curva 3.....	iii
Tabela 24 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA isolado em óleo mineral – Curva.....	iv
Tabela 25– Perda de Vida de Transformador 75 kVA Trafo Verde – Curva 1.....	iv
Tabela 26 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA isolado em óleo mineral – Curva 2.....	v
Tabela 27 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA Trafo Verde Curva 2.....	v
Tabela 28 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA isolado em óleo mineral Curva 3.....	vi
Tabela 29 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA Trafo Verde Curva 3.....	vi
Tabela 30 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA isolado em óleo mineral Curva 1.....	vii
Tabela 31 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA Trafo Verde Curva 1.....	vii
Tabela 32 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA isolado em óleo mineral Curva 2.....	viii
Tabela 33 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA Trafo Verde Curva 2.....	viii
Tabela 34 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA isolado em óleo mineral Curva 3.....	ix
Tabela 35 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA Trafo Verde Curva 3.....	ix

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Componentes do sistema de ensaio selado de envelhecimento do óleo vegetal e papel isolante.....	41
Figura 2: Resistência à tração de ruptura do papel termoestabilizado envelhecido em óleo mineral (recipientes selados a 130, 150, 170°C). Dados a 160°C incluídos para comparação.....	43
Figura 3: Grau de polimerização do papel termo estabilizado envelhecido em óleo mineral (recipientes selados a 130, 150, 170°C). Dados a 160°C incluídos para comparação.....	44
Figura 4: Papel Kraft termo estabilizado após 4.000 horas.....	44
Figura 5: Resistência à tração do papel termoestabilizado envelhecido em óleo mineral e fluido dielétricos de éster natural (recipientes selados a 150°C e 170°C).....	45
Figura 6: Grau de polimerização do papel termoestabilizado envelhecido em óleo mineral e éster natural (recipientes selados a 130°C, 150°C e 170°C).....	47
Figura 7: Montagem em Núcleo Invertido (novo transformador) e Montagem Normal (transformador convencional)	51
Figura 8: Circuito magnético do transformador.....	54
Figura 9: Fabricação da bobina de alta tensão.....	56
Figura 10: Fabricação da bobina de baixa tensão.....	56
Figura 11: Parte ativa montada.....	57
Figura 12: Protótipo de 75 kVA montado.....	57
Figura 13: Trafo Verde retirado de operação para análise.....	61
Figura 14: Início da desmontagem do transformador.....	62
Figura 15: Retirada de amostra de óleo vegetal para ensaios.....	62
Figura 16: Parte ativa do transformador retirada para análise.....	63
Figura 17: Molécula de Celulose.....	64
Figura 18: Redução do GP em função da temperatura do enrolamento.....	69
Figura 19: Espectroscopia no infravermelho no papel isolante — Bobina H1.....	72

Figura 20: Equipamento para Ensaio Cromatografia Gasosa (Cromatógrafo)	75
Figura 21: Fluxograma do Processo de Planejamento da Expansão do SDMT	83
Figura 22: Processo de Revisão Tarifária das Distribuidoras.....	86
Figura 23: Visão geral do alimentador antes da revitalização.....	88
Figura 24: Curva Típica 1 — 13 transformadores (27% do total).....	93
Figura 25: Curva Típica 2 — 27 transformadores (56% do total).....	94
Figura 26: Curva Típica 3 representando 8 transformadores (17% do total).....	94
Figura 27: Visão geral do alimentador após a revitalização.....	103
Figura 28: Quadro Resumo do Estudo de Viabilidade Econômica – Transformadores de Distribuição Classe 15 kV.....	105
Figura 29: Quadro Resumo do Estudo de Viabilidade Econômica – Transformadores de Distribuição Classe 25 kV.....	106
Figura 30: Temperatura dos enrolamentos e corrente do transformador 45 kVA Curva 1	I
Figura 31: Temperatura dos enrolamentos e corrente do transformador 45 kVA Curva 2	II
Figura 32: Temperatura dos enrolamentos e corrente do transformador 45 kVA Curva 3.....	III
Figura 33: Temperatura dos enrolamentos e corrente Trafo Verde 45 kVA– Curva 1	IV
Figura 34: Temperatura dos enrolamentos e corrente do transformador 75 kVA Curva 2.....	V
Figura 35: Temperatura dos enrolamentos e corrente de transformador 75 kVA Curva 3.....	VI
Figura 36: Temperatura dos enrolamentos e corrente de transformador 112,5 kVA Curva 1.....	VII
Figura 37: Temperatura dos enrolamentos e corrente de transformador 112,5 kVA Curva 2.....	VIII
Figura 38: Temperatura do enrolamento e corrente de transformador 112,5 kVA Curva 3.....	IX

Figura 39: Dados de Entrada – Trafo Verde 75 kVA.....	XIX
Figura 40: Cálculo dos Campos magnéticos – Trafo Verde 75 kVA.....	XIX
Figura 41: Dimensionamento do Enrolamento BT – Trafo Verde 75 kVA.....	XX
Figura 42: Dimensionamento do Enrolamento AT – Trafo Verde 75 kVA.....	XX
Figura 43: Cálculos das Perdas Elétricas – Trafo Verde 75 kVA.....	XXI
Figura 44: Dimensionamento dos Acessórios – Trafo Verde 75 kVA.....	XXI
Figura 45: Ensaio de relação de tensão, resistência do enrolamento e ôhmica, tensão induzida e aplicada, perdas a vazio e em curto circuito e de impedância...	XXII
Figura 46: Ensaio de elevação de temperatura e da variação das perdas totais...	XXIII
Figura 47: Ensaio de elevação de temperatura para determinação da resistência e aquecimento dos enrolamentos de AT.....	XXIV
Figura 48: Ensaio de elevação de temperatura para determinação da resistência e aquecimento dos enrolamentos de BT.....	XXV
Figura 49: Ensaio de elevação de temperatura para dos tempos e valores das resistências medidas em AT e BT.....	XXVI
Figura 50: Ensaio de elevação de temperatura do transformador.....	XXVII
Figura 51: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e aço silício.....	XXVIII
Figura 52: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e juntas de vedação..	XXIX
Figura 53: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e comutador.....	XXX
Figura 54: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e fio de cobre nu.....	XXXI
Figura 55: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e fio de cobre esmaltado	XXXII
Figura 56: Ensaio de compatibilidade entre o óleo e a pintura interna do transformador avaliado na pesquisa.....	XXXIII
Figura 57: Ensaio de compatibilidade entre o óleo e o cadarço utilizado na fabricação do transformador avaliado na pesquisa.....	XXXIV
Figura 58: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e o papelão sem cola.....	XXXV

Figura 59: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e o papelão com cola.....XXXVI

Figura 60: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e o papel Kraft neutro com cola.....XXXVII

Figura 61: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e o papel Kraft sem colaXXXVIII

LISTA DE SIGLAS

GP – Grau de Polimerização;
Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica;
P&D - Programa de Pesquisa e Desenvolvimento;
NBR – Norma Brasileira da Associação Brasileira de Normas Técnicas;
ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas;
ABB – Asea Brown Boveri;
EEUU – Estados Unidos da América;
ASTM – American Society for Testing and Materials;
OECD – Orientações de Testes de Substâncias Químicas;
CEC – Coordinating European Council;
IEEE – Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos;
AT – Alta Tensão;
MT – Média Tensão;
FITR - Espectroscopia no Infravermelho com Transformada de Fourier;
SDMT – Sistemas de Distribuição de Média Tensão;
EPE – Empresa de Pesquisa Energética;
p.u – por unidade;
NT – Nota Técnica;
MCSE – Manual de Contabilidade do Setor Elétrico;
BRR – Base de Remuneração Regulatória;
OVI – Óleo Vegetal Isolante;
OMI – Óleo Mineral Isolante;
WACC - Weighted Average Cost of Capital;
REH – Resolução Homologatória.

LISTA DE SÍMBOLOS

$\theta_{o(j)}$ - Temperatura do topo do óleo no instante de tempo j ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{o(j-1)}$ - Temperatura do topo do óleo no instante de tempo $j-1$ ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{e(j)}$ - Temperatura do ponto quente do enrolamento no instante de tempo j ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{e(j-1)}$ - Temperatura do ponto quente do enrolamento no instante de tempo $j-1$ ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{a(j)}$ - Temperatura ambiente no instante de tempo j ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{a(j-1)}$ - Temperatura ambiente no instante de tempo $j-1$ ($^{\circ}\text{C}$)

$S_{(j-1)}$ - Carregamento do transformador no instante $j-1$ (MVA)

S_{nom} - Potência nominal do transformador (kVA)

t - Intervalo de tempo entre aquisições sucessivas (horas)

$\Delta\theta_{on}$ - Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente sob carregamento nominal ($^{\circ}\text{C}$)

τ_o - Constante de tempo térmica do óleo no transformador, para qualquer carga e para qualquer diferença de temperatura, entre a elevação final e a inicial do topo do óleo (horas)

R - Relação entre as perdas em carga nominal e em vazio

n - Expoente utilizado para o cálculo da elevação de temperatura

$\Delta\theta_{en}$ - Elevação de temperatura do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo com carregamento nominal ($^{\circ}\text{C}$)

τ_e - Constante de tempo térmica do enrolamento do transformador (horas)

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO E OBJETIVOS DA PESQUISA	18
1.1 INTRODUÇÃO	18
1.1.1 <i>Histórico de desenvolvimento do novo transformador</i>	20
1.1.2 <i>Etapas do Projeto</i>	20
1.2 ETAPA 1 – DESENVOLVIMENTO DOS PROTÓTIPOS	21
1.3 ETAPA 2 – DESENVOLVIMENTO EM ESCALA INDUSTRIAL	22
1.4 ETAPA 3 – OTIMIZAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS	23
1.5 OBJETIVOS DA PESQUISA	26
1.6 APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E DIVISÃO DO TRABALHO	26
CAPÍTULO 2: ÓLEO VEGETAL ISOLANTE – O ESTADO DA ARTE	28
2.1 ÓLEO VEGETAL ISOLANTE	28
2.2 FLUIDOS À BASE DE ÓLEO VEGETAL	31
2.3 METODOLOGIA E ORIENTAÇÕES USADAS PARA MEDIR A BIODEGRADABILIDADE	34
2.4 ENSAIOS DE MATERIAIS DO TRANSFORMADOR	36
2.5 RESULTADOS DOS ENSAIOS DE LABORATÓRIO	39
2.5.1 <i>Resistência à Tração</i>	41
2.5.2 <i>Grau de Polimerização</i>	43
2.6 ANÁLISES DOS RESULTADOS DOS ENSAIOS DE LABORATÓRIO	45
CAPÍTULO 3 – CARACTERÍSTICAS DO NOVO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO	47
3.2 CONFIGURAÇÃO NÚCLEO INVERTIDO – CULATRA PLANA	47
3.3 PERDAS EM VAZIO NO TRANSFORMADOR	49
CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DE RESULTADOS DE CAMPO E APLICAÇÃO DO TRAFÓ VERDE NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	57
4.1 INSPEÇÃO VISUAL E DESMONTAGEM DO TRANSFORMADOR	58
4.2.1 <i>Análises no papel isolante do transformador</i>	61
4.2.2 <i>Análises no óleo vegetal isolante – Cromatografia Gasosa.</i>	71
4.2.3 <i>Análises no óleo vegetal isolante – Ensaios Físico-Químicos.</i>	74
4.3 ESTUDO DE CASO 1 – REVITALIZAÇÃO DE ALIMENTADOR EXISTENTE UTILIZANDO O TRAFÓ VERDE.	78
4.3.1 <i>Planejamento de Sistemas Elétricos</i>	79
4.3.2 <i>Planejamento dos Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)</i>	79
4.3.3 <i>Processo de Revisão Tarifária nas Distribuidoras</i>	81
• REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	81
• FATOR X	83
4.3.3 <i>Substituição dos transformadores convencionais pelo Trafo Verde</i>	86
4.4 ESTUDO DE CASO 2: ESTUDO DE VIABILIDADE DE AQUISIÇÃO DE TRAFOS VERDES	101
CAPÍTULO 5 — CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	105
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	110
APÊNDICE A – CÁLCULO DAS TEMPERATURAS DOS ENROLAMENTOS E PERDA DE VIDA DOS TRANSFORMADORES ISOLADOS EM ÓLEO MINERAL E DO TRAFÓ VERDE.	I

APÊNDICE B – RELATÓRIO DOS ENSAIOS REALIZADOS NO PAPEL E ÓLEO ISOLANTE NO TRANSFORMADOR AVALIADO NA PESQUISA. X

APÊNDICE C – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DOS PROJETOS DO TRANSFORMADOR AVALIADO NA PESQUISA. XXIII

APÊNDICE D: RESULTADOS DOS ENSAIOS ELÉTRICOS DE ACEITAÇÃO DO TRANSFORMADOR AVALIADO NA PESQUISA. XXVI

APÊNDICE E: RESULTADOS DOS ENSAIOS DE COMPATIBILIDADE DOS MATERIAIS E ÓLEO VEGETAL ISOLANTE DO TRANSFORMADOR AVALIADO NA PESQUISA. XXXII

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO E OBJETIVOS DA PEQUISA

1.1 INTRODUÇÃO

A necessidade de extensão da vida útil dos equipamentos utilizados nas redes de distribuição, assim como a redução dos custos de manutenção e do número de falhas, torna necessário o desenvolvimento e utilização de novos materiais, critérios de exploração de sistemas elétricos e conceitos de gerenciamento de ativos.

Esta tese apresenta os resultados de ensaios de um novo transformador de distribuição isolado a óleo vegetal, denominado “Trafo Verde”, que permaneceu em operação por 12 anos em campo.

Os ensaios tiveram a finalidade de comprovar a menor agressividade do Óleo Vegetal Isolante (OVI) quando comparado ao Óleo Mineral Isolante (OMI) em relação ao meio ambiente.

A menor agressividade do óleo vegetal em relação ao mineral, aliada à sua maior capacidade térmica permitiu o desenvolvimento de um novo transformador de distribuição mais compacto, eficiente e menos agressivo do ponto de vista ambiental.

Face às características do novo transformador, a presente pesquisa, em conjunto com a análise dos resultados dos ensaios, fará a proposição de uma filosofia de planejamento de redes de distribuição, diferente das utilizadas atualmente, com o emprego desses novos equipamentos.

O novo transformador de distribuição que teve seu desempenho em campo validado nessa pesquisa foi desenvolvido em um projeto de P&D Aneel, cujo histórico será apresentado na sequência deste capítulo.

A maior capacidade térmica do fluido isolante permitiu desenvolver um transformador de distribuição mais compacto, com menores perdas e ecologicamente correto, uma vez que utiliza fluido isolante de base vegetal e totalmente biodegradável (MC SHANE et al., 2006).

As características citadas anteriormente conferem ao novo transformador uma capacidade maior de carregamento e maior suportabilidade a carregamentos acima de sua potência nominal com menor perda de sua vida útil.

Dessa forma, é possível atender a uma mesma carga de um alimentador a partir de uma quantidade menor de transformadores, reduzindo as perdas elétricas e otimizando os custos de operação de manutenção.

A menor degradação da celulose no óleo vegetal, em comparação ao óleo mineral, utilizado regularmente nos transformadores, reduz o envelhecimento do papel isolante e, por consequência, aumenta a vida útil e confiabilidade do transformador (MCSHANE et al., 2001; BASSETTO; MAK, 1995).

Isso é possível graças à característica higroscópica do óleo vegetal, que retém a água em sua composição reduzindo a umidade e concentração de água no papel isolante (MCSHANE et al., 2001, 2006; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000).

A menor concentração de água é fundamental para a manutenção da resistência mecânica do papel isolante e que pode ser medida através do ensaio de Grau de Polimerização (GP).

Com base nas características anteriores, o óleo vegetal foi peça chave no desenvolvimento do novo transformador que foi fundamental para a viabilidade técnico-econômica da nova proposta de alimentador.

Será apresentado na sequência um histórico do projeto de P&D que serviu de base para a proposição da nova filosofia de planejamento de redes de distribuição.

1.1.1 Histórico de desenvolvimento do novo transformador

Ao longo de 10 anos de desenvolvimento e pesquisas dentro do Projeto de P&D Aneel, foi obtido um novo transformador de distribuição compacto, ecologicamente correto e mais eficiente, utilizando materiais já existentes e consagrados no mercado (MCSHANE et al., 2006).

O objetivo foi alcançado devido à utilização de óleo vegetal como fluido isolante e utilização de técnicas de manufatura e construção que viabilizaram a produção do transformador em escala industrial.

1.1.2 Etapas do Projeto

O projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Aneel teve três etapas:

- Etapa 1: Desenvolvimento de protótipos (P&D 066 2003-2006)
- Etapa 2: Desenvolvimento dos Cabeças de Série (P&D 179 2007-2010)

- Etapa 3: Compactação e Otimização de Perdas Elétricas (P&D 189 2010-2013)

1.2 ETAPA 1 – DESENVOLVIMENTO DOS PROTÓTIPOS

Na Etapa 1, foi desenvolvida a concepção do Trafo Verde, colocados em prática os resultados das análises de compatibilidade dos materiais utilizados e desenvolvidos os primeiros processos de fabricação do equipamento, cuja potência foi 88 kVA.

Apesar de a etapa ter como meta o desenvolvimento de um protótipo, durante o processo sempre se pensou que esse protótipo seria um produto de fabricação em série no futuro.

Nessa primeira etapa, foi alcançada a maior compactação do equipamento e explorada a máxima capacidade térmica do óleo vegetal isolante.

Como resultado, houve uma redução de aproximadamente 52% das perdas em vazio, porém, as perdas em plena carga ficaram cerca de 40% superiores se comparadas a um transformador convencional de 75 kVA isolado a óleo mineral. Essa condição tornava o transformador interessante somente para a operação com fatores de carga máxima de 0,45.

Esse fator de carga não é um valor interessante para a grande parte dos transformadores de distribuição da distribuidora e por essa razão decidiu-se que na segunda etapa seria realizada a busca do equilíbrio nos valores de perdas em vazio e em carga a fim de viabilizarmos o uso do equipamento em larga escala.

Finalizada a Etapa 1, a segunda etapa do projeto foi dedicada a transformar o protótipo em um produto que pudesse ser fabricado em escala industrial nas potências padronizadas e perdas elétricas de acordo com a NBR 5440/2015

1.3 ETAPA 2 – DESENVOLVIMENTO EM ESCALA INDUSTRIAL

Nessa etapa, para a continuidade do projeto de P&D, a Aneel, o Órgão Regulador, condicionou a utilização da verba do programa a uma contrapartida da distribuidora.

Assim sendo, a distribuidora se comprometeu a adquirir com recursos próprios a quantidade de 2.000 transformadores desenvolvidos no projeto. Esse valor de contrapartida foi de aproximadamente R\$ 5 milhões.

Durante a segunda etapa do projeto, foram desenvolvidos os projetos dos transformadores monofásicos e trifásicos nas potências constantes na NBR 5440/2015. Além disso, foram desenvolvidos os métodos e processos para a fabricação em larga escala dos novos transformadores.

Uma vez desenvolvido o processo de produção em larga escala, foram produzidos inicialmente 250 transformadores de 75 kVA classe 15 kV a fim de se testar o processo produtivo.

Após a produção desse primeiro lote, denominado Lote Pioneiro, os transformadores passaram pelos ensaios de inspeção e rotina e foram entregues às distribuidoras e instalados na cidade de Campinas.

O lote pioneiro teve a finalidade de validar o processo produtivo em larga escala e, no período entre 2011 e 2013, foi adquirido aproximadamente 700 transformadores isolados a óleo vegetal nas potências de 30, 45, 75 e 112,5 kVA e classes de tensão 15 e 25 kV.

Com essa aquisição, a empresa passou a contar com aproximadamente 7.800 transformadores isolados a óleo vegetal em sua rede de distribuição. Essa quantidade viabilizou a alteração nos procedimentos de instalação e reparo desses novos equipamentos.

No período de 2010 a 2013, a distribuidora manteve a aquisição de transformadores de distribuição convencionais isolados com óleo mineral em conjunto com os novos transformadores a óleo vegetal visando testar as adequações nos procedimentos de instalação e reparo desse novo transformador.

1.4 ETAPA 3 – OTIMIZAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS

Na etapa 3 do projeto, foram desenvolvidos os “Trafos Verdes Compactos”, que tiveram suas dimensões reduzidas propiciando uma redução média de aproximadamente 3% nos materiais do transformador e valores de perdas em vazio menores com manutenção das perdas totais em conformidade com a NBR-5440/2015.

Nesse novo projeto dos transformadores foram utilizados condutores de cobre e alumínio de maiores bitolas e extinta a utilização de radiadores nas potências até 75 kVA, monofásico e trifásico. Isso foi possível devido à maior capacidade térmica do óleo vegetal se comparada à do óleo mineral.

Essa desobrigação aumentou a eficiência do processo produtivo e contribuiu para a redução de aproximadamente 8% do custo final dos transformadores até 75 kVA. Sendo essa potência a de maior utilização na empresa, essa redução de custos foi fundamental para a viabilização técnico-econômica do equipamento.

Em relação à redução de perdas elétricas, nessa etapa do projeto foram obtidas reduções significativas das perdas em vazio em algumas potências com manutenção das perdas totais. A redução nas perdas em vazio é muito importante para as concessionárias, pois significa aquisição de quantidades menores de energia das geradoras.

Essa redução na aquisição de energia representa um ganho imediato que pode ser contabilizado no caixa da empresa e dessa forma justificar a diferença de custo ligeiramente superior na aquisição do equipamento.

Por outro lado, não foi negligenciada a questão das perdas em carga, buscou-se um equilíbrio nessas perdas a fim de não violarmos os valores máximos de perdas totais e inviabilizar a aquisição do novo transformador.

O resultado do projeto foi o desenvolvimento de transformadores verdes compactos utilizando aproximadamente 3% menos materiais no núcleo e 15% mais leves em função da não necessidade de utilização de radiadores nas potências de 15 a 75 kVA.

As tabelas 1 e 2 mostram a comparação dos valores de perdas em vazio dos transformadores trifásicos isolados a óleo vegetal desenvolvidos na etapa 3 do projeto nas classes de tensão 15 e 25 kV, e que foram adotados como padrão na empresa.

Tabela 1 — Comparativo de Perdas a Vazio dos Transformadores a Óleo Vegetal – Classe 15 kV

Potência Transformador (kVA)	Classe de Tensão 15 kV		
	Perdas em Vazio Óleo Vegetal (W)	Perdas em Vazio NBR 5440/14 Classe — E (W)	Diferença
15	70	85	-18%
30	128	150	-15%
45	155	195	-21%
75	198	295	-33%
112,5	246	390	-37%
150	330	485	-32%
225	420	650	-35%
300	570	810	-30%

Tabela 2— Comparativo de Perdas a Vazio dos Transformadores a Óleo Vegetal – Classe 25 kV

Potência Transformador (kVA)	Classe de Tensão 25 kV		
	Perdas a Vazio Óleo Vegetal (W)	Perdas a Vazio NBR 5440/14 Classe — E (W)	Diferença
15	80	95	-16%
30	114	160	-29%
45	155	215	-28%
75	198	315	-37%
112,5	260	425	-39%
150	350	520	-33%
225	445	725	-39%
300	595	850	-30%

1.5 OBJETIVOS DA PESQUISA

Validar o uso do óleo vegetal como fluido isolante e extensão de vida em transformadores de distribuição através de ensaios em um transformador que permaneceu por 12 anos instalado em campo.

Além disso, será feita a proposição de uma filosofia de planejamento de redes de distribuição diferente da convencional, com um menor número de transformadores explorando a maior capacidade térmica do óleo vegetal, visando à otimização do carregamento de redução de perdas elétricas.

1.6 APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E DIVISÃO DO TRABALHO

A tese está dividida em cinco capítulos, sendo que no capítulo 1 é feita a introdução ao tema, apresentado histórico de desenvolvimento do novo transformador e mostrada sua relevância no cenário atual do setor elétrico.

O capítulo 2 apresenta revisão bibliográfica do estado da arte na literatura nacional e internacional sobre óleo vegetal isolante e sua aplicação em transformadores em geral, e uma visão geral a respeito de filosofia de planejamento de redes de distribuição.

Algumas características do novo transformador são apresentadas no capítulo 3, bem como a desmontagem e análise dos resultados dos ensaios do equipamento que permaneceu instalado em campo por 12 anos. Os resultados obtidos atestaram o apresentado na revisão bibliográfica quanto à menor agressividade do óleo vegetal em relação ao óleo mineral.

Visando atestar a viabilidade técnico-econômica do equipamento, são apresentados no capítulo 4 dois estudos de caso. No primeiro, é apresentada uma filosofia não convencional de planejamento de distribuição utilizando os novos transformadores. No segundo, é apresentada uma análise de viabilidade econômica para a aquisição de uma grande quantidade de novos transformadores.

Complementando a pesquisa, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões, resultados obtidos até o momento e desenvolvimentos futuros para a utilização do óleo vegetal em outros equipamentos utilizados nos sistemas elétricos em geral.

CAPÍTULO 2: ÓLEO VEGETAL ISOLANTE – O ESTADO DA ARTE

Nesse capítulo será apresentado o estado da arte dos fluidos isolantes de base vegetal apresentando suas características principais como alto ponto de fulgor e biodegradabilidade.

Além disso, será abordada a sua utilização em equipamentos elétricos que serviram de base na escolha do fluido isolante utilizado no desenvolvimento do novo transformador de distribuição de maior vida útil e mais eficiente.

2.1 ÓLEO VEGETAL ISOLANTE

Dentre as várias possibilidades atualmente em estudo, a ênfase tem sido dada à substituição de óleos isolantes de base mineral por novos fluidos dielétricos não agressivos ao meio ambiente “verdes”.

Isto exige que esses fluidos cumpram ou superem critérios mínimos de ensaio e que também tenham um impacto reduzido no meio ambiente.

Em equipamentos modernos, os materiais usados na fabricação e operação (incluindo o dielétrico líquido) formam um sistema extremamente integrado. A mudança de um componente exige análise cuidadosa para determinar o impacto sobre todo o sistema do transformador.

As qualidades tradicionais exigidas para fluidos isolantes existentes podem ser descritas como segue (MCSHANE et al., 2001):

- alta resistência elétrica, rigidez a impulso e resistividade volumétrica;
- baixo fator de dissipação dielétrica;
- alta ou baixa permissividade, dependendo da intenção de uso;
- alto calor específico e condutividade térmica;
- excelente estabilidade química e propriedades de absorção de gás;
- boas propriedades de fluidez a baixa temperatura e baixa viscosidade;;
- baixa volatilidade e alto ponto de fulgor;
- baixo poder solvente;
- baixa densidade;
- boas propriedades de extinção de arco; e
- não inflamabilidade e não toxicidade

Das características anteriormente citadas, vale destacar a alta condutividade térmica, alto ponto de fulgor e não toxicidade.

Tais características são muito úteis para a utilização desse tipo de fluido isolante em equipamentos elétricos, como os transformadores de distribuição apresentados nesta pesquisa.

A alta condutividade térmica do óleo vegetal permite que se projetem equipamentos com menor volume de óleo e, por consequência, mais compactos. Além disso, o alto ponto de fulgor e não toxicidade irá conferir aos equipamentos maior segurança operacional e menor impacto ambiental.

Na tabela 3 estão resumidas as principais propriedades que os fluidos isolantes utilizados em transformadores devem possuir.

Tabela 3 — Propriedades Exigidas de Fluidos Dielétricos
(MCSHANE et al., 2001)

<p style="text-align: center;">Propriedades Físicas</p> <ul style="list-style-type: none">• Alto ponto de fulgor adequado para a operação segura do equipamento elétrico.• Ponto de fluidez suficientemente baixo que permita a operação do equipamento a baixas temperaturas.• Um peso específico suficiente para a efetiva transferência de calor.• Uma relação de viscosidade e viscosidade-temperatura propícia à transferência de calor dentro da variação da temperatura de operação do equipamento elétrico.
<p style="text-align: center;">Propriedades Químicas</p> <ul style="list-style-type: none">• Baixo teor de água.• A ausência de enxofre corrosivo para proteger as superfícies metálicas em contato com o fluido.• Baixa acidez.• Estabilidade à oxidação adequada para controlar o envelhecimento e a formação de partículas (suspensas e como sedimentos).• Tendências aceitáveis à formação de gases.
<p style="text-align: center;">Propriedades Dielétricas</p> <ul style="list-style-type: none">• Fator de potência $\geq 3\%$• Rigidez dielétrica ≥ 50 kV• Rigidez dielétrica a impulso.

A qualidade de fluidos dielétricos é mais crítica hoje do que no passado devido ao projeto mais complexo e ao carregamento destes equipamentos. Cargas maiores resultam em solicitações térmicas maiores e, portanto, a necessidade de ter melhores qualidades inibidoras no óleo.

As funções do fluido isolante se tornam mais importantes e existe uma tendência nas concessionárias de forçar o uso e a carga de transformadores no limite máximo de projeto para reduzir o gasto de capital.

O custo de qualquer substituição de fluido dielétrico é também importante. O investimento pode ser bastante significativo porque a quantidade de óleo por equipamento pode variar entre apenas alguns litros em transformadores de distribuição até enormes quantidades no caso de transformadores de potência.

Atualmente, o custo por litro do óleo vegetal isolante quando comparado ao óleo mineral é cerca de 60% superior, segundo levantamento realizado com fabricantes.

2.2 FLUIDOS À BASE DE ÓLEO VEGETAL

Existem muitas instituições envolvidas na pesquisa de fluidos de transformador à base de óleo vegetal:

- Central Power Research Inst., Bangalore, Índia.
- ABB Power T & D Co Inc., Raleigh, NC, EEUU.
- ABB Secheron Sa, Genebra, Suíça.
- Lab. d'Electrostatique et de Materiaux Diélectriques, França
- CESI, Itália
- Institute of Electrical Energy Systems, Technical University, Berlim, Alemanha.

- Institute of Materials for Electrical and Electronics Engineering, University of Karlsruhe, Alemanha.

Fluidos isolantes à base de óleos de sementes vegetais prometem elevar o padrão de não agressividade ao meio ambiente, considerando que os ensaios mostram que óleos de semente se biodegradam com maior rapidez e mais intensamente do que os óleos de petróleo (SUNDIN, 1992, 1998).

Embora atualmente os óleos vegetais tenham participação menor quando comparados ao óleo mineral, espera-se ao longo dos anos que tenham sua aplicação ampliada em outros equipamentos elétricos como reguladores de tensão e sejam amplamente usados em áreas de grande sensibilidade ambiental.

Os exemplos comerciais de fluidos dielétricos à base de óleo vegetal são os seguintes:

- Envirotemp 200, Éster poliol feito de monoácido ramificado (C5 a C18) e o pentaeritritol alcoólico.
- Envirotemp FR3, um triglicerídeo ou éster de ácido graxo consistindo de uma mistura de ácidos graxos saturados e não saturados, com cadeias C14 a C22 contendo de uma a três ligações duplas.

A vantagem entre os tipos saturados e não saturados seria na melhoria de estabilidade à oxidação para os tipos mais saturados.

O maior desafio nos óleos isolantes de transformador a partir de éster natural é na estabilidade à oxidação e térmica, propriedades elétricas e ponto de fluidez.

A estabilidade à oxidação é melhorada com a escolha adequada da fonte de óleo, processamento adicional e pelo uso de um pacote de aditivos multifuncionais (SUNDIN, 1992, 1998).

O pacote de aditivos deve levar em conta a tendência natural à auto-oxidação e à oxidação/degradação catalisada do éster natural interagindo com o cobre dos enrolamentos

Um fluido isolante biodegradável proveniente de uma fonte de óleo vegetal altamente oleica foi desenvolvido e teve bom desempenho tanto em ensaios de laboratório assim como de vida útil em transformadores de distribuição.

Além de alta biodegradabilidade, pontos de fulgor e de inflamabilidade elevados, e boa estabilidade, a menor oxidação e maior durabilidade, são aspectos muito importantes que caracterizam o fluido e observado durante os ensaios de vida útil (MCSHANE et al., 2001).

Por outro lado, as referências expressam que futuros melhoramentos talvez sejam necessários e citam como exemplo o ponto de fluidez (SUNDIN, 1992, 1998).

Entretanto, destacam que uma unidade resfriada a -35°C teve desempenho elétrico satisfatório durante o aquecimento em um estudo preliminar. O fluido parece estar bem adequado como não agressivo ao meio ambiente em transformadores de distribuição (SUNDIN, 1992, 1998).

O equipamento elétrico onde o óleo pode ter uso imediato é o transformador de distribuição. O fluido está sendo estudado para uso em outros equipamentos elétricos como cabos, buchas, capacitores e comutadores sob carga. É comparável a fluidos de éster sintético, usados em transformadores de tração elétrica.

Sob solicitação térmica e elétrica, os produtos de decomposição deste fluido natural são semelhantes ao óleo tradicional de transformador, exceto pela formação de maiores quantidades de CO e CO₂.

Sob condições de arco, apenas um quarto da quantidade total de CO e CO₂ parece ter se formado fora do óleo mineral. Este fluido não é agressivo ao meio ambiente e é uma alternativa ao uso de óleos minerais. Sua aplicação depende, em grande parte, de recomendações e endossamentos favoráveis dados por agências reguladoras de diferentes países.

No caso do Fluido FR3, utilizado no desenvolvimento do transformador do projeto, trata-se de um fluido isolante com alto ponto de fulgor, superior a 330°C, e totalmente biodegradável

Os óleos isolantes minerais levam mais de 15 anos para se biodegradar, no FR3 esse processo ocorre em aproximadamente 45 dias (MCSHANE et al., 2006).

2.3 METODOLOGIA E ORIENTAÇÕES USADAS PARA MEDIR A BIODEGRADABILIDADE

Existem vários métodos que são citados na literatura para medir a biodegradabilidade. Os ensaios mais comumente usados e seus escopos são:

- ASTM D 5864-95 (SUNDIN, 1999) – Este método de ensaio cobre a determinação do grau de biodegradação (aquática e aeróbia) de lubrificantes totalmente formulados ou seus componentes na exposição a um inóculo sob condições laboratoriais.

- CEC L-33-1-93 — Este método de ensaio europeu oferece um procedimento para avaliar, comparativamente, a biodegradabilidade dos lubrificantes de motores de popa de dois tempos na água contra a biodegradabilidade de materiais de referência padrão (ASANO; PAGE, 2012).
- OECD – Orientações para Testar Substâncias Químicas. Existem seis métodos de ensaio OECD que são usados para testar a “biodegradabilidade imediata”. Destes métodos, alguns especialistas industriais acreditam que o método 301B seja o mais apropriado para a pesquisa de óleos de transformador. O método analítico é a respirometria: evolução de CO₂, e se aplica a materiais absorventes e pouco solúveis (BASETTO; MAK, 1996).

O ensaio CEC é o que mais se aproxima das condições naturais de biodegradação considerando que as condições para este também são aeróbias, usando um inóculo natural de água doce – tal como o efluente de estações de tratamento de esgoto básico.

Na Conferência da Doble Engineering Company, realizada em 1999, foi apresentado um artigo que documentou o efeito do tempo na biodegradação pelo método do ensaio CEC. O fluido ensaiado era o ECO fluido com o método de ensaio CEC L33 A94. O fluido foi biodegradado em 82% após 21 dias e biodegradado em 91% após 28 dias (SUDIN, 1999).

Atualmente, existem orientações bem estabelecidas de manutenção para transformadores à base de óleo mineral (BASETTO; MAK, 1991, 1995). Em relação aos óleos vegetais isolantes a referência é a C57.147-2008 - IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers

Algumas destas questões de manutenção e acompanhamento de óleo vegetal isolante em equipamentos, deverão ser abordadas de modo empírico usando dados disponíveis em pesquisas.

Por outro lado, outros dados terão que ser coletados ao longo do tempo através de ensaios em campo ou ensaios de laboratório com maior duração.

Estudos iniciais em relação a manutenção, biodegradabilidade e acompanhamento foram apresentados na 66^a Conferência Internacional Anual dos Clientes Doble (SUDIN, 1999), onde foi apresentado um estudo de caso sobre transformadores.

2.4 ENSAIOS DE MATERIAIS DO TRANSFORMADOR

As referências mostram a praticidade de substituir óleo mineral por fluido dielétrico à base de éster natural em sistemas de isolamento papel-óleo (MCSHANE et al., 2000, 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000; BASETTO; MAK, 1991; RAPP; LUKSICH, 2011; BINGENHEIMER et al., 2011).

Os ensaios realizados nas referências citadas anteriormente mostraram as diferenças nas taxas de envelhecimento de papel em éster natural em relação a papel em óleo mineral.

Este foi executado para entender e quantificar melhor a vida térmica do isolamento do papel termo estabilizado envelhecido em éster natural.

A característica mais importante usada para avaliar o envelhecimento do transformador é a resistência mecânica do papel isolante (OOMMEN; CLAIBORNE, 1998; XIE; HSICH, 2000; ILUANG; LI, 1998).

Para determinar as taxas de envelhecimento durante um período prático de tempo, é utilizado o envelhecimento acelerado.

Segundo o Guia de Carregamento do IEEE, o envelhecimento acelerado em sistemas selados simula melhor o verdadeiro envelhecimento em transformadores selados modernos (MAK, 1994; IEEE, 1995).

Nesse sentido, foram publicados vários estudos sobre o envelhecimento acelerado de sistema selado, apresentados nas referências (XIE; HSICH, 2000; SAMESIMA; OLIVEIRA, 1994; LOPES, 1996).

O envelhecimento do papel isolante e óleos vegetais dependem essencialmente da temperatura e do teor de água. Um dos primeiros estudos de envelhecimento do isolamento relatou uma taxa de envelhecimento térmico exponencial que basicamente dobrava para cada 8°C de elevação de temperatura (OOMMEN, T.V; CLAIBORNE, 1998).

Posteriormente, em outros trabalhos foi aplicada a teoria da taxa de reação química ao envelhecimento do papel e refinaram-se as estimativas de taxa de envelhecimento do papel isolante (ILUANG; LI, 1998; JAIN; LAL; BHATNAGAR, 1982).

Estudos sobre o teor de água mostram uma taxa de envelhecimento aproximadamente proporcional ao teor de água (MC SHANE, 2001).

Por várias décadas, o grau de polimerização (GP) foi também utilizado como meio de indicar o envelhecimento do papel e é uma das bases nas referências do guia IEEE de carga para envelhecimento (Guia de Carregamento do IEEE, 1995).

Ensaio de laboratório com os materiais a serem estudados.

Os sistemas de envelhecimento continham os seguintes materiais na mesma proporção de um transformador de 225 kVA. (MC SHANE, 2001).

- Papel Kraft termo estabilizado de 0,255mm (26g)
- Fluido dielétrico (350 ml)
- Tira de alumínio (106 cm²)
- Tira de cobre (76 cm²)
- Superfície interna de aço do recipiente de envelhecimento (323 cm²)

O espaço livre acima do nível do fluido ficou em 17% do volume interno à temperatura ambiente. Um recipiente de envelhecimento e os seus materiais de ensaio estão ilustrados na figura 1.

Figura 4: Componentes do sistema de ensaio selado de envelhecimento do óleo vegetal e papel isolante.

Fonte: MCSHANE et al., 2001.

A umidade no papel foi ajustada a aproximadamente 0,5%, representando o teor de umidade nominal do papel em transformadores novos. Os sistemas abertos foram condicionados durante um mínimo de três dias a 22°C e 50% de umidade relativa, depois foram secos a 105°C durante 2,5 horas.

O fluido dielétrico foi seco, retirado seus gases sob vácuo e adicionado à pressão atmosférica após 30 minutos a 500 $\mu\text{m Hg}$.

Os recipientes foram vedados, gaseificados e pressurizados a oito atmosferas com nitrogênio seco para verificar vazamentos. A pressão foi reduzida a duas atmosferas à temperatura ambiente antes de iniciar o ensaio.

Isto manteve a pressão do recipiente acima da pressão do vapor d'água a 170°C, replicando o limite de pressão esperado em transformadores em operação.

Os sistemas de envelhecimento foram colocados invertidos em estufas de laboratório para que o lado soldado do recipiente ficasse acima do espaço livre. Os sistemas foram envelhecidos a 130, 150 e 170°C durante 500 a 4000 horas.

2.5 RESULTADOS DOS ENSAIOS DE LABORATÓRIO

Os resultados de MC SHANE da resistência à tração, apresentados na figura 2, e o Grau de Polimerização (GP), apresentado na figura 3, para o papel envelhecido em óleo mineral, estão condizentes aos resultados dos estudos já publicados nas referências (NAKAGAWA; MAK, 1994; XIE; HSICH, 2000; MURATA; PIANTINI; BASSI, 1998; LOPES, 1996).

Figura 5: Resistência à tração de ruptura do papel termoestabilizado envelhecido em óleo mineral (recipientes selados a 130, 150, 170°C). Dados a 160°C incluídos para comparação

Fonte: MCSHANE et al., 2001.

Figura 6: Grau de polimerização do papel termo estabilizado envelhecido em óleo mineral (recipientes selados a 130, 150, 170°C). Dados a 160°C incluídos para comparação

Fonte: MCSHANE et al., 2001.

A figura 4 mostra o papel depois de 4000 horas a 150 e 170°C e é visível que o papel em éster natural apresentou degradação menor do que o papel em óleo mineral.

Figura 4: Papel Kraft termo estabilizado após 4.000 horas
Fonte: MCSHANE et al., 2001.

As temperaturas maiores e tempo mais prolongado, os recipientes contendo óleo mineral tiveram um acúmulo de borra e depósitos de partículas carbonizadas nas paredes. Os recipientes contendo éster natural permaneceram limpos.

2.5.1 Resistência à Tração

Os resultados da resistência à tração a 150 e 170°C estão ilustrados na figura 5.

O papel envelhecido tanto no óleo mineral quanto no éster natural não exibe mudanças significativas da resistência à tração a 130°C. A 150°C, a resistência à tração de ambos os papéis cai levemente a 1000 e 2000 horas conforme observado na figura 5.

Com 4.000 horas, a resistência à tração do papel no óleo mineral diminui a aproximadamente 25% da resistência inicial. A resistência à tração do papel no éster natural não apresenta mudança significativa entre 2.000 e 4.000 horas.

Na temperatura de 170°C, a resistência à tração do papel em óleo mineral cai a aproximadamente 25% da resistência a 500 horas e perde sua resistência remanescente a 1.000 horas, conforme a figura 5.

A resistência à tração do papel no éster natural não cai a 25% da resistência retida até aproximadamente 4.000 horas.

Figura 5: Resistência à tração do papel termoestabilizado envelhecido em óleo mineral e fluido dielétricos de éster natural (recipientes selados a 150°C e 170°C)
Fonte: MCSHANE et al., 2001.

2.5.2 Grau de Polimerização

Os dados dos ensaios de Grau de Polimerização (GP), são apresentados na figura 6. Em todos os casos, os ensaios de GP do papel envelhecido em óleo mineral tiveram resultado menor do que o apresentado em éster natural (MCSHANE et al., 2001).

Conforme pode ser observado na figura 6, o valor de GP, 200 monômeros, não foi alcançado em nenhum dos óleos isolantes (mineral ou vegetal) considerando a temperatura de 130°C.

Figura 6: Grau de polimerização do papel termoestabilizado envelhecido em óleo mineral e éster natural (recipientes selados a 130°C, 150°C e 170°C)

Fonte: MCSHANE et al., 2001.

Por outro lado, a figura 6 mostra que o papel envelhecido a 150°C no óleo mineral teve seu valor de GP reduzido para 200 monômeros após 4.000 horas de ensaio, enquanto que o mesmo tipo de papel, envelhecido em éster natural teve seu valor de GP reduzido para 450 monômeros no mesmo intervalo.

Na temperatura de 170°C, a amostra de papel envelhecida no óleo mineral alcançou GP 200 após 500 horas, enquanto no éster vegetal o valor do GP do mesmo papel diminuiu para 450 monômeros durante o mesmo intervalo de tempo, conforme podemos observar na figura 6.

2.6 ANÁLISES DOS RESULTADOS DOS ENSAIOS DE LABORATÓRIO

Os resultados obtidos para o papel em óleo mineral se correlacionam bem com trabalhos previamente publicados examinando envelhecimento acelerado de papel termoestabilizado em sistema selado.

Tanto a resistência à tração quanto o grau de polimerização são utilizados para definir “o fim de vida” do isolamento de papel (MCSHANE et al., 2001; MAK, 1994; IEEE, 1995).

O Guia de Carregamento do IEEE indica como “fim de vida” de um transformador quando o equipamento atinge o valor de Grau de Polimerização igual a 200 monômeros (MAK, 1994; IEE, 1995). .

O papel Kraft termoestabilizado envelhece consideravelmente com maior lentidão no fluido dielétrico de éster natural do que no óleo mineral, quando submetidos à mesma solicitação térmica (MCSHANE et al., 2000, 2001).

O papel envelhecido no éster natural leva de 5 a 8 vezes mais tempo para alcançar os mesmos pontos de fim de vida que o papel envelhecido no óleo mineral a 170°C em recipientes selados.

Simulações preliminares baseadas nestes dados estimam que, a 110°C, o tempo para o fim de vida deve ser pelo menos 2,5 vezes aquele do papel envelhecido no óleo mineral (MCSHANE et al., 2001).

Com base nos resultados apresentados na revisão bibliográfica e de pesquisas futuras, é possível que esses resultados sejam utilizados para estabelecer equações de envelhecimento térmico para os papéis isolantes kraft e termoestabilizado em fluidos dielétricos de éster natural.

Isto pode resultar em classificações maiores de temperatura de operação de transformadores ou níveis de carregamentos maiores do que aqueles recomendados pelos guias de carregamento para o papel termoestabilizado em sistemas de isolamento com óleo mineral.

CAPÍTULO 3 – CARACTERÍSTICAS DO NOVO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo, serão apresentadas algumas características e detalhes do projeto que viabilizaram o desenvolvimento do novo transformador de distribuição compacto, de maior vida útil e mais eficiente.

Após as pesquisas e testes efetuados para a verificação da compatibilidade dos materiais, foram construídos alguns protótipos utilizando combinações de óleo vegetal de alguns fabricantes em conjunto com papel isolante tipo Kraft convencional, termo estabilizado e Nomex.

Considerando as premissas do projeto onde buscamos desenvolver um transformador com óleo vegetal 100% biodegradável e custo competitivo para produção em grande escala, o protótipo escolhido para dar continuidade no projeto foi o que se utilizou papel isolante Kraft Convencional e óleo vegetal FR-3 da empresa parceira e fornecedora do óleo vegetal no projeto (MC SHANE et al., 2006).

Foram construídos 10 transformadores de 75 kVA isolados com fluido isolante à base de éster vegetal, fornecido pela parceira no projeto, e papel isolante tipo Kraft.

3.2 CONFIGURAÇÃO NÚCLEO INVERTIDO – CULATRA PLANA

Uma das características do projeto foi desenvolver um núcleo com geometria diferenciada denominada Montagem com Núcleo Invertido ou com culatras planas.

O núcleo modificado e construído no padrão empilhado propiciou a redução das perdas a vazio e forneceu mais resistência mecânica para as bobinas, já que estas ficam totalmente apoiadas distribuindo as forças e reduzindo os esforços em casos de curto circuito.

A figura 7 a seguir mostra as duas configurações de núcleo, convencional e com culatras planas, utilizadas no desenvolvimento do novo transformador.

Figura 7: Montagem em Núcleo Invertido (novo transformador) e Montagem Normal (transformador convencional)

Fonte: Autor.

Como pode ser observado na figura 7, a montagem em núcleo invertido (culatra plana) elimina a geometria dos degraus do núcleo na configuração normal aumentando o apoio do conjunto de bobinas do transformador.

A maior base de apoio das bobinas melhora a distribuição de forças e reduz os esforços das correntes de curto circuito aumentando a confiabilidade do transformador e auxiliando na redução do número de falhas.

3.3 Perdas em vazio no transformador

As perdas a vazio de um transformador com o núcleo fabricado através de aço silício são determinadas através da somatória de dois tipos de perdas:

$$P_V = P_H + P_F \quad (3.1)$$

Onde:

P_V – Perdas a vazio

P_H – Perdas por histerese

P_F – Perdas Foucault

A perda por histerese é a energia dissipada em forma de calor, na reorientação dos domínios magnéticos dentro da estrutura cristalina do silício, devido à magnetização cíclica (alternância de fluxo no núcleo) e é expressa pela equação:

$$P_H = K B_s^{1,6} f \quad (3.2)$$

Onde:

P_H – Perdas por Histerese (W)

K_S – Coeficiente do material ferromagnético

f – Frequência (Hz)

Complementando as perdas do transformador, a perda Foucault é a energia dissipada por efeito joule devido à circulação de correntes induzidas na massa metálica do material do núcleo, que, por sua vez, ocorre devido à variação temporal do fluxo magnético confinado no núcleo e é expresso pela equação a seguir.

$$P_F = 2,2 f^2 B^2 e^2 10^{-3} \quad (3.3)$$

Onde:

P_F – Perdas Foucault (W);

f – Frequência (Hz);

B – Indução máxima (Wb/m²);

e – Espessura da chapa (mm);

Durante o desenvolvimento do projeto, foram testadas várias formas de fabricação do equipamento para montagem na configuração de núcleo invertido.

A forma de fabricação adotada foi a montagem de duas em duas chapas em substituição ao método de quatro em quatro chapas utilizado comumente.

Apesar da montagem de duas em duas chapas aumentar o custo de produção em cerca de 3%, a não necessidade de radiadores para transformadores de até 75 kVA compensou com sobra o valor final dos equipamentos.

Através da montagem do núcleo de duas em duas chapas foi possível diminuir as perdas Foucault, pois a espessura de laminação foi reduzida. A redução da espessura é muito relevante devido ao seu efeito quadrático na composição das perdas Foucault, conforme pode ser observado na Equação 3.3 apresentada anteriormente.

Outra característica do projeto foi a redução do circuito magnético do núcleo obtida através da configuração mostrada na figura 7, de montagem empilhada e culatras planas.

A montagem do núcleo na configuração empilhada com culatras planas reduziu a Relutância Magnética do núcleo a partir do aumento da permeabilidade da chapa magnética μ , do aumento da seção transversal do núcleo S e da redução do circuito magnético l_c . A figura 8 a seguir mostra o circuito magnético do transformador.

Figura 8: Circuito magnético do transformador.
Fonte: Autor

Ao deixar as culatras retas, desloca-se a linha de centro do eixo da chapa superior e inferior em relação à linha de centro da chapa mais larga.

Esse deslocamento faz com que cada pacote tenha larguras diferentes, encurtando os comprimentos das colunas e contribuindo na diminuição do comprimento do circuito magnético *lc*.

No transformador convencional, o fluxo magnético fica mais distribuído por uma seção aproximadamente circular. No Trafo verde, o fluxo magnético está mais concentrado no interior e mais próximo à janela, encurtando o caminho magnético.

A redução do circuito magnético propiciada pela geometria e configuração no núcleo do Trafo Verde contribui para a redução das perdas em vazio no equipamento.

Nessa configuração de montagem, é possível reduzir em até 2% a quantidade de material utilizada no núcleo e atender ao critério de perdas em vazio da NBR 5440/2015 para transformadores classe E.

Com base nas características descritas anteriormente, foram fabricados os protótipos que posteriormente foram testados em campo. As figuras a seguir apresentam fotos da montagem de protótipo de transformador de distribuição isolado com papel Kraft e óleo vegetal.

Figura 9: Fabricação da bobina de alta tensão
Fonte: Autor

Figura 10: Fabricação da bobina de baixa tensão
Fonte: Autor

Figura 11: Parte ativa montada
Fonte: Autor

Figura 12: Protótipo de 75 kVA montado
Fonte: Autor

Após a fabricação, o transformador foi submetido aos seguintes ensaios de aceitação de acordo com a NBR 5440/2015, cujos resultados se encontram no Anexo A.

- Relação de tensão
- Resistência ôhmica dos enrolamentos AT e BT
- Tensão induzida
- Tensão aplicada
- Ensaio a vazio
- Ensaio em curto circuito e impedância
- Elevação de temperatura
- Ensaios de curto circuito
- Ruído audível
- Rádio interferência

Após a realização e aprovação dos ensaios, os equipamentos foram instalados na rede de distribuição para a sua validação em campo.

A proposta do ensaio em campo é verificar o desempenho do transformador em condições reais de operação ficando sujeito às anomalias e defeitos reais ocorridos em uma rede de distribuição.

Tendo em vista a maior capacidade térmica do óleo vegetal, foi escolhido um local onde haveria a necessidade de instalação de um transformador de 112,5 kVA convencional, isolado com óleo mineral.

A instalação do transformador de 75 kVA nesse ponto da rede de distribuição teve como objetivo submeter ao equipamento à operação em temperaturas mais elevadas.

A temperatura de operação mais elevada tem como objetivo mostrar a maior capacidade térmica do óleo vegetal e por sua vez menor degradação do papel isolante e demais partes do transformador.

A comprovação da menor degradação do papel indicará um aumento da vida útil do transformador mesmo submetido a temperaturas de operação mais altas.

Pela possibilidade de operação em temperaturas maiores, permitiria a utilização de uma quantidade menor de transformadores para atendimento de uma mesma carga sem redução da vida útil dos equipamentos.

A diminuição de equipamentos reduz os valores de perdas elétricas, sobretudo perdas em vazio, que é constante e independe do carregamento do transformador.

Além disso, há uma redução dos custos de manutenção e operação, haja vista que com a utilização do óleo vegetal os transformadores tendem a ter maior vida útil.

Essa redução de custos pode ser direcionada em investimentos de interligações e utilização de condutores de maior bitola, reduzindo perdas e aumentando a confiabilidade das redes.

Na sequência desse trabalho, serão apresentados os resultados dos ensaios realizados no óleo e papel isolante, do transformador apresentado neste capítulo, após 12 anos de operação em campo.

CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DE RESULTADOS DE CAMPO E APLICAÇÃO DO TRAFOS VERDE NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir da desmontagem e ensaios no óleo vegetal e papel isolante de um Trafo Verde, desenvolvido e instalado na rede de média tensão na primeira etapa do projeto, onde permaneceu por 12 anos.

Além disso, serão apresentados estudos de caso mostrando a viabilidade de utilização do equipamento explorando sua maior capacidade térmica e menor valor de perdas a vazio.

No primeiro estudo de caso será proposta uma filosofia de planejamento de alimentador de média tensão diferente da convencional, onde será utilizada uma quantidade menor de Trafos Verdes em substituição aos equipamentos convencionais isolados com óleo mineral.

A menor quantidade de Trafos Verdes é possível em função da maior capacidade térmica do óleo vegetal que permite um carregamento maior dos equipamentos sem detrimento de sua vida útil.

Em outro estudo de caso será mostrada uma análise comparativa das perdas elétricas do transformador de distribuição convencional e do Trafo Verde. O seu menor valor de perdas em vazio justifica o investimento inicial maior se comparado ao equipamento isolado com óleo mineral.

4.1 INSPEÇÃO VISUAL E DESMONTAGEM DO TRANSFORMADOR

Em junho de 2015, foi retirado do campo um dos protótipos do Trafo Verde instalado em dezembro de 2003 na cidade de Jundiaí. O equipamento foi levado para a fábrica da Itaipu na cidade de Itápolis – SP para desmontagem e análise detalhada do envelhecimento do transformador nos 12 anos que permaneceu energizado.

Na desmontagem, foram coletadas amostras de papel, óleo isolante e demais materiais do transformador para ensaios em laboratório a fim de se traçar um diagnóstico do envelhecimento do equipamento em campo.

A figura 13 a seguir mostra o Trafo Verde retirado da rede após aproximadamente 12 anos em operação.

Figura 13: Trafo Verde retirado de operação para análise

Fonte: Autor

Inicialmente, foi feita a inspeção visual no transformador a fim de detectarmos avarias visíveis provocadas pelo tempo de operação em campo, o que não foi constatado. Na sequência o transformador foi desmontado e retiradas amostras de óleo vegetal para ensaios em laboratório.

Figura 14: Início da desmontagem do transformador

Fonte: Autor

Figura 15: Retirada de amostra de óleo vegetal para ensaios

Fonte: Autor

A figura 16 a seguir mostra a parte ativa do Trafo Verde retirada do tanque para a análise inicial e início da desmontagem.

Figura 16: Parte ativa do transformador retirada para análise
Fonte: Autor

Na primeira análise visual constatou-se que a parte ativa do transformador encontrava-se em condições normais, ausência de sinais de rupturas na isolação sólida aparente e sinais de corrosão nos cobres dos enrolamentos.

Após a inspeção visual prévia, a parte ativa foi totalmente desmontada a fim de coletarmos amostras de isolação sólida e cobre das três fases e em diferentes partes das bobinas de alta tensão (AT) e baixa tensão (MT).

4.2 ANÁLISES APÓS A DESMONTAGEM – ENSAIOS NO PAPEL ISOLANTE E NO ÓLEO.

4.2.1 Análises no papel isolante do transformador

O papel isolante é formado por fibras longas cujo principal constituinte é a celulose. Uma molécula de celulose é um polímero linear formado por uma cadeia de anéis de glicose unidos através de ligações químicas denominadas glicosídicas. A figura 17 a seguir mostra uma molécula de celulose.

Figura 17: Molécula de Celulose
Fonte: Autor

O número de anéis de glicose por fibra de celulose é da ordem de 1300 unidades para o papel tipo kraft nacional, novo, medido através de grau de polimerização viscosimétrico.

A medida que o papel envelhece, ocorre o rompimento dos anéis de glicose, diminuindo-se o comprimento da molécula. Esta degradação provavelmente se inicia pela hidrólise e oxidação da celulose, resultando na diminuição da resistência mecânica do papel, que caracteriza o seu envelhecimento.

Os principais fatores que influenciam a degradação da celulose são a presença de água, presença de oxigênio, presença de agentes oxidantes (peróxidos) e exposição à temperatura elevada.

O Grau de Polimerização do papel isolante (GP) decresce da ordem de 1200 / 1300 (papel novo) até aproximadamente 100 (estado degradado) (MCSHANE et al., 2000, 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000; XIE; HSICH, 2000; MAK, 1994; IEE, 1995; BASSETTO; MAK, 1995, MESSIAS J.R 1993).

Verificou-se que existe uma correlação entre o Grau de polimerização (nível) e as propriedades mecânicas do papel. Por exemplo, quando o Grau de Polimerização é inferior a 150 o papel não possui mais resistência mecânica adequada.

Desta forma, transformadores que se encontram em operação com Grau de Polimerização desta ordem tem sua confiabilidade reduzida a praticamente zero. No caso de ocorrência de curto circuito no sistema de distribuição (fenômeno cotidiano), o transformador fica submetido a esforços longitudinais e verticais que comprimem a isolamento de papel.

Com o término do da falta no sistema, o papel não retorna a condição original, devido a ausência de elasticidade, podendo provocar o rompimento da isolamento celulósica ou diminuição permanente dos isolamento dielétrica e uma falha elétrica poderá ocorrer a qualquer instante.

Confirmando o que foi apresentado na Revisão Bibliográfica do Capítulo 2 a respeito da menor agressividade do óleo vegetal em relação ao óleo mineral, foi possível verificar de forma visual que a isolamento sólida estava com aspecto intacto e similar a um transformador novo.

Os resultados de ensaio de Grau de Polimerização no papel isolante comprovaram os resultados obtidos em laboratório apresentados na referência (MCSHANE et al., 2000, 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000; BASSETTO; MAK, 1995).

A fim de mapear o envelhecimento da isolação sólida do transformador, foram retiradas amostras de papel isolante de diversos pontos do equipamento como bobinas AT e BT, calços, barreiras isolantes, etc.

Em toda a isolação sólida do transformador não foram encontrados pontos visuais de carbonização nem escurecimento do papel isolante em função da degradação.

As amostras de papel avaliadas foram coletadas das bobinas de Alta Tensão (AT) denominadas H1, H2 e H3 que fazem parte do isolamento interno do transformador e ponto de maior temperatura do papel isolante.

A tabela 4 mostra os resultados obtidos nos ensaios de Grau de Polimerização (GP) nas amostras de isolação sólida retiradas do transformador.

Tabela 4 - Valores de Ensaio do Grau de Polimerização (GP)

Local da Amostra	Método	Resultado do Ensaio (Monômeros)
PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H1 1ª CAMADA (ISOLAMENTO INTERNO PRÓXIMO A BT)	ABNT NBR IEC 60450:2009	949
PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H1 (ÚLTIMA CAMADA (ISOLAMENTO EXTERNO PRÓXIMO AO TANQUE))		915
PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H2 (1ª CAMADA ISOLAMENTO INTERNO PRÓXIMO A BT)		832
PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H2 ÚLTIMA CAMADA (ISOLAMENTO EXTERNO PRÓXIMO AO TANQUE)		946
PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H3 (1ª CAMADA (ISOLAMENTO INTERNO PRÓXIMO A BT))		941
PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H3 (ÚLTIMA CAMADA ISOLAMENTO EXTERNO PRÓXIMO AO TANQUE)		908

LEGENDA DO DIAGNÓSTICO:

PAPEL ISOLANTE NOVO: 1000 A 2000 MONÔMEROS.

PAPEL ISOLANTE BOM: 650 A 1000 MONÔMEROS.

PAPEL ISOLANTE MEDIANO: 350 A 600 MONÔMEROS.

PAPEL ISOLANTE ENVELHECIDO: < 350 MONÔMEROS.

Os resultados de GP da tabela 4 classificam como “bom” o nível de degradação da celulose em contato com o óleo vegetal isolante, apresentado no Capítulo 2 nas referências (MCSHANE et al., 2000, 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000; XIE; HSICH, 2000; MAK, 1994; IEE, 1995; BASSETTO; MAK, 1995, MESSIAS J.R 1993).

Salienta-se que, após o processo de impregnação com óleo isolante, o valor de GP de um transformador novo é da ordem de 1.200 monômeros. (MCSHANE et al., 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000; MAK, 1994; IEE, 1995; BASSETTO; MAK, 1995).

Os valores obtidos nos ensaios após 12 anos de operação ininterrupta corroboraram na prática a menor agressividade do óleo vegetal no processo de degradação do papel isolante.

A tabela 5 apresenta os valores de fator de carga do transformador ao longo dos anos, os quais foram calculados pelos clusters das curvas aferidas.

A curva representativa do ano foi considerada para o cálculo do fator de carga do equipamento e a máxima temperatura do enrolamento considerando 30°C a temperatura ambiente.

Tabela 5 - Fatores de carga do transformador no período de operação

Ano	Fator Carga	Máx. Temp. Enrolamento (°C)
2003	0,68	115
2004	0,75	121
2005	0,71	118
2006	0,72	119
2007	0,72	119
2008	0,75	122
2009	0,73	120
2010	0,75	122
2011	0,76	126
2012	0,74	125
2013	0,72	119
2014	0,71	117
2015	0,72	118

Esse equipamento permaneceu todo o tempo instalado em um bairro tipicamente residencial e o pico da carga ocorria no período de ponta, entre 17 e 20h, quando seu carregamento atingiu 140% de seu valor nominal por períodos de 1 hora aproximadamente.

O equipamento avaliado substituiu um transformador convencional de 75 kVA, que seria substituído por outro de 112,5 kVA, também convencional.

A figura 18 mostrada a seguir relaciona a variação do Grau de Polimerização do Papel Isolante ao longo do tempo nas temperaturas de enrolamento 130°C, 150°C e 170°C. (MCSHANE et al., 2001).

Figura 18: Redução do GP em função da temperatura do enrolamento

Fonte: (MCSHANE et al., 2001)

Para analisar os resultados obtidos nos ensaios do papel isolante apresentados na tabela 4, foi anotado na figura 16 o valor referente a 3.000 horas de operação e temperatura do enrolamento de 130°C.

Conforme pode ser observado na figura 16, o valor do Grau de Polimerização atingiu o valor de aproximadamente 800 monômeros após 3.000 horas de operação e 130°C contínuo de temperatura no enrolamento.

Analizando os dados da tabela 5, observa-se que a temperatura máxima do enrolamento atingiu o valor de aproximadamente 120°C.

Na figura 16, a temperatura de 130°C utilizada no ensaio foi constante enquanto que o equipamento em campo permaneceu na temperatura de 120°C por períodos de aproximadamente uma hora.

Por outro lado, os valores de GP do papel isolante e apresentados na tabela 4 foram obtidos após aproximadamente 100.000 horas de operação, ao passo que o valor apontado na figura 17 foi obtido após 3.000 horas de ensaio.

O ensaio no papel isolante do equipamento em campo comprovou a menor agressividade do óleo vegetal que pôde ser observada nos resultados de ensaios de GP que ficaram em valores próximos a 900 monômeros após 12 anos de operação.

Historicamente, transformadores de distribuição convencionais isolados a óleo mineral, com os mesmos 12 anos de operação apresentam em média valores de GP 50% inferiores aos apresentados na tabela 4.

Considerando que o equipamento tem vida contábil de 25 anos, segundo o MCSE Aneel (MCSE ANEEL, 2015), os valores obtidos nos ensaios de Grau de Polimerização após 12 anos indicam que o equipamento encontra-se próximo da condição de novo.

O papel isolante do transformador com valores superiores a 800 monômeros após 12 anos de operação significa maior resistência à tração e, por consequência, menor probabilidade de falhas por curto circuito, responsável por uma parcela significativa das falhas desses equipamentos.

- **Análises por Espectroscopia no Infravermelho com Transformada de Fourier**

Em complemento ao ensaio de Grau de Polimerização (GP), foi realizado o ensaio de Espectroscopia no Infravermelho com Transformada de Fourier (FITR). (HAACK, 2010).

Esse tipo de ensaio foi utilizado por se tratar de uma importante técnica de análises de materiais disponível atualmente. A vantagem dessa técnica é que através do infravermelho podemos analisar os materiais em qualquer estado, fator muito importante para análise de processos de deterioração (HAACK, 2010).

Os ensaios foram realizados nos Estados Unidos, no Laboratório Thomas A. Edison Technical Center – Franksville – WI em outubro de 2015 (THOMAS A..., 2015).

A metodologia e resultados dos ensaios encontram-se no Apêndice B desse trabalho.

Foram selecionadas amostras do papel isolante que permaneceram por 4 horas em uma solução à base de cetona a fim de se retirar da composição do papel as moléculas do óleo vegetal isolante.

Esse processo foi necessário para garantir que na aplicação dos espectros em infravermelho, os resultados refletissem somente a composição do papel isolante utilizado no transformador sem a presença do óleo vegetal.

Para fins de análise, foi realizado o mesmo ensaio em uma amostra de papel novo com a finalidade de comparar os espectros das duas amostras.

A figura 19 a seguir mostra o ensaios FTIR de uma amostra de papel isolante retirada da bobina H1 próxima à baixa tensão, ponto de maior temperatura do equipamento e sujeito a maior deterioração do papel isolante.

Figura 19: Espectroscopia no infravermelho no papel isolante — Bobina H1
 Fonte: THOMAS A..., 2015.

Todos os espectros apresentaram evidências de uma banda de carbonila entre 1743-1748 cm^{-1} devido a polimerização do FR3. Além disso, também foi identificada uma pequena banda de carbonila entre 1700-1702 cm^{-1} , identificada como evidência de uma cetona, substância utilizada na preparação da amostra.

A análise dos dados da figura 17 mostrou que não houve a transesterificação do papel isolante em contato com o óleo vegetal. Esse fenômeno seria interessante, pois traria uma proteção ao papel isolante, que por consequência aumentaria a sua vida útil.

O fenômeno da transesterificação do papel isolante não ocorreu, pois não houve no transformador valores elevados de temperatura em tempo suficiente para a ocorrência do fenômeno.

Considerando que o Guia de Carregamento do IEEE, classifica como fim de vida útil do transformador o momento que o GP do papel isolante atinge o valor de 250 monômeros, os ensaios realizados comprovam a baixa deterioração do papel em contato com o óleo vegetal isolante (MAK, 1994; IEEE, 1995; BASSETTO; MAK, 1995).

Essa baixa deterioração demonstra na prática que o óleo vegetal isolante tem agressividade menor, conforme já demonstrado em ensaios de laboratório e apresentado nas referências (MCSHANE et al., 2000, 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000; BINGENHEIMER et al., 2011; MCSHANE et al., 2006).

4.2.2 Análises no óleo vegetal isolante – Cromatografia Gasosa.

A análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante, denominada de forma genérica como Cromatografia Gasosa (Dissolved Gas Analysis – DGA) é uma das mais efetivas maneiras de determinar previamente defeitos ou falhas em desenvolvimento em equipamentos imersos em óleo isolante, sendo utilizada para monitorar de forma preditiva as condições destes equipamentos em operação.

Desenvolvida nos anos 60, é reconhecida mundialmente como uma das principais ferramentas para prevenir falhas catastróficas de transformadores de potência e análises estatísticas em transformadores de distribuição.

A interpretação dos resultados de ensaios de cromatografia gasosa pode ser considerada uma arte já que ainda não se dispõe de critérios exatos de análise, sobretudo para o óleo vegetal isolante. No caso deste tipo de ensaio, o que mais conta é o histórico de gases dissolvidos no óleo isolante e não simplesmente o valor do ensaio atual.

O primeiro passo para o diagnóstico de anomalias em transformadores é feito a partir da amostra de óleo isolante. Assim como o exame de sangue propicia ao médico elementos para conhecer a sua saúde do seu paciente, a cromatografia gasosa do óleo isolante propicia à Engenharia de Manutenção subsídios para o entendimento do estado real do transformador.

Existem vários métodos normalizados e reconhecidos para análise dos gases dissolvidos no óleo isolante, os quais requerem uma amostra de óleo. A amostra é manipulada de modo que seja possível remover ou extrair os gases dissolvidos no óleo.

Estes gases são separados com o uso de um Cromatógrafo, que é um instrumento de precisão composto de algumas colunas e detectores que podem variar de um até três. O gás extraído da amostra de óleo é injetado no Cromatógrafo, onde as suas colunas separam os vários tipos de gases. Ao terminar a separação dos gases, estes fluem pelos detectores que têm capacidade de quantificar estes gases.

A figura 20 mostra um cromatógrafo utilizado para a realização dos ensaios de cromatografia gasosa em óleo isolante. Desta forma, primeiro passo para o diagnóstico de anomalias em transformadores é feito a partir da amostra de óleo isolante, fundamental para subsidiar decisões de operação e manutenção de unidades transformadoras.

Figura 20: Equipamento para Ensaio Cromatografia Gasosa (Cromatógrafo)
Fonte: Autor.

Ainda que os ensaios de cromatografia não façam parte do acompanhamento de transformadores de distribuição, os resultados da tabela 6 mostram que foram detectadas baixas concentrações de gases combustíveis nos ensaios de cromatografia gasosa após 12 anos de operação (MC SHANE et al., 2006; ABNT NBR 15422/2015).

Trata-se de um aspecto muito importante, pois a baixa presença de gases combustíveis diminui o risco de explosão do transformador, aumentando sua confiabilidade operacional.

Aliado ao fato do alto ponto de fulgor (330°C), a presença de baixa concentração de gases combustíveis qualifica o uso do transformador com óleo vegetal em ambientes fechados devido à mitigação do risco de incêndios e ou explosões (MC SHANE et al., 2006; ABNT NBR 15422/2015).

A tabela 6 mostra o comparativo entre os resultados obtidos no transformador de distribuição avaliado e uma amostra de óleo vegetal isolante novo.

Tabela 6 - Valores de Ensaio de Cromatografia Gasosa do Óleo Vegetal

GÁS	MÉTODO	RESULTADOS (ppm)	ÓLEO NOVO (NBR 15422/2015) (ppm)
HIDROGÊNIO (H ₂)	ABNT/NBR 7070	2	
OXIGÊNIO (O ₂)		6.800	
NITROGÊNIO (N ₂)		48.300	
METANO (CH ₄)		NÃO DETECTADO	
MONÓXIDO CARBONO (CO)		39	
DIÓXIDO CARBONO (CO ₂)		1.170	
ETILENO (C ₂ H ₄)		8	
ETANO (C ₂ H ₆)		71	
ACETILENO (C ₂ H ₂)		NÃO DETECTADO	

Fonte: ABNT NBR 15422/2015;

4.2.3 Análises no óleo vegetal isolante – Ensaio Físico-Químicos.

Através destes ensaios é possível se determinar as características físicas e químicas do óleo mineral isolante. Com os resultados determina-se o grau de deterioração e contaminação em que se encontra o óleo.

Baseado nesses ensaios é possível determinarmos o momento correto de proceder o tratamento ou regeneração do óleo de acordo com os valores que se encontram fora do especificado. A determinação da hora correta de se intervir no óleo isolante tem influência direta no envelhecimento e confiabilidade dos transformadores.

- **Descrição dos ensaios físico-químicos**

- **Cor:** O óleo isolante novo tradicionalmente é amarelo pálido e límpido, isento de materiais em suspensão. A cor é geralmente aceita como um índice do grau de refino. A medida que o óleo vai deteriorando, sua cor muda tornando-se mais escura. O número referente a cor, estando elevado representa envelhecimento, contaminação, deterioração, presença de decomposição de arcos elétricos.
- **Índice de Neutralização:** Medida da quantidade de materiais ácidos presentes. Quando os óleos encontram-se em serviço, envelhecem naturalmente. Assim, a acidez e, portanto, o índice de neutralização aumenta. Um elevado índice de neutralização indica que o óleo encontra-se contaminado por vernizes, tintas e outros materiais.

- **Fator de dissipação ou fator de potência:** Mede as perdas dielétricas quando o fluido está sujeito à aplicação de uma fonte elétrica de corrente alternada. É o co-seno do ângulo de fase entre a tensão senoidal aplicada ao óleo e a corrente resultante. Um elevado valor de fator de dissipação ou fator de potência representa a presença de contaminantes ou produtos em deterioração, tais como umidade, carbono ou materiais condutores, sabões metálicos e produtos de oxidação.
- **Tensão Interfacial:** É a força de tração que se forma entre as moléculas quando existe uma superfície de separação entre dois líquidos. No caso de óleo e água uma redução na tensão interfacial indica, com antecedência, o início da deterioração do óleo. Quando certos contaminantes como sabão, tintas, vernizes e produtos de oxidação estão presentes no óleo, a resistência da película de óleo é reduzida. A presença destes contaminantes é prejudicial, ao atacar o isolamento e interferir no sistema de resfriamento dos isolamentos internos.
- **Teor de água:** Em sistemas de isolamento elétrico uma baixa quantidade de água é necessária para se ter valores aceitáveis de rigidez dielétrica e fator de dissipação (fator de potência). Valores elevados de teor de água podem degradar as propriedades isolantes do óleo, contribuindo para a deterioração da isolação de celulose.
- **Rigidez dielétrica:** É a propriedade de um dielétrico de suportar tensão elétrica, medida pelo gradiente de potencial sob o qual se produz uma descarga. A redução do valor de rigidez dielétrica de um óleo indica a possibilidade de aumento de quantidade de partículas sólidas em suspensão (sujeira, partículas condutoras, partículas de carbono, etc.) e/ou aumento da presença de água dissolvida e/ou água livre em suspensão, resultando na necessidade de tratamento ou substituição do óleo utilizado.

- **Densidade:** é a relação de massas de uma determinada substância (óleo mineral isolante) e outra substância do mesmo volume (em geral a água à temperatura de 4° C). Indica uma característica intrínseca do óleo isolante. Possui um valor limite na determinação da qualidade de um óleo para fins de aplicações elétricas da ordem de 0,86.

A tabela 7 mostra os valores obtidos nos ensaios físico-químicos no óleo vegetal do transformador avaliado em comparação a uma amostra de óleo vegetal novo.

Tabela 7 - Valores de Ensaio Físico-Químicos do Óleo Vegetal

ENSAIO	MÉTODO	RESULTADOS	ÓLEO NOVO
Teor de Água (ppm)	ASTM D1533	169	
Fator potência a 100°C (%)	ASTM D924	5,2	
Rigidez dielétrica (kV/mm)	ASTM D877	51	
Acidez (mg KOH/g)	ASTM D974	0,27	
Aspecto visual		Límpido isento de suspensão	
Viscosidade a 40°C (cSt)	ASTM D445 Mod.	34,39	

Fonte: MC SHANE et al., 2006; ABNT NBR 15422/2015; IEEE C57.147, 2008.

Em relação ao desempenho do óleo vegetal isolante, os resultados dos ensaios de cromatografia e físico-químicos, apresentados na tabela 7, indicam que houve baixa deterioração nesse período de 12 anos de operação do transformador.

Um ponto importante a salientar nos ensaios físico-químicos é o valor da viscosidade do óleo vegetal, que permaneceu dentro dos valores no período de operação do transformador mostrando a eficiência do sistema de selagem do equipamento.

O valor de teor de água de 169 ppm após 12 anos de operação é considerado normal em função da característica higroscópica do óleo vegetal. A captura dessa água livre manteve o papel seco, fato comprovado pelos resultados dos ensaios de Grau de Polimerização em cerca de 900 monômeros (THOMAS A..., 2015; ABNT NBR 15422/2015; IEEE C57.147, 2008).

Em relação ao valor de acidez do óleo, esta atingiu o valor de 0,27 mg KOH/g, metade aproximadamente do valor máximo, após 12 anos de operação. Valor que se explica pela alta absorção de água pelo óleo vegetal (ABNT NBR 15422/2015).

Por outro lado, esse valor está dentro da normalidade, haja vista que não houve aumento da viscosidade e densidade do óleo vegetal nesse período (ABNT NBR 15422/2015; IEEE C57.147, 2008).

Os resultados obtidos nos ensaios realizados no papel kraft e no óleo vegetal isolante, mostraram que o transformador teve um menor envelhecimento mesmo com valores de carregamento superiores (MCSHANE et al., 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000; BASSETTO; MAK, 1995; THOMAS A..., 2015; ABNT NBR 15422/2015).

A maior capacidade térmica do óleo vegetal isolante, aliada à sua característica higroscópica, conferiu ao transformador um envelhecimento menor se comparado a um equipamento similar isolado com óleo mineral. (ABNT NBR 15422/2015).

Na sequência do trabalho será apresentado um estudo de caso com a aplicação do Trafo Verde onde será apresentada uma proposta de revitalização de um alimentador existente utilizando o equipamento desenvolvido na pesquisa.

4.3 ESTUDO DE CASO 1 – REVITALIZAÇÃO DE ALIMENTADOR EXISTENTE UTILIZANDO O TRAFOS VERDE.

Considerando as características de maior capacidade térmica e menor envelhecimento do óleo vegetal, foi elaborado o estudo de caso onde se mostra a possibilidade de redução da quantidade de transformadores em um alimentador em função de sua maior capacidade térmica.

Por outro lado, visando a manutenção da Base de Ativos, a redução do valor de investimento nos transformadores permitirá o direcionamento na construção de novas redes de distribuição, padrão compacto, melhorando a flexibilidade, contribuindo na redução de perdas elétricas e manutenção da base de ativos.

A redução na quantidade de transformadores reduzirá as perdas elétricas, além dos custos de operação e manutenção, haja vista que é possível atender à carga com uma quantidade menor de equipamentos

A proposta é apresentar a utilização do Trafo Verde na proposição de uma filosofia de planejamento de redes de distribuição, não convencional, a partir de uma quantidade menor de transformadores com maior capacidade de carregamento.

A fim de contextualizar o estudo de caso, será feita uma breve introdução a respeito do Planejamento de Sistemas Elétricos em empresas de distribuição e do Processo de Revisão Tarifária das distribuidoras de energia.

4.3.1 Planejamento de Sistemas Elétricos

O planejamento do sistema elétrico de uma empresa de distribuição de energia elétrica tem por objetivo propor obras para expansão e adequação de suas redes e instalações de modo a atender ao crescimento de mercado, bem como para preservar seus ativos (KAGAN; BARIONI; ROBBA, 2010).

Devem, também, ser observados os aspectos de qualidade e continuidade do fornecimento para o atendimento dos indicadores estabelecidos nos contratos de concessão e legislação do setor.

Outro fator a considerar é sempre a busca por investimentos prudentes, reconhecidos pelo poder concedente, e que constituirão a base de ativos remunerados pela tarifa, visando a sua modicidade.

As obras propostas pelo planejamento são indicativas e os custos apresentados são referenciais. Assim, as obras de planejamento que serão selecionadas e irão compor o plano de investimentos da empresa, deverão ter seus custos reavaliados e baseados em uma proposta orçamentária.

4.3.2 Planejamento dos Sistemas de Distribuição em Média Tensão (SDMT)

Para planejar um sistema de distribuição de energia, são utilizadas as demandas máximas anuais integralizadas dos transformadores das subestações, segregadas de eventuais manobras temporárias ocorridas na rede.

Esses dados são obtidos dos sistemas de informação das empresas de distribuição que agregam e tratam dos valores de medição de corrente dos alimentadores.

A fim de projetar a expansão do sistema, são utilizadas taxas de crescimento, previstas geralmente para os próximos dez anos, por classe de consumo e região. Essa taxa é fornecida por uma área de mercado da distribuidora no início do ciclo de planejamento.

A partir dos dados compilados e atualizados, o planejador analisa as condições específicas de cada região elétrica e avalia a necessidade de obras seguindo os Critérios de Planejamento da distribuidora.

A Figura 21 apresenta um exemplo de fluxograma do processo de planejamento da expansão do Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT).

Figura 21: Fluxograma do Processo de Planejamento da Expansão do SDMT
Fonte: Autor

4.3.3 Processo de Revisão Tarifária nas Distribuidoras

Por delegação da União a concessionária de energia elétrica presta serviço público de distribuição de energia elétrica, na área em que lhe foi dada autorização. Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, estabelecer tarifas justas ao consumidor, que garantam o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária e estimulem o aumento da eficiência e da qualidade da distribuição de energia elétrica. Com esse objetivo são realizadas revisões tarifárias periódicas.

A revisão tarifária ocorre em duas etapas. A primeira é o reposicionamento tarifário. Durante essa fase, a ANEEL estabelece para cada uma das distribuidoras tarifas que sejam compatíveis com a cobertura dos encargos setoriais e de transmissão, energia comprada, custos operacionais e com a obtenção de um retorno adequado sobre investimentos realizados por essas concessionárias. A segunda etapa da revisão tarifária consiste na definição do Fator X.

- **Reposicionamento Tarifário**

A tarifa de energia elétrica é obtida através da composição de duas parcelas, A e B. A primeira parte denominada de parcela A engloba o custo da energia, encargos de transmissão e os encargos setoriais, sendo repassada diretamente sem qualquer ganho. Por outro lado, a parcela B compreende a remuneração dos investimentos, a depreciação dos ativos e os custos de operação e manutenção dos sistemas elétricos.

A base de remuneração é fundamental para a preservação dos investimentos no serviço público de distribuição de energia elétrica e para proteger os consumidores de preços injustos.

De uma maneira geral, a base de ativos bruta de uma empresa de distribuição é composta pelos ativos imobilizados em serviço, almoxarifado em operação, ativos diferidos, as obrigações especiais e o capital de giro. Basicamente, devem ser desconsiderados da base de remuneração bruta os ativos contemplados na empresa de referência.

A depreciação dos ativos é repassada para a tarifa das concessionárias através de uma cota de reintegração. A cota de reintegração consiste de um percentual aplicado sobre a base de ativos bruta da concessionária e considera também o índice de aproveitamento desses ativos. O índice de aproveitamento tem como principal objetivo garantir que as concessionárias realizem investimentos prudentes em seu sistema.

A remuneração dos investimentos ocorre sobre os ativos líquidos das empresas distribuidoras de energia elétrica, sendo neste caso, desconsideradas as obrigações especiais. A taxa de retorno utilizada para a remuneração dos ativos líquidos é composta pelo custo médio ponderado do custo do capital próprio e pelo custo do capital de terceiros – Weighted Average Cost of Capital (WACC).

Os custos de operação e manutenção são comparados com os custos de empresas referenciais, construídas pela ANEEL. Esses modelos referenciais são específicos para cada empresa e refletem as condições econômicas e geográficas de suas áreas de concessão, além de níveis de eficiência na prestação dos serviços. A Empresa de Referência é reformulada a cada revisão tarifária, onde os ganhos de eficiência são incorporados à modicidade tarifária.

A maior eficiência da concessionária é convertida em ganho no período compreendido entre as Revisões Tarifárias.

- **Fator X**

O fator X considera os ganhos de produtividade, a avaliação do consumidor e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. O fator “X” funciona como um redutor dos índices de reajuste das tarifas cobradas dos consumidores, durante os reajustes tarifários anuais das empresas que ocorrerão nos anos seguintes à revisão periódica. Assim, o Fator X é o mecanismo que permite repassar aos consumidores, por meio das tarifas, projeções de ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica.

A figura 22 ilustra de forma gráfica o processo de Revisão Tarifária de uma empresa de distribuição de energia.

Figura 22: Processo de Revisão Tarifária das Distribuidoras.

Fonte: REH ANEEL 493/2002.

No presente estudo de caso, foi considerada a substituição dos transformadores de um dos circuitos de 11,9 kV que contém uma grande quantidade de equipamentos já depreciados contabilmente e necessitam de substituição.

Deste modo foi simulada a substituição de todos os equipamentos existentes por novos transformadores isolados a óleo vegetal, mais eficientes e com maior capacidade de carregamento.

Para essa análise, foi considerado um alimentador de 11,9 kV que conta com 108 transformadores, instalados ao longo dos seus 4 km de extensão nas potências indicadas na tabela 8.

Tabela 8 - Quantidade de transformadores de distribuição no alimentador

Potência (kVA)	Quantidade
45	20
75	58
112,5	30
Total	108

A figura 23 a seguir ilustra a topologia do alimentador antes da revitalização com os transformadores de distribuição convencionais isolados a óleo mineral.

Figura 23: Visão geral do alimentador antes da revitalização.

Fonte: Autor

Com base nas informações anteriores, foi feita uma análise inicial das perdas elétricas anuais do alimentador, cujo resumo é apresentado na tabela 9.

A quantidade de transformadores instalados nesse alimentador gera uma perda de aproximadamente 5.200 MWh por ano.

Tabela 9 - Resumo das perdas elétricas dos transformadores do alimentador

Quantidade Transformadores	Perdas em Vazio (kW)	Perdas em Carga (kW)	Perdas Totais (kW)	Energia Anual (MWh)
108	35,06	14,32	49,38	5.190,83

Considerando o valor de R\$ 154,00/MWh, custo oficial para cálculo financeiro de perdas da EPE, esse montante representa um custo de aproximadamente R\$ 800.000,00 por ano em perdas.

Grande parte dessas perdas é em decorrência das perdas em vazio dos transformadores e poderiam ser reduzidas caso houvesse uma quantidade menor de equipamentos no alimentador.

A proposta desse estudo de caso é utilizar o Trafo Verde, equipamento isolado com óleo vegetal, de maior capacidade térmica e mais eficiente. Dessa forma, será possível a utilização de uma quantidade menor de equipamentos, otimizando o carregamento e reduzindo as perdas elétricas.

4.3.3 Substituição dos transformadores convencionais pelo Trafo Verde

Para a substituição dos equipamentos atuais foram utilizados os Trafos Verdes, desenvolvidos nesse trabalho e propositalmente dimensionados que apresentam valores de perdas em vazio menores com manutenção das perdas totais em conformidade com a NBR-5440/2014.

Em relação à redução de perdas elétricas, esses equipamentos têm menores valores de perdas em vazio com manutenção das perdas totais. A redução nas perdas a vazio é muito significativa para as distribuidoras, pois significa aquisição de quantidades menores de energia das centrais geradoras. Essa redução na aquisição de energia representa um ganho imediato que pode ser contabilizado no caixa da empresa e, dessa forma, justifica o custo superior na aquisição do equipamento.

A possibilidade de maior carregamento do Trafo Verde é possível devido à maior capacidade de refrigeração do óleo vegetal, o que elimina a necessidade de bancos de radiadores reduzindo as dimensões e peso dos equipamentos. A redução de peso propiciou uma simplificação dos padrões de montagem dos equipamentos facilitando e reduzindo o custo de instalação.

A tabela 10 mostra a comparação dos valores de perdas em vazio dos transformadores trifásicos isolados a óleo vegetal utilizados no estudo de caso. No Trafo Verde os valores de perda em vazio são menores com manutenção das perdas totais de acordo com a NBR 5440/2015.

Tabela 10 - Transformadores utilizados na substituição

Potência (kVA)	Classe Tensão (kV)	Perdas NBR 5440/2014			Perdas Trafo Verde		
		Vazio (W)	Carga (W)	Totais (W)	Vazio (W)	Carga (W)	Totais (W)
45	15	195	750	945	136	809	945
75	15	295	1100	1395	180	1215	1395
112,5	15	390	1500	1890	241	1649	1890

A utilização desses transformadores mais eficientes reduz as perdas globais do alimentador devido à significativa redução de perdas a vazio, o que compensa o acréscimo das perdas em carga em função do maior carregamento dos transformadores.

Analisando a topologia do alimentador foram identificados os fatores de carga dos transformadores e identificados os que poderiam ser agrupados e substituídos por um único equipamento mais eficiente. Assim, considerando a maior capacidade de carregamento dos novos transformadores e proximidade entre os equipamentos, os 108 transformadores atuais foram substituídos por 48 novos equipamentos.

- **Capacidade térmica do Trafo Verde**

Estudos de envelhecimento acelerado através de avaliações térmicas, apresentados nas pesquisas, demonstraram que os sistemas de isolamento com papel Kraft e fluido de éster natural envelhecem a uma taxa consideravelmente mais lenta em comparação com os sistemas tradicionais à base de óleo mineral e papel Kraft (MCSHANE et al., 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000).

No processo de envelhecimento térmico do papel isolante, os subprodutos da degradação são água, CO e CO₂. A água promove a hidrólise da celulose. O óleo vegetal interage com a água produzida eliminando-a quimicamente por hidrólise. O óleo vegetal, por se tratar de um éster, sofre hidrólise a altas temperaturas consumindo a água original da celulose.

Assim, a capacidade de reter ou absorver água do óleo vegetal é significativamente maior do que no óleo mineral. Por sua vez, o éster vegetal reage com os grupos OH da celulose, mecanismo de transesterificação ocorrendo a alta temperatura no envelhecimento acelerado. Este processo age como estabilizante da macromolécula de celulose, aumentando a vida útil do papel kraft.

Este mecanismo é o motivo para o envelhecimento mais lento e o prolongamento da vida térmica do sistema de isolamento operado a temperaturas normais de operação para óleo mineral e papel Kraft.

O óleo vegetal é menos agressivo que o óleo mineral, o que tem impacto direto na vida útil dos transformadores pelo Modelo de Arrhenius, expressa pela equação 4.1 apresentada a seguir.

- **Análise de vida útil de transformadores isolados a óleo vegetal**

$$Vida_{\text{útil}} = Ae^{\frac{B}{T+273}} \quad \text{Anos} \quad (4.1)$$

Onde:

$$A = 7,82 \cdot 10^{-17}$$

$$B = 15.000$$

T = temperatura do ponto mais quente do enrolamento (°C)

A Equação 4.1 demonstra que, para uma mesma curva de carga, a utilização do óleo isolante vegetal em substituição ao mineral eleva a vida útil do equipamento.

Para a análise de desempenho e vida útil foi considerado o cenário de redução do número de transformadores de distribuição instalados na rede, visando à otimização do carregamento e redução das perdas elétricas.

- **Definição da nova quantidade de transformadores isolados a óleo vegetal**

Para se definir a nova quantidade de transformadores a ser utilizada, foi utilizado um método de otimização existente na base de dados do Sistema Georeferenciado, utilizado na Gestão das Redes de Distribuição da concessionária.

No processo de otimização inerente ao sistema, foi mantido o valor da corrente total do alimentador e definido um fator de carga de 0,85 para o carregamento dos transformadores.

A partir dessas informações, o “software” de otimização propôs uma nova configuração dos transformadores no alimentador existente considerando o limite máximo de 5% de queda de tensão e crescimento vegetativo de 3% ao ano no horizonte de 5 anos.

Após o processo de otimização, a carga do alimentador passou a ser atendida com 48 transformadores de distribuição isolados em óleo vegetal, ao invés dos 108 anteriores isolados em óleo mineral.

Na escolha dos equipamentos a serem retirados foi mantida a topologia da rede de baixa tensão (BT). A manutenção da topologia da rede visou não alterar os Planos e Procedimentos de Manutenção da rede que agora conta com uma quantidade menor de transformadores com maior carregamento.

- **Curvas de carga representativas após processo de otimização**

As figuras a seguir mostram as curvas representativas de cargas dos transformadores após o processo de otimização que foram utilizadas para os cálculos de elevação de temperatura e perda de vida.

Figura 24: Curva Típica 1 — 13 transformadores (27% do total)

Fonte: Autor

Figura 25: Curva Típica 2 — 27 transformadores (56% do total)

Fonte: Autor

Figura 26: Curva Típica 3 representando 8 transformadores (17% do total)

Fonte: Autor

Como pode ser observado nas curvas em p.u apresentadas nas figuras 24 a 26, há uma elevação do carregamento dos transformadores acima de sua potência nominal por períodos prolongados.

Essa elevação no carregamento é suportada pelos transformadores isolados em óleo vegetal em função da sua maior capacidade térmica quando comparada à capacidade térmica do óleo mineral.

Com base no equacionamento proposto na NBR 5416/97, foram feitas as simulações de vida útil dos transformadores com base nas curvas de carga típicas apresentadas nas figuras 19 a 21, cujos resultados são apresentados na tabela 11 a seguir.

- **Cálculo da perda de vida dos transformadores**

A simulação e cálculo de aquecimento do transformador são feitos com base na curva de carga característica utilizando o equacionamento baseado na NBR-5416/97. Equações 4.1 a 4.5.

$$K_{(j-1)} = \frac{S_{(j-1)}}{S_{nom}} \quad (4.1)$$

$$\delta o = \Delta \theta o n \left[\frac{RK_{(j-1)}^2 + 1}{R + 1} \right]^n \quad (4.2)$$

$$\theta o_{(j)} = \left[\delta o - \theta o_{(j-1)} + \theta a_{(j-1)} \right] \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_o}} \right) + \theta o_{(j-1)} - \theta a_{(j-1)} + \theta a_{(j)} \quad (4.3)$$

$$\delta e = \Delta \theta e_n K_{(j-1)}^{2m} \quad (4.4)$$

$$\theta e_{(j)} = \left[\delta e - \theta e_{(j-1)} + \theta o_{(j-1)} \right] \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_e}} \right) + \theta e_{(j-1)} - \theta o_{(j-1)} + \theta o_{(j)} \quad (4.5)$$

Onde:

$\theta_{o(j)}$ - Temperatura do topo do óleo no instante de tempo j ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{o(j-1)}$ - Temperatura do topo do óleo no instante de tempo $j-1$ ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{e(j)}$ - Temperatura do ponto quente do enrolamento no instante de tempo j ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{e(j-1)}$ - Temperatura do ponto quente do enrolamento no instante de tempo $j-1$ ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{a(j)}$ - Temperatura ambiente no instante de tempo j ($^{\circ}\text{C}$)

$\theta_{a(j-1)}$ - Temperatura ambiente no instante de tempo $j-1$ ($^{\circ}\text{C}$)

$S_{(j-1)}$ - Carregamento do transformador no instante $j-1$ (MVA)

S_{nom} - Potência nominal do transformador (kVA)

t - Intervalo de tempo entre aquisições sucessivas (horas)

$\Delta\theta_{on}$ - Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente sob carregamento nominal ($^{\circ}\text{C}$)

τ_o - Constante de tempo térmica do óleo no transformador, para qualquer carga e para qualquer diferença de temperatura, entre a elevação final e a inicial do topo do óleo (horas)

R - Relação entre as perdas em carga nominal e em vazio

n - Expoente utilizado para o cálculo da elevação de temperatura

$\Delta\theta_{en}$ - Elevação de temperatura do ponto quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo com carregamento nominal ($^{\circ}\text{C}$)

τ_e - Constante de tempo térmica do enrolamento do transformador (horas)

Para as simulações de elevação de temperatura dos transformadores, foi considerada a temperatura ambiente de 25°C , cujos resultados encontram-se no Apêndice A.

A tabela 11 a seguir mostra que mesmo que com altas temperaturas do enrolamento em períodos prolongados, a menor agressividade do óleo vegetal não compromete a vida útil do transformador, cuja perda de vida foi calculada pela Equação 4.1. (MCSHANE et al., 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000).

Tabela 11 - Perda de vida dos transformadores isolados a óleo vegetal

Curva	Potência (kVA)	Quantidade	Temp. Enrol. Máx. (°C)	Vida Útil (anos)
1	45	8	110	210
	75	4		
	112,5	3		
2	45	6	116	145
	75	9		
	112,5	3		
3	45	7	112	192
	75	5		
	112,5	3		

Para fins comparativos, foi feita a mesma análise utilizando transformadores convencionais isolados a óleo mineral, cujos resultados encontram-se na tabela 12 apresentada a seguir.

Tabela 12 - Perda de vida comparativa óleo vegetal x óleo mineral

Curva Típica	Potência (kVA)	Quantidade	Temperatura Enrolamento Máx. (°C)	Vida Útil	
				Óleo Mineral (anos)	Óleo Vegetal (anos)
1	45	6	110	20	210
	75	2			
	112,5	5			
2	45	8	116	14	145
	75	19			
	112,5	10			
3	45	8	112	23	192
	75	19			
	112,5	10			

A tabela 12 mostra que a simples substituição dos transformadores já depreciados por outros convencionais isolados a óleo mineral, considerando um total de 48 transformadores, acarreta numa perda de vida útil elevada nos equipamentos isolados a óleo mineral.

Além disso, considerando que a vida útil do transformador de distribuição é de 20 anos, os equipamentos submetidos às curvas típicas 1 e 2 teriam que ser substituídos antes desse tempo, acarretando em custos adicionais à solução.

A tabela 13 apresenta o resultado das perdas na nova configuração do alimentador considerando os 48 novos transformadores mais eficientes e isolados a óleo vegetal.

Tabela 13 - Perdas elétricas dos novos transformadores do alimentador

Quantidade Transformadores	Perdas a Vazio (kW)	Perdas em Carga (kW)	Perdas Totais (kW)	Energia Anual (MWh)
48	9,85	32,26	42,12	4.427,65

A redução da quantidade de transformadores no alimentador reduziu significativamente as perdas a vazio e mesmo com o acréscimo das perdas em carga em função do maior carregamento dos novos transformadores, houve uma redução de perdas globais, de aproximadamente 800 MWh por ano.

Após a substituição e redução do número de transformadores, houve uma redução anual de aproximadamente R\$ 120.000,00 nos valores de perdas geradas a partir desses equipamentos, conforme tabela 14.

- **Análise de Perdas Elétricas**

A tabela a seguir mostra os dados comparativos das perdas dos transformadores convencionais e isolados a óleo vegetal.

Tabela 14 - Perdas Elétricas por tipo de transformador

Transformadores Utilizados	Qtde.	Perdas a Vazio (kW)	Perdas em Carga (kW)	Perdas Totais (kW)	Energia Anual (MWh)	Custo Anual Perdas
Óleo Mineral	108	35,06	14,32	49,38	5.190,83	R\$ 800.000,00
Óleo Vegetal	48	9,85	32,26	42,12	4.427,65	R\$ 680.000,00

- **Análise econômica da substituição dos transformadores**

Para a análise econômica da viabilidade de substituição dos transformadores atuais por novos equipamentos mais eficientes e com maior capacidade de carregamento, foram consideradas as seguintes alternativas:

- **Alternativa 1** – Substituição por transformadores convencionais, isolados a óleo mineral, mantendo-se as quantidades atuais.
- **Alternativa 2** – Substituição por novos transformadores isolados a óleo vegetal mais eficiente e com maior capacidade de carregamento.

Em ambas alternativas foram considerados os custos de substituição desses transformadores em linha viva (sem desligamento) por equipe contratada. Os custos de substituição considerados na análise foram de R\$ 295,00 por transformador.

As tabelas 15 e 16 apresentam um resumo dos investimentos para cada alternativa considerando a substituição dos transformadores atuais por outros similares (Alternativa 1) ou por “Trafos Verdes” (Alternativa2).

- Análise de Custos da Alternativa 1 – Transformadores Convencionais**

Tabela 15 - Resumo dos Investimentos – Alternativa 1

Potência (kVA)	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
45	20	R\$ 4.160,00	R\$ 83.200,00
75	58	R\$ 5.110,00	R\$ 296.380,00
112,5	30	R\$ 6.110,00	R\$ 183.300,00
		Total	R\$ 562.880,00
Instalação dos transformadores na rede			
	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
	108	R\$ 295,00	R\$ 31.860,00
Investimento Total – Cenário 1			
Equipamentos	Instalação	Total Geral	
R\$ 562.880,00	R\$ 31.860,00	R\$ 594.740,00	

- **Análise de Custos da Alternativa 2 – Transformadores a Óleo Vegetal**

Tabela 16 - Resumo dos Investimentos – Alternativa 2

Potência (kVA)	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
45	9	R\$ 4.450,00	R\$ 40.050,00
75	25	R\$ 5.490,00	R\$ 137.250,00
112,5	14	R\$ 6.840,00	R\$ 95.760,00
		Total	R\$ 273.060,00
Instalação dos transformadores na rede			
	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
	48	R\$ 295,00	R\$ 14.160,00
Investimento Total			
Equipamentos	Instalação	Total Geral	
R\$ 273.060,00	R\$ 14.160,00	R\$ 287.220,00	

A tabela 17 apresenta um resumo dos dois cenários considerando os investimentos e perdas elétricas em cada um deles.

Tabela 17 - Resumo das Alternativas Avaliadas

Alternativas Avaliadas	Investimento	Custo Anual de Perdas
Alternativa 1 (Óleo Mineral)	R\$ 594.740,00	R\$ 800.000,00
Alternativa 2 (Óleo Vegetal)	R\$ 287.220,00	R\$ 680.000,00

Com base nos valores apresentados na tabela 17, a substituição dos transformadores convencionais por equipamentos mais eficientes e isolados a óleo vegetal demanda um investimento inicial menor.

Ao longo dos 20 anos de sua vida útil há um potencial de ganho advindo da redução de perdas de aproximadamente R\$ 2 milhões considerando um crescimento vegetativo anual de 3%.

A utilização dos novos transformadores isolados a óleo vegetal reduz as perdas elétricas globais haja vista que a carga passa a ser atendida com 48 transformadores, ao invés dos 108 atuais.

A menor quantidade de transformadores no alimentador reduz os custos de manutenção e monitoramento dos equipamentos pelas equipes de manutenção.

A utilização dos transformadores mais eficientes reduziu em aproximadamente 72% as perdas a vazio e essa redução permite a aquisição de uma quantidade menor de energia para o suprimento de perdas elétricas.

A maior capacidade de carregamento dos novos transformadores permitiu a redução de aproximadamente 56% da quantidade de equipamentos no alimentador sem comprometimento de sua vida útil devido a menor agressividade do óleo vegetal.

Mesmo com o aumento das perdas em carga, a menor quantidade de transformadores, aliada à redução das perdas a vazio permitiu a redução de aproximadamente 15% das perdas causadas pelos transformadores no alimentador.

Dessa forma, a utilização dos novos transformadores se mostra viável tanto em altos quanto em baixos carregamentos.

Em relação aos investimentos, a menor quantidade de transformadores resultou em uma redução de aproximadamente 52% no investimento quando comparada à solução convencional utilizando equipamentos isolados a óleo mineral.

Com essa redução de custo, é possível direcionar o investimento para a reconstrução de aproximadamente 4 km do alimentador em padrão compacto, contribuindo significativamente para a redução de perdas, e melhoria da flexibilidade de rede. A figura 27 a seguir ilustra a solução adotada na revitalização.

Figura 27: Visão geral do alimentador após a revitalização.

Fonte: Autor

4.4 Estudo de Caso 2: Estudo de viabilidade de aquisição de Trafos Verdes

Nessa análise, foi considerada a aquisição de 12.600 Trafos Verdes, equipamentos mais eficientes e isolados a óleo vegetal.

A análise visa identificar o tempo de retorno de um investimento aproximadamente 8,7% superior quando comparado à aquisição de transformadores convencionais isolados a óleo mineral.

O Trafo Verde apresenta perdas em vazio menores com manutenção das perdas totais, tornando o equipamento mais eficiente e viabilizando a sua aquisição mesmo com um investimento inicial maior em relação aos transformadores convencionais.

Para a simulação das perdas em carga e elaboração de estudo de viabilidade técnico-econômica, foram considerados os fatores de carga típica de cada potência de acordo com os seus históricos de carregamento.

Na avaliação, foi mostrado que o investimento inicial maior tem retorno em pouco tempo e, ao longo da vida útil do equipamento, esse valor se transforma em ganhos financeiros e operacionais.

Além disso, a utilização de equipamentos ecologicamente corretos e mais eficientes traz à empresa benefícios indiretos em relação a indicadores de sustentabilidade e valorização da sua imagem perante a sociedade.

Para demonstrar os ganhos financeiros advindos com a redução das perdas, foi feita uma simulação considerando a vida útil de 20 anos, segundo o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Aneel (MCSE ANEEL, 2015), e o custo da energia de R\$ 154,00/MWh, valor utilizado pela EPE para cálculo das perdas de energia (NT-EPE-DEE-RE-043-2015-20150302, 2015).

As figuras 28 e 29 a seguir mostram o resumo do estudo de viabilidade técnico-econômica considerando a economia de energia devido ao menor valor de perdas em vazio dos equipamentos.

10,300							83,650,85	
kVA	Carregamento	Trafo Convencional (W)	Trafo Verde (W)	Var. Perdas (W)	Redução anual Energia (MWh)	Redução Perdas	Quant.	Redução Total de Energia (MWh)
15	62,04%	210,10	200,87	9,23	1,62	4,4%	1328	2.146,65
30	57,86%	332,48	317,84	14,63	2,56	4,4%	2230	5.717,45
45	75,11%	618,12	600,68	17,43	3,05	2,8%	2062	6.298,19
75	60,62%	756,13	694,77	61,36	10,75	8,1%	2344	25.198,29
112,5	51,43%	786,75	680,84	105,91	18,56	13,5%	1347	24.994,61
150	62,04%	1.197,08	1.101,74	95,34	16,70	8,0%	665	11.107,75
225	62,04%	1.654,61	1.513,14	141,47	24,79	8,6%	178	4.411,85
300	62,04%	2.060,96	1.913,34	147,62	25,86	7,2%	146	3.776,04

Figura 28: Quadro Resumo do Estudo de Viabilidade Econômica – Transformadores de Distribuição Classe 15 kV

2.296									
kVA	Carregamento	Trafo Convenc. (W)	Trafo Verde (W)	Var. Perdas (W)	Redução anual Energia (MWh)	Redução Perdas	Quant.	Redução Total de Energia (MWh)	26.810,75
15	62,04%	239,34	230,11	9,23	1,62	3,9%	79	127,70	
30	57,86%	370,93	340,34	30,60	5,36	8,2%	457	2.449,90	
45	75,11%	688,89	662,74	26,15	4,58	3,8%	387	1.773,08	
75	60,62%	768,78	694,77	74,01	12,97	9,6%	856	11.099,45	
112,5	51,43%	864,07	742,71	121,36	21,26	14,0%	268	5.698,17	
150	62,04%	1.324,46	1.219,90	104,57	18,32	7,9%	150	2.747,98	
225	62,04%	1.833,54	1.661,32	172,23	30,17	9,4%	72	2.172,52	
300	62,04%	2.216,43	2.059,58	156,85	27,48	7,1%	27	741,95	

Figura 29: Quadro Resumo do Estudo de Viabilidade Econômica – Transformadores de Distribuição Classe 25 kV

A redução de energia consumida a partir da instalação dos cerca de 12.600 transformadores em substituição aos transformadores convencionais é de aproximadamente 110.400 MWh.

Esse cálculo foi feito com base no fator de carga histórico de cada potência considerando o crescimento vegetativo do mercado da empresa no período de análise.

A instalação dos 12.600 transformadores verdes e mais eficientes propiciou uma redução de 0,24% na parcela de perdas globais da empresa.

Isso representa que seria possível reduzir a aquisição de energia no montante anteriormente citado, resultando em uma economia de aproximadamente R\$ 850.000,00 por ano.

Considerando como 20 anos a vida útil dos Trafos Verdes, o ganho estimado no período é de aproximadamente R\$ 15 milhões, já descontados os custos de operação e manutenção.

Com os ganhos advindos da redução das perdas de energia, o valor de investimento de aquisição 8,7% superior tem retorno em aproximadamente 7 anos, garantindo ainda 13 anos de retorno financeiro considerando o tempo de vida útil do MCSE Aneel (2015).

Além disso, com a substituição de transformadores totalmente depreciados por esses novos equipamentos, houve um acréscimo na Base de Remuneração Regulatória (BRR) que terá impacto positivo na Revisão Tarifária Periódica da empresa em 2017.

CAPÍTULO 5 — CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Os resultados dos ensaios de Grau de Polimerização apresentados no capítulo 4 da pesquisa comprovam a menor degradação do papel em contato com o óleo vegetal isolante em relação ao mineral. Isto propicia o aumento da vida útil dos transformadores de distribuição.

A menor degradação da celulose do papel por hidrólise, foi comprovada a partir dos resultados dos ensaios de Grau de Polimerização no transformador que permaneceu 12 anos em operação na rede. Os valores de GP da ordem de 900 monômeros corroboram os resultados das pesquisas e análises realizadas em laboratório e apresentados nos estudos realizados por (MCSHANE et al., 2000, 2001; SCHELLHASE; DOMINELLI, 2000).

No processo de envelhecimento térmico do papel isolante, os subprodutos da degradação são água, CO e CO₂. A água promove a hidrólise da celulose e o óleo vegetal interage com a água produzida eliminando-a quimicamente por hidrólise. O óleo vegetal, por se tratar de um éster, sofre hidrólise a altas temperaturas consumindo a água original da celulose.

Assim, a capacidade de reter ou absorver água do óleo vegetal é significativamente maior do que no óleo mineral. Por sua vez, o éster vegetal reage com os grupos OH da celulose, mecanismo de transesterificação ocorrendo a alta temperatura no envelhecimento acelerado. Este processo age como estabilizante da macromolécula de celulose, aumentando a vida útil do papel kraft.

Este mecanismo é o motivo para o envelhecimento mais lento e o prolongamento da vida térmica do sistema de isolamento operado a temperaturas normais de operação para óleo mineral e papel Kraft.

A menor agressividade do óleo vegetal em relação ao mineral qualifica o fluido isolante vegetal como meio de extensão de vida de equipamentos elétricos isolados a óleo como os transformadores de distribuição apresentados nesta pesquisa.

Do ponto de isolação, os ensaios mostraram que as principais características do óleo vegetal como teor de água e rigidez dielétrica mantiveram-se dentro dos limites durante o tempo de operação do equipamento em campo. Esses quesitos são muito importantes já que garantem a confiabilidade operacional dos equipamentos que utilizam esse tipo de fluido como meio isolante.

Outro ponto a salientar é em relação à densidade do óleo vegetal isolante que não apresentou variação ao longo do tempo que o transformador permaneceu operando. A densidade é a característica mais importante do fluido vegetal isolante, uma vez que, caso seja alterada, é necessária a substituição do fluido devido à redução da capacidade de isolação, o que comprometeria a operação segura dos equipamentos elétricos.

A utilização do óleo vegetal isolante em substituição ao óleo mineral para o mesmo fim trouxe ao equipamento mais segurança, haja vista o alto ponto de fulgor do óleo vegetal (330°C), e menor agressividade ambiental devido à biodegradabilidade do fluido isolante de base vegetal.

A maior capacidade de carregamento do Trafo Verde viabilizou a utilização de uma quantidade menor de transformadores, propiciando a redução das perdas elétricas globais das redes de distribuição, conforme o Estudo de Caso 1.

Isto permite que a diferença de investimento seja direcionada para a otimização das redes. A qual pode ser feita através da utilização de cabos de maiores bitolas e aumento das interligações. Tais ações terão influência direta na redução das perdas elétricas e aumento das possibilidades de manobra para atendimento de cargas.

Há ainda, ganhos de eficiência energética em função das menores perdas em vazio com manutenção das perdas em carga, conforme o Estudo de Caso 2.

Tais ganhos de eficiência energética são obtidos pela menor necessidade de aquisição de energia para suprimento das perdas a vazio, representando um ganho direto ao sistema elétrico.

Os resultados da pesquisa mostraram que é possível a proposição de uma nova filosofia de planejamento para alimentadores de média tensão mais eficiente e com uma menor quantidade de transformadores de distribuição, diferente das filosofias atualmente propostas.

A utilização de um menor número de transformadores de distribuição significa, além da redução de perdas, uma rede de distribuição com menos componentes, o que reduz os custos de manutenção.

A nova filosofia de planejamento proposta se mostrou mais eficiente em áreas de grandes densidades de carga e altos índices de verticalização, como capitais e cidades de maior porte. Entretanto, nos alimentadores mais longos onde as cargas estão mais distribuídas ao longo de sua extensão, a utilização de reguladores de tensão em pontos estratégicos garante os níveis de tensão mesmo com um menor número de transformadores.

A pesquisa mostrou que a utilização do óleo vegetal isolante é viável na elevação da vida útil dos transformadores de distribuição contribuindo para o desenvolvimento de equipamentos elétricos mais eficientes e ecologicamente corretos em diferentes níveis de tensão.

Os resultados obtidos em campo após 12 anos de operação mostraram a viabilidade técnica da utilização desse fluido vegetal isolante em transformadores de distribuição como forma de extensão de vida desses equipamentos.

A utilização do Trafo Verde na proposição de uma nova proposta de planejamento de alimentadores consolida o desenvolvimento de uma pesquisa de P&D que através desse novo equipamento tornou possível a construção de uma rede de distribuição mais eficiente e com menores custos.

Desenvolvimentos Futuros

O conhecimento obtido na pesquisa deverá ser expandido aos demais equipamentos, como Transformadores de Potência, Religadores Automáticos e Reguladores de Tensão.

A utilização do fluido vegetal isolante em transformadores de potência permite maiores capacidades de sobrecarga e redução dos custos de construção das subestações em função da não necessidade de construção de bacias de contenção de óleo e paredes corta fogo.

A proposta é aplicar os conhecimentos obtidos na pesquisa na aumento de potência nominais de transformadores de potência que já se encontram totalmente depreciados e possivelmente seriam descartados.

Em função da maior capacidade térmica do óleo vegetal isolante é possível se fazer um novo projeto do equipamento com potências maiores e custos menores se comparados a um equipamento novo.

Essa alternativa certamente contribuirá para a redução dos riscos ambientais, além de contribuir para a modicidade tarifária em função dos menores valores de investimento.

Além dos transformadores de potência, outro desenvolvimento a ser feito é a fabricação de transformadores de distribuição ainda mais eficientes. Tais equipamentos contarão com menores valores de perda a vazio e em carga.

Ainda que o equipamento tenha um custo inicial superior, a menor quantidade necessária, a redução de perdas elétricas, sua maior vida útil e benefícios ambientais, têm potencial para justificar o transformador em médio prazo quando comparado aos convencionais isolados a óleo mineral.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 7070/2006 – **Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos.**

ABNT NBR 15422/2015 – **Óleo vegetal isolante para equipamentos elétricos.**

ASANO, R.; PAGE, S. A. **Reduced environmental impact and improved safety and performance of power transformers with natural ester dielectric insulating fluids.** Paper PR-13, 9th Petroleum and Chemical Industry Conference Europe, Electrical and Instrumentation Applications, Prague, Czech Republic, June 2012

ASTM D 3677/2004 – **Standard Test Methods for Rubber** — Identification by Infrared Spectrophotometry.

ASTM D 2621/2005 – **Standard Test Method for Infrared Identification of Vehicle Solids From Solvent-Reducible Paints.**

ASTM D 2702/2005 – **Standard Practice for Rubber Chemicals** — Determination of Infrared Absorption Characteristics.

ASTM E 1252/2007 – **Standard Test Methods for Rubber** — Identification by Infrared Spectrophotometry.

BASSETTO, F.; A. & MAK, J. Maintenance practices to improve loading and to extend the life of power transformers. In: **TECHCON 96**, Nova Orleans, 1996. Anais. Sacramento, TJ/H2b, 1996, 9 p.

_____; A. & MAK, J. Medidas que podem dobrar a vida útil de transformadores de potência. **Eletricidade Moderna**, v. 258, p. 28, julho, 1995.

_____; A. & MAK, J. Determination of the degree of polymerization of paper microsamples from power transformer windings. In: **Annual International Conference of Doble Clients**, 58, Boston, 1991. Anais. Boston, DobleEngineering Company, 1991. 7 p.

_____, A. & MAK, J. Analysis of the degree of polymerization of paper samples from service-aged transformers. In: **Annual International Conference of Doble Clients**, 57, Boston, 1990. Anais. Boston, Doble Engineering Company, 1991. 6 p.

BINGENHEIMER, D.; VASCONCELLOS, V.; MAK, J.; FRANCHINNI, L.; DEL FIACCO, E.; RAPP, K. **Sustainable electrical energy using natural ester technology.** 21st International Conference on Electricity Distribution Frankfurt, 6-9 June 2011 – Paper 1148.

HAACK, M. S. **Análise de Materiais por Espectroscopia no Infravermelho Dentro do Sistema de Gestão da Qualidade Conforme ABNT NBR ISO / IEC 17025** – Trabalho de Conclusão de Curso de Bacharelado em Química – UFRGS – 2010.

IEEE Std C57.91-1995 TM. **Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed-Transformers.**

IEEE C57.147. **IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers.** New York, USA, 2008.

ILUANG, M.R., LI, X.G. **Thermal Degradation of Cellulose and Cellulose Esters.** J. of Applied Polymer Science, vol. 68, pp.293-304, 1998.

JAIN, R.K., LAL, K., BHATNAGAR, H.L. **A Kinetic Study of the Thermal Degradation of Cellulose and Its Derivatives.** Makromol. Chem. 183, pp. 3003-3017, 1982.

KAGAN, N. BARIONI, C.C.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica** – Editora Blucher – 2ª Edição – 2010.

LUKSICH, John; RAPP, Kevin J. **Suitability of Natural Ester Fluids for Retrofilling Transformers.** CARGIL OIL Conference – 2012.

MARCHESAN, T. B.; HARMEL, D. F. **WEG Transmissão: Emprego do óleo vegetal isolante em transformadores de potência: uma abordagem dielétrica.** 2013 – 15º Encontro Ibero Americano CIGRÉ – Foz do Iguaçu – Brasil.

MCSE ANEEL – **Manual de Contabilidade do Setor Elétrico** – 11/03/2015.

MCSHANE, C. P. **New Safety Dielectric Coolants for Distribution and Power Transformers.** IEEE Industry Applications Magazine, vol. 6, nº 3, pp.24-32, Maio/Junho 2000.

_____; RAPP, K.J.; CORKRAN, J. L.; GAUGER, G. A.; LUKSICH, J. **Aging of Paper Insulation in natural Ester Dielectric Fluid.** Transmission & Distribution Conference & Exposition, IEEE/PES, Atlanta GA, Nov, 2001.

_____; CORKRAN, J.; RAPP, K. J.; LUKSICH, J. **Natural Ester Dielectric Fluid Development** – IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition – May 22-24 – 2006 – Dallas – USA.

MOORE, Steve; RAPP, Kevin; BALDYGA, Ramona. **Transformer Insulation Dry Out as a Result of Retrofilling with Natural Ester Fluid.** IEEE PES T&D Conference Orlando – FL (MAY 2012).

NAKAGAWA, F. & MAK, J. **Análise da Queima de Transformadores de Distribuição.** Estudo DEOP-072, Divisão de Engenharia de Operação e Manutenção da Distribuição, DISTRIBUIDORA, 1994, 283 p.

NBR 5416/1997 – **Carregamento Admissível de Transformadores.**

NBR 15422/2006 – **Óleo vegetal isolante para equipamentos elétricos.**

NBR 5440/2015 – **Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição.**

NT-EPE-DEE-RE-043-2015-20150302 – **Custo Marginal da Expansão do Sistema Elétrico** – Metodologia e Cálculo para 2015/2016 – 09/03/2015.

OLIVEIRA, J. C.; COGO, J. R.; ABREU, J. P. G. **Transformadores – Teoria e Ensaio.**

OOMMEN, T.V., CLAIBORNE, C.C. **Biodegradable Insulating Fluid from High Oleic Vegetable Oils.** CIGRE 15-302, 1998.

RAPP, Kevin J.; CORKRAN, Jerry; MCSHANE, C. Patrick; PREVOST, Thomas A. **Lightning Impulse Testing of Natural Ester Fluid Gaps and Insulation Interfaces** – IEEE.

_____; LUKSICH, J. **Review of Kraft paper/natural ester fluid insulation system aging.** 17th International Conference on Dielectric Liquids, June 27-30, 2011, Trondheim, Norway, Paper 110.

_____; LUKSICH, J. **Natural Ester Fluid Properties and Applications.** My Transfo Conference 2012 – Italy.

SHELLHASE, H. & DOMINELLI, N. **Environmentally acceptable transformer oils.** EPRI Report WO 4338-01, Palo Alto-CA, EPRI, Out. 2000, 90 p.

SUNDIN, D.W. **Biologic Decomposition of Liquid Dielectrics.** Elektrik Magazine (publicação da União Russa de Engenheiros de Sistemas de Potência), Moscou, fevereiro, 1992.

_____. The Relationship Between Laboratory Tests and Transformer Flammability. In: **The Institute of Electrical and Electronic Engineers Montech Conference.** Anais. Montreal, Quebec, 1998, 10 p.

_____. A highly biodegradable dielectric fluid for transformers and power cables. In: **Annual International Conference of IEEE.** 66, Boston, 1999. Anais. Boston, IEEE Engineering Company, 1999. 4 p.

THOMAS A. EDISON TECHNICAL CENTER. **Evaluation of Samples from a 10 Year Old Innovatti Transformer** – Field Return – Technical Report of Evaluation – 10/12/2015.

TREVAS, David A.; PETERSON, Adam; RAPP, Kevin J.; LUKSICH, John. **Optimal Sizing of Solar Energy Transformers using Natural Ester Fluid.** IEEE PES 2012.

VASCONCELLOS, V.; MAK, J.; CARRIEL, L. P. **Desenvolvimento de Transformador de Distribuição de Maior Vida Útil e Menor Agressividade Ambiental** – Relatório Final do Projeto P&D 066-2003 – ANEEL – Novembro 2004.

_____; VASCONCELLOS, V; J.; FRANCHINNI, L. **Transformador de Distribuição de Maior Vida Útil e Menor Agressividade Ambiental – IV CITENEL** – 19 a 21 de Novembro de 2007 – Araxá – MG – Brasil.

XIE, J. HSICH, Y.L. **Enzyme-Catalysed Transesterification on Cellulose**. Conf. Proc. ACS Polymeric Matls., vol. 82, pp.406-407, 2000.

VASCONCELLOS, V; **Proposição de um Sistema Integrado de Gestão de Transformadores** – Dissertação de Mestrado Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – SP – Abril 2007.

VASCONCELLOS, V, ZANETTA L Jr, MAK, J – **Brazil R&D Project Transforms the Future – Transmission** T&D Distribution World Magazine – EUA – 2014 November.

MESSIAS, J. R – **Guia Prático de Ensaio Físico-Químicos na Manutenção de Transformadores em Óleo** – Cone Editora, 1993;

REH ANEEL 493/2002 – **Metodologia de Definição de Base de Remuneração Regulatória para Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**.

APÊNDICE A – Cálculo das temperaturas dos enrolamentos e perda de vida dos transformadores isolados em óleo mineral e do Trafo Verde.

Serão apresentados os resultados dos cálculos das temperaturas dos enrolamentos dos transformadores convencionais e do Trafo Verde de acordo com o equacionamento proposto na NBR 5416/97 e apresentado no capítulo 4.

As simulações foram feitas a partir das curvas de cargas agrupadas obtidas a partir do processo de otimização que definiu a redução da quantidade de transformadores a ser utilizada no alimentador.

Figura 30: Temperatura dos enrolamentos e corrente do transformador 45 kVA
Curva 1

Tabela 18 – Perda de Vida de Transformador 45 kVA isolado em óleo mineral –
Curva Agrupada 1

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04
Perda de vida média por dia	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04
Vida útil em dias	8698	8698	8698	8698
Vida útil em anos	20	20	20	20
Temperatura máxima enrolamento	109,6	109,6	109,6	109,6

Tabela 19 – Perda de Vida Trafo Verde 45 kVA – Curva Agrupada 1

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05
Perda de vida média por dia	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05
Vida útil em dias	90490	90490	90490	90490
Vida útil em anos	210	210	210	210
Temperatura máxima enrolamento	109,6	109,6	109,6	109,6

Figura 31: Temperatura dos enrolamentos e corrente do transformador 45 kVA
Curva 2

Tabela 20 – Perda de Vida de Transformador 45 kVA isolado em óleo mineral –
Curva 2

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04
Perda de vida média por dia	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04
Vida útil em dias	6475	6475	6475	6475
Vida útil em anos	14	14	14	14
Temperatura máxima enrolamento	116,1	116,1	116,1	116,1

Tabela 21 – Perda de Vida Trafo Verde 45 kVA – Curva 2

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05
Perda de vida média por dia	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05
Vida útil em dias	67460	67460	67460	67460
Vida útil em anos	145	145	145	145
Temperatura máxima enrolamento	116,1	116,1	116,1	116,1

Figura 32: Temperatura dos enrolamentos e corrente do transformador 45 kVA
Curva 3

Tabela 22 – Perda de Vida de Transformador 45 kVA isolado em óleo mineral –
Curva 3

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04
Perda de vida média por dia	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04
Vida útil em dias	8494	8494	8494	8494
Vida útil em anos	23	23	23	23
Temperatura máxima enrolamento	111,7	111,7	111,7	111,7

Tabela 23 – Perda de Vida de Transformador 45 kVA Trafo Verde – Curva 3

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05
Perda de vida média por dia	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05
Vida útil em dias	88362	88362	88362	88362
Vida útil em anos	192	192	192	192
Temperatura máxima enrolamento	111,7	111,7	111,7	111,7

TRANSFORMADORES DE 75 KVA

Figura 33: Temperatura dos enrolamentos e corrente Trafo Verde 45 kVA– Curva 1

Tabela 24 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA isolado em óleo mineral – Curva 1

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04
Perda de vida média por dia	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04
Vida útil em dias	8698	8698	8698	8698
Vida útil em anos	20	20	20	20
Temperatura máxima enrolamento	109,6	109,6	109,6	109,6

Tabela 25 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA Trafo Verde – Curva 1

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05
Perda de vida média por dia	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05
Vida útil em dias	90490	90490	90490	90490
Vida útil em anos	210	210	210	210
Temperatura máxima enrolamento	109,6	109,6	109,6	109,6

Figura 34: Temperatura dos enrolamentos e corrente do transformador 75 kVA
Curva 2

Tabela 26 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA isolado em óleo mineral –
Curva 2

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04
Perda de vida média por dia	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04
Vida útil em dias	6475	6475	6475	6475
Vida útil em anos	14	14	14	14
Temperatura máxima enrolamento	116,1	116,1	116,1	116,1

Tabela 27 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA Trafo Verde Curva Agrupada
2

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05
Perda de vida média por dia	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05
Vida útil em dias	67460	67460	67460	67460
Vida útil em anos	145	145	145	145
Temperatura máxima enrolamento	116,1	116,1	116,1	116,1

Figura 35: Temperatura dos enrolamentos e corrente de transformador 75 kVA
Curva 3

Tabela 28 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA isolado em óleo mineral Curva
3

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04
Perda de vida média por dia	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04
Vida útil em dias	8494	8494	8494	8494
Vida útil em anos	23	23	23	23
Temperatura máxima enrolamento	111,7	111,7	111,7	111,7

Tabela 29 – Perda de Vida de Transformador 75 kVA Trafo Verde Curva 3

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05
Perda de vida média por dia	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05
Vida útil em dias	88362	88362	88362	88362
Vida útil em anos	192	192	192	192
Temperatura máxima enrolamento	111,7	111,7	111,7	111,7

TRANSFORMADORES DE 112,5 KVA

Figura 36: Temperatura dos enrolamentos e corrente de transformador 112,5 kVA
Curva 1

Tabela 30 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA isolado em óleo mineral
Curva 1

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04
Perda de vida média por dia	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04	1,1497E-04
Vida útil em dias	8698	8698	8698	8698
Vida útil em anos	20	20	20	20
Temperatura máxima enrolamento	109,6	109,6	109,6	109,6

Tabela 31 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA Trafo Verde Curva 1

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05
Perda de vida média por dia	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05	1,1051E-05
Vida útil em dias	90490	90490	90490	90490
Vida útil em anos	210	210	210	210
Temperatura máxima enrolamento	109,6	109,6	109,6	109,6

Figura 37: Temperatura dos enrolamentos e corrente de transformador 112,5 kVA
Curva 2

Tabela 32 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA isolado em óleo mineral
Curva 2

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04
Perda de vida média por dia	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04	1,5445E-04
Vida útil em dias	6475	6475	6475	6475
Vida útil em anos	14	14	14	14
Temperatura máxima enrolamento	116,1	116,1	116,1	116,1

Tabela 33 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA Trafo Verde Curva 2

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05
Perda de vida média por dia	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05	1,4824E-05
Vida útil em dias	67460	67460	67460	67460
Vida útil em anos	145	145	145	145
Temperatura máxima enrolamento	116,1	116,1	116,1	116,1

Figura 38: Temperatura do enrolamento e corrente de transformador 112,5 kVA
Curva 3

Tabela 34 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA isolado em óleo mineral
Curva 3

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04
Perda de vida média por dia	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04	1,1773E-04
Vida útil em dias	8494	8494	8494	8494
Vida útil em anos	23	23	23	23
Temperatura máxima enrolamento	111,7	111,7	111,7	111,7

Tabela 35 – Perda de Vida de Transformador 112,5 kVA Trafo Verde Curva 3

	Fase A	Fase B	Fase C	Média
Perda de vida no período	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05
Perda de vida média por dia	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05	1,1317E-05
Vida útil em dias	88362	88362	88362	88362
Vida útil em anos	192	192	192	192
Temperatura máxima enrolamento	111,7	111,7	111,7	111,7

APÊNDICE B – Relatório dos Ensaios realizados no papel e óleo isolante no transformador avaliado na pesquisa.

ML # 2015020.011

Thomas A. Edison Technical Center
Franksville, WI

**Evaluation of Samples from a 10 Year Old
Innovatti Transformer – Field Return**

Release Date: 12-10-2015

To: K. Rapp
CC: A. Lemm, S. Rigby

Key Personnel: Michael Cardenas

Written by:

M. Cardenas

Reviewed by:

A. Lemm

Proprietary and Confidential - This document and all information thereon is the sole and exclusive property of Eaton and is proprietary and confidential and must not be made public, disseminated, communicated, reproduced, copied or otherwise disposed without the prior written permission from Eaton.

Purpose: The purpose of this investigation was to analyze fluid, paper, nylon and insulation from copper wire samples obtained from a 10 year old Innovatti transformer – field return.

Executive Summary: The samples provided from a 10 year old Innovatti transformer included an oil sample, 10 paper insulation samples, a piece of nylon tape and a length of high voltage and low voltage copper wire. The results of the testing on these samples are summarized in Tables 1,2 and 3. Additionally, FTIR identified the insulation on the high voltage wire sample as a polyvinyl formal type polymer which also contained a plasticizer similar to a phthalate or adipate. The insulation on the low voltage wire was identified as cellulose. FTIR also identified the material used in the nylon tape as a blend of Nylon 6 and Nylon 66.

Analysis of the paper samples by FTIR for evidence of transesterification found no detectable carbonyl band for 6 of the paper samples. Two paper samples were found to have a carbonyl band due to polymerized EFR3 and 2 paper samples were found to have a polymerized EFR3 band plus a ketone band.

Test Methods & Samples: The samples evaluated included 1 quart of fluid labeled Numero de Serie 54903, 10 paper samples detailed in Table 2, a length of high voltage and low voltage copper wires and a piece of nylon tape.

The paper samples were received in plastic bags and several of the samples showed signs of FR3 polymerization. This indicates that the plastic bags did not protect the samples from contact with oxygen in the air. This could also affect the paper moisture determinations.

The analytical methods used in this evaluation are listed below and the applicable ASTM fluid test methods are listed in Table 1.

Fourier Transform Infrared – FTIR

Nicolet iS50R FTIR Spectrometer with Continuum FTIR uScope in Transmittance
128 Scans with 2 cm⁻¹ Resolution

Differential Scanning Calorimetry – DSC

TA Instruments Model Q1000
OIT Method : Ramp 20°C/min. to 140°C, Isothermal @ 140°C for 60 min.

Gas Chromatography/Flame Ionization Detector – GC/FID

Hewlett Packard 5890 GC/FID
Agilent 30m x 0.32mm HP-5ms Capillary Column, 1.0um Film
Injector: Split at 300°C
Oven Temp.: 50°C, hold 1 min., to 320°C @ 10°C/Min., hold 320° for 25 min.
Detector Temp.: 335°

In addition to the above methods, ASTM D202 was used for tensile strength of paper and ASTM D1676 was used for twisted pair dielectrics.

Results and Discussion: The first sample evaluated was the fluid sample. These results are summarized in the following table:

Table 1
Fluid Testing Data for Sample Numero de Serie 54903

Test	Method	Result
Moisture Content (ppm)	ASTM D1533	219
Dielectric Breakdown (kV) (2mm gap)	ASTM D1816	60
Dissipation Factor @ Ambient 60hz (%)	ASTM D924	0.45
Dissipation Factor @ 100°C 60hz (%)	ASTM D924	6.95
Resistivity @ Ambient (ohm/cm)	ASTM D1169	0.25
Neutralization Number (mg KOH/g)	ASTM D974	0.174
Flash/Fire Point (°C)	ASTM D92	319/355
Pour Point (°C)	ASTM D5950	-18
Viscosity @ 40°C (cSt)	ASTM D445 Modified	33.74
Viscosity @ 100°C (cSt)	ASTM D445 Modified	8.20
Oxidation Induction Time – OIT (min.)	DSC @ 140°C	19.71
Inhibitor Content (%)	ASTM D4768	0.37

The sample descriptions, tensile values and paper moisture values for all the paper samples are summarized in Table 2. The number of tensile strips that were cut from each sample is also listed since this number was not the same for all samples.

Table 2
Innovatti Paper Samples – Tensile and Moisture

	Sample	# of Tensile Samples	Tensile Strength (psi) (Ave.)	Elongation (%) (Ave.)	Moisture Content (%) (Ave.)	DPv
1	Papel Kraft bobina AT fase H3 Isolamento Interno proximo a BT la Camada	5	6,285	8.34	5.24	1159
2	Papel Kraft bobina AT fase H2 Isolam Interno Proximo a BT la Camada	5	5,673	8.80	5.24	1055
3	Papel Kraft bobina AT fase H1 ISOL, Externo proximas tanque	3	13,665	4.65	5.53	1168
4	Papel Kraft bobina AT H2 Ultima camada proxim ao Tanque	5	12,366	4.67	5.48	1183
5	Papel Kraft Bobina AT H1 Isolamento Interno prox a BT	4	14,946	5.29	6.00	1164
6	Papel Kraft Bobina AT H3 Ultima camada Isol. Exlenao proximo ao Tanque	4	12,592	5.18	5.70	1217
7	Papelao Bobina BT Fase X1 Isolamento entre AT e BT	3	12,082	23.22	7.09	1125
8	Papelao Bobina BT Fase X2 Isolamento entre AT e BT	3	14,942	25.79	6.66	1032
9	Papelao de Barrera entre bobinas	5	7,013	13.36	7.42	1057
10	Papelao Bobina BT-X3 Isolamento entre AT e BT	3	7,647	12.20	6.38	1153

Note: Samples 1-6 were light colored Kraft paper. Samples 7, 8 and 10 were thicker dark corrugated papers. Sample 9 was also dark and about the same thickness as 7, 8 and 10 but not corrugated. Additionally, it is not known if all the paper samples were tested in the same direction. Also, all paper samples were received in plastic bags which did not protect the samples from being affected by humidity and oxygen in the air. The total effect of this type of contamination on the moisture content values is unknown.

The next samples to be examined were the copper wire pieces by FTIR. The low voltage wire was found to be only wrapped with paper insulation as confirmed by FTIR. Evaluation of the high voltage wire by FTIR, detected a coating of a polyvinyl formal polymer similar to Formvar. Evaluation of the infrared spectrum also detected the presence of a plasticizer type compound similar to a phthalate or adipate in the polymer formulation. See Appendix 1, Figure 1 for sample and reference spectra.

Table 3 summarizes the results of the dielectrics testing on the wire and nylon tape samples:

Table 3
Dielectrics Testing on Low and High Voltage Copper Windings & Nylon Tape

Sample	Breakdown Voltage (kV)	Rate of Rise (V/sec.)
Innovatti High Voltage Wire	9.4	300
New Unused High Voltage Wire	9.1	300
Innovatti Low Voltage Wire	6.5	500
Innovatti Nylon Tape	5.3	300
New Franksville Nylon Tape	5.1	300

Note: The Innovatti High Voltage Wire was a thinner gauge wire than the New Unused Wire which was used for comparison. For both wires, the samples were prepared for dielectric testing by placing 9 twists in equal lengths of wire.

For the nylon tape sample, FTIR analysis identified the polymer as a blend of Nylon 6 and Nylon 66. See Appendix 1, Figure 2 for sample and reference spectra.

The last part of this investigation involved FTIR analysis of the 10 paper samples for evidence of transesterification. Initially, all 10 samples were extracted for approximately 4 hours in a soxhlet extractor with a 10% acetone in heptane solvent to remove all traces of EFR3. This procedure did removed traces of FR3 for paper samples 1-6 as seen in the spectra shown in Figures 3-4. These two spectra were considered to be representative of the first 6 paper samples. Paper Samples 7-10 still showed evidence of EFR3 after 4 hours of extraction so, these samples were re-extracted with the same solvent mix for an additional 4 hours. The resulting spectra for these 4 samples are shown in Figures 5-8.

As seen in Figures 5-8, these spectra all show evidence of a carbonyl band at $1743\text{--}1748\text{ cm}^{-1}$ due to what appears to be polymerized EFR3. Additionally, Samples 7 and 10 show a small carbonyl band at $1700\text{--}1702\text{ cm}^{-1}$ which was identified as evidence of a ketone (see Figures 5-8).

Appendix 1 – Figures
 Figure 1
 High Voltage Wire Insulation and Polyvinyl Formal Reference Spectra

Figure 2
Innovatti Nylon Tape and Nylon 6/Nylon 66 Reference Spectra

Figure 3
FTIR - Paper Sample #1

Figure 4

FTIR - Paper Sample #2

Figure 5
FTIR - Paper Sample #7 Figure 6
FTIR - Paper Sample #8

Figure 7
FTIR - Paper Sample #9

Figure 8
FTIR - Paper Sample #10

LABORATÓRIO DE MATERIAIS E MEIO AMBIENTE	RESULTADO DE ENSAIO	AMOSTRA 20151327
---	---	----------------------------	-----------------------------

CLIENTE:	MGM				
AMOSTRA:	Papel			AMOSTRADOR:	Solicitante
DATA DA COLETA:		ENTRADA:	22/06/2015	SAÍDA:	26/06/2015
IDENTIFICAÇÃO DA AMOSTRA TRAFO VERDE - PROJETO CPFL; PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H1 - 1ª CAMADA (ISOLAMENTO INTERNO PRÓXIMO A BT)		CLIENTE:		FABRICANTE:	TRAFO
		Nº CONTROLE:	54.903	VOL. ÓLEO:	
		Nº SÉRIE:	54.903	TEMP.AMOSTRA:	
		TIPO EQUIP.:	TRANSFORMADOR	PTO. AMOST.:	
		TENSÃO:	0,00 kV	EM OPERAÇÃO:	Não informado
		POTÊNCIA:	45 kVA	CONSERVADOR:	Não informado
		ANO:	0	LTC:	

Página 1 de 1

ENSAIOS ESPECIAIS

ENSAIO	UNIDADE	MÉTODO	RESULTADO	REFERÊNCIA
Grau de Polimerização	Monômeros	ABNT NBR IEC 60450:2009	949,1	
DIAGNÓSTICO: RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE NOVO: 1000 A 2000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE BOM: 650 A 1000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE MEDIANO: 350 A 600 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE ENVELHECIDO: < 350 MONÔMEROS.				

Curitiba, 22 de junho de 2015.

 Paulo Fernandes
 Engenheiro Químico
 CRQ IX 03311218

LABORATÓRIO DE MATERIAIS E MEIO AMBIENTE	RESULTADO DE ENSAIO	AMOSTRA 20151328
---	---	----------------------------	-----------------------------

CLIENTE:	MGM				
AMOSTRA:	Papel			AMOSTRADOR:	Solicitante
DATA DA COLETA:		ENTRADA:	22/06/2015	SAÍDA:	26/06/2015
IDENTIFICAÇÃO DA AMOSTRA TRAFO VERDE - PROJETO CPFL; PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H1 - ÚLTIMA CAMADA (ISOLAMENTO EXTERNO PRÓXIMO AO TANQUE)	CLIENTE:			FABRICANTE:	TRAFO
	Nº CONTROLE:	54.903		VOL. ÓLEO:	
	Nº SÉRIE:	54.903		TEMP.AMOSTRA:	
	TIPO EQUIP.:	TRANSFORMADOR		PTO. AMOST.:	
	TENSÃO:	0,00 kV		EM OPERAÇÃO:	Não informado
	POTÊNCIA:	45 kVA		CONSERVADOR:	Não informado
	ANO:	0		LTC:	

Página 1 de 1

ENSAIOS ESPECIAIS

ENSAIO	UNIDADE	MÉTODO	RESULTADO	REFERÊNCIA
Grau de Polimerização	Monômeros	ABNT NBR IEC 60450:2009	915,1	
DIAGNÓSTICO: RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE NOVO: 1000 A 2000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE BOM: 650 A 1000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE MEDIANO: 350 A 600 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE ENVELHECIDO: < 350 MONÔMEROS.				

Curitiba, 22 de junho de 2015.

 Paulo Fernandes
 Engenheiro Químico
 CRQ IX 03311218

LABORATÓRIO DE MATERIAIS E MEIO AMBIENTE	RESULTADO DE ENSAIO	AMOSTRA 20151329
---	---	----------------------------	-----------------------------

CLIENTE:	MGM				
AMOSTRA:	Papel			AMOSTRADOR:	Solicitante
DATA DA COLETA:		ENTRADA:	22/06/2015	SAÍDA:	26/06/2015
IDENTIFICAÇÃO DA AMOSTRA TRAFO VERDE - PROJETO CPFL; PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H2 - 1ª CAMADA (ISOLAMENTO INTERNO PRÓXIMO A BT)	CLIENTE:			FABRICANTE:	TRAFO
	Nº CONTROLE:	54.903		VOL. ÓLEO:	
	Nº SÉRIE:	54.903		TEMP.AMOSTRA:	
	TIPO EQUIP.:	TRANSFORMADOR		PTO. AMOST.:	
	TENSÃO:	0,00 kV		EM OPERAÇÃO:	Não informado
	POTÊNCIA:	45 kVA		CONSERVADOR:	Não informado
	ANO:	0		LTC:	

Página 1 de 1

ENSAIOS ESPECIAIS

ENSAIO	UNIDADE	MÉTODO	RESULTADO	REFERÊNCIA
Grau de Polimerização	Monômeros	ABNT NBR IEC 60450:2009	832,6	
DIAGNÓSTICO: RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE NOVO: 1000 A 2000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE BOM: 650 A 1000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE MEDIANO: 350 A 600 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE ENVELHECIDO: < 350 MONÔMEROS.				

Curitiba, 22 de junho de 2015.

 Paulo Fernandes
 Engenheiro Químico
 CRQ IX 03311218

LABORATÓRIO DE MATERIAIS E MEIO AMBIENTE	RESULTADO DE ENSAIO	AMOSTRA 20151330
---	---	----------------------------	-----------------------------

CLIENTE:	MGM			
AMOSTRA:	Papel		AMOSTRADOR:	Solicitante
DATA DA COLETA:		ENTRADA:	22/06/2015	SÁIDA: 26/06/2015
IDENTIFICAÇÃO DA AMOSTRA TRAFO VERDE - PROJETO CPFL; PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H2 - ÚLTIMA CAMADA (ISOLAMENTO EXTERNO PRÓXIMO AO TANQUE)	CLIENTE:		FABRICANTE:	TRAFO
	Nº CONTROLE:	54.903	VOL. ÓLEO:	
	Nº SÉRIE:	54.903	TEMP. AMOSTRA:	
	TIPO EQUIP.:	TRANSFORMADOR	PTO. AMOST.:	
	TENSÃO:	0,00 kV	EM OPERAÇÃO:	Não informado
	POTÊNCIA:	45 kVA	CONSERVADOR:	Não informado
	ANO:	0	LTC:	

Página 1 de 1

ENSAIOS ESPECIAIS

ENSAIO	UNIDADE	MÉTODO	RESULTADO	REFERÊNCIA
Grau de Polimerização	Monômeros	ABNT NBR IEC 60450:2009	946,8	
DIAGNÓSTICO: RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE NOVO: 1000 A 2000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE BOM: 650 A 1000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE MEDIANO: 350 A 600 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE ENVELHECIDO: < 350 MONÔMEROS.				

Curitiba, 22 de junho de 2015.

Paulo Fernandes
Engenheiro Químico
CRQ IX 03311218

LABORATÓRIO DE MATERIAIS E MEIO AMBIENTE	RESULTADO DE ENSAIO	AMOSTRA 20151331
---	---	----------------------------	-----------------------------

CLIENTE:	MGM			
AMOSTRA:	Papel		AMOSTRADOR:	Solicitante
DATA DA COLETA:		ENTRADA:	22/06/2015	SÁIDA: 26/06/2015
IDENTIFICAÇÃO DA AMOSTRA TRAFO VERDE - PROJETO CPFL; PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H3 - 1ª CAMADA (ISOLAMENTO INTERNO PRÓXIMO A BT)	CLIENTE:		FABRICANTE:	TRAFO
	Nº CONTROLE:	54.903	VOL. ÓLEO:	
	Nº SÉRIE:	54.903	TEMP. AMOSTRA:	
	TIPO EQUIP.:	TRANSFORMADOR	PTO. AMOST.:	
	TENSÃO:	0,00 kV	EM OPERAÇÃO:	Não informado
	POTÊNCIA:	45 kVA	CONSERVADOR:	Não informado
	ANO:	0	LTC:	

Página 1 de 1

ENSAIOS ESPECIAIS

ENSAIO	UNIDADE	MÉTODO	RESULTADO	REFERÊNCIA
Grau de Polimerização	Monômeros	ABNT NBR IEC 60450:2009	941,1	
DIAGNÓSTICO: RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE NOVO: 1000 A 2000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE BOM: 650 A 1000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE MEDIANO: 350 A 600 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE ENVELHECIDO: < 350 MONÔMEROS.				

Curitiba, 22 de junho de 2015.

Paulo Fernandes
Engenheiro Químico
CRQ IX 03311218

LABORATÓRIO DE MATERIAIS E MEIO AMBIENTE	RESULTADO DE ENSAIO	AMOSTRA 20151332
---	---	----------------------------	-----------------------------

CLIENTE:	MGM			
AMOSTRA:	Papel			AMOSTRADOR: Solicitante
DATA DA COLETA:		ENTRADA:	22/06/2015	SÁIDA: 26/06/2015
IDENTIFICAÇÃO DA AMOSTRA TRAFÓ VERDE - PROJETO CPFL; PAPEL KRAFT DE ALTA TENSÃO H3 - ÚLTIMA CAMADA (ISOLAMENTO EXTERNO PRÓXIMO AO TANQUE)	CLIENTE:		FABRICANTE:	TRAFÓ
	Nº CONTROLE:	54.903	VOL. ÓLEO:	
	Nº SÉRIE:	54.903	TEMP. AMOSTRA:	
	TIPO EQUIP.:	TRANSFORMADOR	PTO. AMOST.:	
	TENSÃO:	0,00 kV	EM OPERAÇÃO:	Não informado
	POTÊNCIA:	45 kVA	CONSERVADOR:	Não informado
	ANO:	0	LTC:	

Página 1 de 1

ENSAIOS ESPECIAIS

ENSAIO	UNIDADE	MÉTODO	RESULTADO	REFERÊNCIA
Grau de Polimerização	Monômeros	ABNT NBR IEC 60450:2009	908,8	
DIAGNÓSTICO: RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE NOVO: 1000 A 2000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE BOM: 650 A 1000 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE MEDIANO: 350 A 600 MONÔMEROS. RESULTADO ESPERADO PARA PAPEL ISOLANTE ENVELHECIDO: < 350 MONÔMEROS.				

Curitiba, 22 de junho de 2015.

 Paulo Fernandes
 Engenheiro Químico
 CRQ IX 03311218

APÊNDICE C – Resultados das Simulações dos Projetos do transformador avaliado na pesquisa.

SISTEMA GERENCIADOR DE CALCULO

Referência 0433/652
 No de Reforma(OS) 2317/ITP/13 75 kVA Fases 3 Freq (Hz) 60
 Cliente CPFL_COMPACTO 15 kV NORMA NBR-5440/11

Índice de Dados: Caract. Elétricas Núcleo Enrolamento BT Enrolamento AT Distâncias/ Resultados Acessórios Tanque/Dissipa

Garantias Elétricas

Temp. de Referência °C 95
 P. Vazio Po (w) 198
 P. Carga (w) 0
 P.Totais (w) 1395
 Impedância (Uk) (%) 3,5
 Corr. Excit. (Io) (%) 2,7

Ren. e Reg

Ensaios dielétricos / Ligações

Default Do Usuário
 Alta Tensão Baixa Tensão
 Impulso 110
 Aplicada KV 34 10
 Induzida 2xUn 440
 Ligação Triângulo Estrela
 Grupo

N.Tensões Padrão de Tensões

5 13800
 Pos. Tensões (Volts)
 (Gar)
 1 13800
 2 13200
 3 12000
 4 11400
 5 10800

Baixa Tensão

220 127

Elevação de Temperatura:
 Óleo °C: 70
 Enrol/to °C: 75
 Altitude de Instalação (m) 1000

Figura 39: Dados de Entrada – Trafo Verde 75 kVA

SISTEMA GERENCIADOR DE CALCULO

Referência 0433/652
 No de Reforma(OS) 2317/ITP/13 75 kVA Fases 3 Freq (Hz) 60
 Cliente CPFL_COMPACTO 15 kV NORMA NBR-5440/11

Índice de Dados: Caract. Elétricas Núcleo Enrolamento BT Enrolamento AT Distâncias/ Resultados Acessórios Tanque/Dissipa

Formato da Seção do Núcleo

Diâmetro (mm) 118
 Largura (mm)
 Espessura (mm)
 Seção (cm) 2 93,21
 Peso do Núcleo (kgf) 184,57
 Grade M4-T27
 Espessura (mm) 0,27

Curva Densidade de Fluxo (T) x W/kg

Densidade de Fluxo Magnético

B máx. (Gauss) 14894
 B nominal (Gauss) 13461

Figura 40: Cálculo dos Campos magnéticos – Trafo Verde 75 kVA

SISTEMA GERENCIADOR DE CALCULO

Referência 0433/652
 No de Reforma(OS) 2317/ITP/13
 Cliente CPFL_COMPACTO
 75 kVA Fases 3 Freq (Hz) 60
 15 KV NORMA NBR-5440/11

Índice de Dados | **Caract. Eletricas** | **Núcleo** | **Enrolamento BT** | **Enrolamento AT** | **Distâncias/ Resultados** | **Acessorios** | **Tanque/Dissipa**

Tipo de Enrolamento Camada Aluminio **I_{BT} (A)** 196,82 **Densidade (A/mm²)** 1,378

No. Espiras 38 No. de Camadas 2 Espiras x Camada 19 Isol. de Camada 0,2

Conductor: Paralelos Axiais_1 4 Feixes Paralelos Radiais 1

Dimensão: Axial_1 4,875 x Radial_1 7,5 Isolação 0,5 No Cond. Isolados 2

Enchimento Axial (mm) 0

Gradiente de Temp (°C) 11,51

Canal de Óleo

Dimensão Lado AT 0 Entre Col 0 Lado BT 0

Dados

Dados	Resultados
Alt. Enrolto Montado	425
Diâmetro Interno	121
Largura min/máx	16
Diâmetro Externo	153,0
Lm (m)	0,430
Peso Cond. (kgf)	19,63
Ohms / Fase	0,00318
RI2 a 20 (°C)	369,70
Z ~ (p.u.)	0,1416
Perdas Pk BT 75 °C (w)	551,3
Icc_Sim(kA)/Icc_As(kA)	4,92 / 8,94

Ver BT

Figura 41: Dimensionamento do Enrolamento BT – Trafo Verde 75 kVA

SISTEMA GERENCIADOR DE CALCULO

Referência 0433/652
 No de Reforma(OS) 2317/ITP/13
 Cliente CPFL_COMPACTO
 75 kVA Fases 3 Freq (Hz) 60
 15 KV NORMA NBR-5440/11

Índice de Dados | **Caract. Eletricas** | **Núcleo** | **Enrolamento BT** | **Enrolamento AT** | **Distâncias/ Resultados** | **Acessorios** | **Tanque/Dissipa**

Enrolamento Camada Aluminio **I_{AT}** 1,812 **Densidade** 1,10

No Espiras Tot. 4129

No. Bobinas 1

Gap T (mm) 0

Gap1 (mm) 0

Esp X Camada 243

No de Camada 16,99

Folga Enrolar(mm) 0

Gradiente de Temperatura (°C) 7,49

Solicitações de Tensão

Isolação de Camadas 0,25

kV Admissivel 38

kV Solicitados 29,11

ISOLAÇÃO ADOPTADA 0,2

Código Material

Conductor Seção Diâmetro Isolação do fio

No 15 AWG

Paral Ax 1 Axial 1,547 Radial 1,547 Isol 0,06

Canal de Óleo

Dimensão Lado AT 3,0 Entre Col 0 Lado BT 0

Dados

Dados	Resultados
Alt. Enrolto Montado	425
Alt. Enrol.Cobre-Cobre	379
Diâmetro Interno	163,0
Largura min/máx	33,5 / 33,5
Diâmetro Externo	230,0
Diâmetro Externo Máx	
Alt. Cabeceira+Calço	23 + 5
Peso Cond. (kgf)	34,02
Ohms / Fase	42,98223
RI2 a 20 (°C)	423,19
Z ~ (p.u.)	0,0225
Perdas Pk AT 75 °C (w)	565,2
I _{Inrush} + P ANSI	40,7 + 31,36 t= 2 (s)
Icc_Sim(kA)/Icc_As(kA)	0,08 / 0,13

Ver AT

Figura 42: Dimensionamento do Enrolamento AT – Trafo Verde 75 kVA

SISTEMA GERENCIADOR DE CALCULO

Referência 0433/652

No de Reforma(OS) 2317/ITP/13

75 kVA Fases 3 Freq (Hz) 60

Cliente CPFL_COMPACTO

15 KV NORMA NBR-5440/11

Índice de Dados | Caract. Elétricas | Núcleo | Enrolamento BT | Enrolamento AT | Distâncias/ Resultados | Acessórios | Tanque/Dissipa

Custo da Reforma x Valor Contratado

Dist B T-AT 5 Isol BT-AT (mm) 1,5

Dist. F-F 8 Isol. F - F (mm) 1

Dist. F-F Calculada 10

Montagem da BT - AT

☐ Canal de talas

☒ Canal Ondulado

☐ Isolação Sólida

ONDULADO+CILINDRO

Item	\$ Reais
Custo Enrol/to BT	138,39
Custo Enrol/to AT	432,03
Soma da Parte Ativa	1.467,01
Peças, Serviços e MDO	??
Custo Total	??
Faixa de Variação	
Fator Proporcion.	3,4
CT-PA mm	710
IT-PA mm	230

Resultados Elétricos - P50(w)

	Po (w)	Pk (w)	P.Ad (w)	P.Tot (w)	Uk (%)	Io (%)
Garantias	198			1395	3,5	2,7
Calculado	164	1116	80	1360	3,35	0,54
Gar + Tol	325			345		3,24

1191

	Perdas em Vazio - Po	Perdas Totais - P. Tot	Impedancia - Uk%	Corr. de Excitação - Io%
AVALIÇÃO	Valor OK !!	Valor OK !!	Valor OK !!	Valor OK !!

Projeto e Tipo

Reset Gravar Dados Visualiza Cálculo **Imprime Cálculo Enrolamentos** Imprimir Cálculo Imprime B.T. Imprime A.T. Enviar p/ Projeto

Figura 43: Cálculos das Perdas Elétricas – Trafo Verde 75 kVA

SISTEMA GERENCIADOR DE CALCULO

Referência 0433/652

No de Reforma(OS) 2317/ITP/13

75 kVA Fases 3 Freq (Hz) 60

Cliente CPFL_COMPACTO

15 KV NORMA NBR-5440/11

Índice de Dados | Caract. Elétricas | Núcleo | Enrolamento BT | Enrolamento AT | Distâncias/ Resultados | Acessórios | Tanque/Dissipa

Quantidade DESENHO

Buchas de A.T. 3

Buchas de BT1 4

Buchas de BT2 1

Comutador

Painel

Blindagem Eletrostática

Janela de Inspeção

Dispositivo de Aterramento

ET do Cliente

GED-196 Rev.2.7 Data 2/2/2012

Código (SAP) do Cliente

50-000-031-323

Pesquisa_Sap

Itens obrigatórios - Lay Out

Bucha AT 15 kV T1

Bucha BT 1.3kV_400A_S

Comutador Comutador Ac.Lateral

Aterr/to TP NÃO

Term.Aterr/to TQ 1

Base Apoio Base barra chata

D.A.P no Lado No Tanque em Hi

SUP.FR aio Tipo/Loc NÃO

Tipo Liq. isol. Óleo Vegetal

C:\VACAD10\TABELA

Exporta_Cad

Figura 44: Dimensionamento dos Acessórios – Trafo Verde 75 kVA.

APÊNDICE D: Resultados dos ensaios elétricos de aceitação do transformador avaliado na pesquisa.

ITAIPU TRANSFORMADORES		Indústria de Transformadores ITAIPU Ltda.		ISO 9001 CERT. DE REG. 00000000000000000000	
Registro dos Ensaios de Rotina					
Marca ITAIPU	NÚMERO 503/3	C	Tipo	Modelo 0433011200	Folha 01/01
Cliente:			U Nominal : 13800 [V]	Ligação : Triângulo/Estrela	
A.T.: 13800/13200/12600/12000/11400 [V]			I. AT: 3.14 [A]	Potência: 75 [KVA]	
B.T.: 220/127 [V]			I. BT: 196.82 [A]	Frequência: 60 [Hz]	
Polaridade:		Deslocamento Angular: 30 [Graus]		Norma: NBR 5440/99	
ENSAIO DE RELAÇÃO DE TENSÃO					
Tap [V]	13800	13200	12600	12000	11400
Fase 1	108,50	103,80	99,07	94,37	89,64
Fase 2	108,62	103,88	99,17	94,45	89,72
Fase 3	108,52	103,85	99,10	94,38	89,67
RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO		AT/BT>	5000 [MOHMS]	AT/MASSA>	5000 [MOHMS]
TENSÃO INDUZIDA		Tensão:	440 [V]	Frequência:	120 [Hz]
TENSÃO APLICADA		AT/BTMassa:	34.00 [Kv]	BT/ATMassa:	10.00 [Kv]
ENSAIO EM VAZIO		U _{médio} :	220 [V]	U _{eficaz} :	222 [V]
I _a :	2.43 [A]	I _b :	3.05 [A]	I _c :	3.38 [A]
P _a :	28 [W]	P _b :	147 [W]	P _c :	39 [W]
RTP:		1.00		RTC:	
RIG:		2.00		RIG:	
ENSAIO DE RESISTÊNCIA ÔHMICA					
Temperatura Ambiente: 22.6 [°C]					
AT	H1H2: 58.0100 [OHMS]	H1H3: 58.0300 [OHMS]	H2H3: 50.1900 [OHMS]	Pat:	857 [W]
BT	X1X2: 8.73600 [OHMS]	X1X3: 8.79600 [OHMS]	X2X3: 8.70500 [OHMS]	Pbt:	508 [W]
				Pr:	1365 [W]
ENSAIO EM CURTO CIRCUITO					
				RTP:	1.00
				RTC:	2.00
I _a :	3.14 [A]	I _b :	3.13 [A]	I _c :	3.13 [A]
P _a :	472 [W]	P _b :	470 [W]	P _c :	483 [W]
Temperatura Ambiente: 22.4 [°C]				Perdas em Vazio:	1693 [W]
				P ₀ :	213 [W]
				PERDAS TOTAIS:	1906 [W]
IMPEDÂNCIA		Resistência/5:	2.26 [Ω]	Resistência/5:	3.28 [Ω]
		Impedância/5:	3.99 [Ω]		
Perdas no Cobre		Perdas no Ferro	Perdas Totais	Corrente em Vazio	Impedância 75 °C
NBR5440/99	1140 [W]	330 [W]	1470 [W]	3.10 [A]	3.50 [Ω]
MEDIDO	1693 [W]	213 [W]	1906 [W]	1.50 [A]	3.99 [Ω]
OBSERVAÇÕES: CONFORME NORMAS NBR 5356/93, NBR 5380/93, NBR 5440/99					
RESPONSÁVEL PELO ENSAIO:		ENGENHEIRO RESPONSÁVEL:		INSPEÇÃO DO CLIENTE:	
Carlos Renato Burghi					
Técnico de Laboratório					
CREA 5061440707/TD				DATA: 01/10/2003	

Figura 45: Ensaio de relação de tensão, resistência do enrolamento e ôhmica, tensão induzida e aplicada, perdas a vazio e em curto circuito e de impedância

Figura 46: Ensaio de elevação de temperatura e da variação das perdas totais

Figura 47: Ensaio de elevação de temperatura para determinação da resistência e aquecimento dos enrolamentos de AT

Figura 48: Ensaio de elevação de temperatura para determinação da resistência e aquecimento dos enrolamentos de BT.

Indústria de Transformadores ITAIPU Ltda.

RELATÓRIO DO ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA

(50373)

Pág.:04

Tempos e valores de resistências medidos

X1X2		X1X3		X2X3	
t[s]: 40	r[ohms]:0.011105	t[s]: 44	r[ohms]:0.011181	t[s]: 42	r[ohms]:0.011092
t[s]: 46	r[ohms]:0.011090	t[s]: 50	r[ohms]:0.011167	t[s]: 48	r[ohms]:0.011078
t[s]: 52	r[ohms]:0.011077	t[s]: 56	r[ohms]:0.011154	t[s]: 54	r[ohms]:0.011066
t[s]: 58	r[ohms]:0.011066	t[s]: 61	r[ohms]:0.011144	t[s]: 59	r[ohms]:0.011057
t[s]: 63	r[ohms]:0.011057	t[s]: 67	r[ohms]:0.011134	t[s]: 65	r[ohms]:0.011047
t[s]: 69	r[ohms]:0.011047	t[s]: 73	r[ohms]:0.011124	t[s]: 71	r[ohms]:0.011038
t[s]: 75	r[ohms]:0.011038	t[s]: 79	r[ohms]:0.011115	t[s]: 77	r[ohms]:0.011030
t[s]: 81	r[ohms]:0.011030	t[s]: 84	r[ohms]:0.011108	t[s]: 82	r[ohms]:0.011023
t[s]: 86	r[ohms]:0.011024	t[s]: 90	r[ohms]:0.011100	t[s]: 88	r[ohms]:0.011016
t[s]: 92	r[ohms]:0.011016	t[s]: 96	r[ohms]:0.011093	t[s]: 94	r[ohms]:0.011009

Tempos e valores de resistências medidos

H1H2		H1H3		H2H3	
t[s]:138	r[ohms]:62.175	t[s]:141	r[ohms]:62.238	t[s]:140	r[ohms]:62.897
t[s]:149	r[ohms]:62.038	t[s]:152	r[ohms]:62.102	t[s]:151	r[ohms]:62.757
t[s]:160	r[ohms]:61.910	t[s]:163	r[ohms]:61.975	t[s]:162	r[ohms]:62.628
t[s]:171	r[ohms]:61.790	t[s]:175	r[ohms]:61.846	t[s]:173	r[ohms]:62.507
t[s]:182	r[ohms]:61.678	t[s]:186	r[ohms]:61.735	t[s]:185	r[ohms]:62.383
t[s]:193	r[ohms]:61.573	t[s]:197	r[ohms]:61.631	t[s]:196	r[ohms]:62.277
t[s]:204	r[ohms]:61.474	t[s]:208	r[ohms]:61.532	t[s]:207	r[ohms]:62.176
t[s]:216	r[ohms]:61.371	t[s]:219	r[ohms]:61.438	t[s]:218	r[ohms]:62.081
t[s]:227	r[ohms]:61.282	t[s]:230	r[ohms]:61.349	t[s]:229	r[ohms]:61.990
t[s]:238	r[ohms]:61.197	t[s]:241	r[ohms]:61.264	t[s]:240	r[ohms]:61.904

Figura 49: Ensaio de elevação de temperatura para dos tempos e valores das resistências medidas em AT e BT.

ITAIPU
TRANSFORMADORES

Indústria de Transformadores **ITAIPU** Ltda.

ISO 9001
LIC. 05.010-00079

RELATÓRIO DO ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA

(50373)

Pág.:05

-- Tabela de dados do ensaio de elevação de temperatura. --

Hora	Volts	Amp.	Watts	[%]	Ta1 °C	Ta2 °C	Ta3 °C	TaM °C	T óleo °C	E óleo °C	Desvio 3H °C
00:02	500	3,98	2144	101	21,2	19,9	21,1	20,7	47,6	26,9	
00:32	499	3,93	2142	101	20,8	19,6	20,8	20,4	58,2	37,8	
01:02	497	3,89	2128	100	20,7	19,5	20,6	20,3	64,9	44,6	
01:32	496	3,87	2129	100	20,7	19,4	20,6	20,2	69,3	49,1	
02:02	496	3,86	2124	100	20,6	19,4	20,5	20,2	72,0	51,8	
02:32	497	3,86	2140	100	20,6	19,5	20,6	20,2	73,9	53,7	44,5
03:02	496	3,84	2127	100	20,3	19,1	20,1	19,8	75,0	55,1	28,2
03:32	494	3,83	2118	99	20,2	18,9	19,9	19,7	76,7	56,1	18,3
04:02	494	3,83	2119	99	20,1	18,7	19,8	19,5	76,3	56,8	12,2
04:32	495	3,84	2128	100	20,0	18,6	19,8	19,5	76,8	57,2	8,2
05:02	493	3,82	2112	99	20,0	18,7	19,7	19,4	77,1	57,6	5,8
05:32	494	3,82	2113	99	19,8	18,6	19,6	19,3	77,0	57,6	4,0
06:02	496	3,84	2135	100	19,5	18,3	19,4	19,1	76,9	57,8	2,7
06:32	494	3,83	2118	99	19,4	18,2	19,2	18,9	77,0	58,1	2,0
07:02	497	3,85	2141	101	19,4	18,1	19,1	18,9	77,2	58,3	1,5
07:32	495	3,83	2123	100	18,9	17,7	18,8	18,5	76,6	58,1	0,9

Carlos Renato Burghi
Técnico de Laboratório
CREA 5061440707 / TO

Figura 50: Ensaio de elevação de temperatura do transformador.

APÊNDICE E: Resultados dos ensaios de compatibilidade dos materiais e óleo vegetal isolante do transformador avaliado na pesquisa.

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante	Nº ——— (AMOSTRA)
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)		
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.		
Material: AÇO SILÍCIO		

ENSAIOS

ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,80
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,33
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,036
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	30,50
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Limpido	Claro/Limpido

OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99.

Variações Máximas Permitidas do Óleo:

1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado / 3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m / 5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos

RESULTADO FINAL:

☒ COMPATÍVEL
 ☐ INCOMPATÍVEL

Manoel B. Franco
Garanta da Qualidade
CREA Nº 5061020710/TO

Inspetor do Cliente

Data: 27/06/2003

Figura 51: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e aço silício.

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº ——— (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.				
Material: JUNTAS DE VEDAÇÃO				
ENSAIOS				
ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,83
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,47
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,038
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	30,11
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Límpido	Claro/Límpido
OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99. Variações Máximas Permitidas do Óleo: 1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado / 3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m / 5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos				
RESULTADO FINAL:				
☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL
Maiberto B. Franco Garantia da Qualidade CREA Nº 5061020710/TD			_____ Inspetor do Cliente	
			Data: 27/06/2003	

Figura 52: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e juntas de vedação.

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº ——— (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.				
Material: COMUTADOR				

ENSAIOS

ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,80
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,89
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,036
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	30,40
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Límpido	Claro/Límpido

OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99.

Variações Máximas Permitidas do Óleo:

1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado /
3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m /
5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos

RESULTADO FINAL:

☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL

Malberto B. Franco
Garantia da Qualidade
CREA Nº 5061020710/TD

Inspetor do Cliente

Data: 27/06/2003

Figura 53: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e comutador.

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº ——— (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.				
Material: FIO DE COBRE NÚ				

ENSAIOS

ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,90
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,50
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,038
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	28,00
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Límpido	Claro/Límpido

OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99.

Variações Máximas Permitidas do Óleo:

1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado /
3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m /
5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos

RESULTADO FINAL:

☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL

Malberto B. Franco
Garanta da Qualidade
CREA Nº 5061020710/TD

Inspetor do Cliente

Data: 27/06/2003

Figura 54: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e fio de cobre nu.

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº ——— (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: N° de Série: 50373.				
Material: FIO DE COBRE ESMALTADO				

ENSAIOS

ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,83
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,50
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,038
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	30,02
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Límpido	Claro/Límpido

OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99.

Variações Máximas Permitidas do Óleo:

1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado /
3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m /
5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos

RESULTADO FINAL:

☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL

Malberto B. Franco
Garantia da Qualidade
CREA Nº 5061020710/TO

Inspetor do Cliente

Data: 27/06/2003

Figura 55: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e fio de cobre esmaltado.

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº _____ (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.				
Material: CORPO DE PROVA - PINTURA INTERNA				
ENSAIOS				
ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,86
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,68
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,037
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	29,68
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Limpido	Claro/Limpido
OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99. Variações Máximas Permitidas do Óleo: 1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado / 3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m / 5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos				
RESULTADO FINAL: ☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL
Malberto B. Franco Garantia da Qualidade CREA Nº 5061020710/1D		_____ Inspetor do Cliente		
		Data: 27/06/2003		

Figura 56: Ensaio de compatibilidade entre o óleo e a pintura interna do transformador avaliado na pesquisa.

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº — (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.				
Material: CADARÇO				
ENSAIOS				
ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,80
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,81
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,036
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	30,29
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Limpido	Claro/Limpido
<p>OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99.</p> <p>Variações Máximas Permitidas do Óleo:</p> <p>1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado /</p> <p>3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m /</p> <p>5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos</p>				
<p>RESULTADO FINAL:</p> <p>☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL</p>				
<p> Malberto B. Franco Garantia da Qualidade CREA Nº 5061020710/TD</p>		<p>_____ Inspetor do Cliente</p>		<p>Data: 27/06/2003</p>

Figura 57: Ensaio de compatibilidade entre o óleo e o cadarço utilizado na fabricação do transformador avaliado na pesquisa.

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº — (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.				
Material: PAPELÃO S/ COLA				
ENSAIOS				
ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,86
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,33
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,037
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	30,17
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Límpido	Claro/Límpido
<p>OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99.</p> <p>Variações Máximas Permitidas do Óleo:</p> <p>1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado /</p> <p>3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m /</p> <p>5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos</p>				
<p>RESULTADO FINAL:</p> <p>☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL</p>				
<p>Maiberto B. Franco Garanta da Qualidade CREA Nº 5061020710/TD</p>		<p>_____ Inspetor do Cliente</p>		<p>Data: 27/06/2003</p>

Figura 58: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e o papelão sem cola

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº ——— (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.				
Material: PAPELÃO C/ COLA				
ENSAIOS				
ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,89
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,10
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,038
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	29,79
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Limpido	Claro/Limpido
OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99. Variações Máximas Permitidas do Óleo: 1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado / 3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m / 5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos				
RESULTADO FINAL: <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> ☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL </div>
Malberto B. Franco Garantia da Qualidade CREA Nº 5061020710/TO		_____ Inspetor do Cliente		
		Data: 27/06/2003		

Figura 59: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e o papelão com cola

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº _____ (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: N° de Série: 50373.				
Material: PAPEL KRAFT NEUTRO C/ COLA				
ENSAIOS				
ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,87
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,23
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,038
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	29,89
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Límpido	Claro/Límpido
<p>OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99.</p> <p>Variações Máximas Permitidas do Óleo:</p> <p>1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado /</p> <p>3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m /</p> <p>5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos</p>				
<p>RESULTADO FINAL:</p> <p>☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL</p>
Malberto B. Franco Garantia da Qualidade CREA N° 5061020710/TO		_____ Inspetor do Cliente		Data: 27/06/2003

Figura 60: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e o papel Kraft neutro com cola

ITAIPU	Relatório de Ensaio de Compatibilidade do Material com o Óleo Isolante		Nº ——— (AMOSTRA)	
Cliente: CPFL (PROTÓTIPO ENVIROTEMP)				
Características: Transformador de Distribuição 75 kVA, Tensão Primária: 13800 à 11400 V e Tensão Secundária: 220/127 — Protótipo: Nº de Série: 50373.				
Material: PAPEL KRAFT NEUTRO S/ COLA				
ENSAIOS				
ENSAIO	UNIDADE	VALOR ESPECIFICADO	VALOR ENCONTRADO (Antes do Contato)	VALOR ENCONTRADO (Após o Contato)
FATOR DE POTÊNCIA (100°C)	%	≤ 3,00	1,80	1,83
RIGIDEZ DIELÉTRICA	kV	≥ 40	46,00	45,41
ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO	mgKOH/g	≤ 0,07	0,036	0,038
TENSÃO INTERFACIAL	mN/m	≥ 20	30,50	30,11
COR	—	≤ 0,5	0,5	0,5
APARÊNCIA	—	OBS. 6	Claro/Limpido	Claro/Limpido
OBSERVAÇÕES: Método de Ensaio conforme a NBR14274/99. Variações Máximas Permitidas do Óleo: 1) Fator de Dissipação: Aumento de 0,5% / 2) Rigidez: Não Especificado / 3) Índice: Aumento de 0,02 mgKOH/g / 4) Tensão: Diminuição de 5 mN/m / 5) Cor: Aumento de 0,5 / 6) Aparência: Inexistência de: turvação, alteração de cor ou presença de sedimentos				
RESULTADO FINAL:				
☒ COMPATÍVEL ☐ INCOMPATÍVEL
Malberto B. Franco Garantia da Qualidade CREA Nº 5061020/10/TO		Inspetor do Cliente Data: 27/06/2003		

Figura 61: Ensaio de compatibilidade entre o óleo vegetal e o papel Kraft sem cola.