

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(EP/FEA/IEE/IF)

Estudo de Aplicação Experimental e Viabilidade de Utilização de
Transformadores de Distribuição com Núcleo Amorfo

MANUEL LUIS BORGES CAMPOS

São Paulo
2006

MANUEL LUIS BORGES CAMPOS

Estudo de Aplicação Experimental e Viabilidade de Utilização de
Transformadores de Distribuição com Núcleo Amorfo

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientação: Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani

São Paulo

2006

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha Catalográfica

Campos, Manuel Luis Borges
Estudo de Aplicação Experimental e Viabilidade de Utilização de
Transformadores de Distribuição com Núcleo Amorfo /
Manuel Luis Borges Campos; Orientador: Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani –
São Paulo, 2006.

137p.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia)
– EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Núcleo Amorfo. 2. Transformador. 3. Eficiência Energética.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

MANUEL LUIS BORGES CAMPOS

“Estudo de aplicação experimental e viabilidade de utilização de transformadores de distribuição com núcleo amorfo”

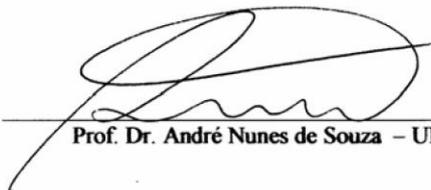
Dissertação defendida e aprovada em 17/04/2006 pela Comissão Julgadora:



Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani – PIPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



Prof. Dr. Hédio Tatizawa – PIPGE/USP



Prof. Dr. André Nunes de Souza – UNESP/Bauru

À minha esposa Nilce e meus filhos Rodrigo, Gabriela e Luis Felipe pelo apoio e compreensão. Aos profissionais do IEE/USP e da CONCESSIONARIA pelo apoio e colaboração na elaboração do estudo.

AGRADECIMENTOS

Ao amigo e orientador Prof. Burani pelas diretrizes seguras e permanente incentivo.

Aos Profs. Hedio e Benedito Luciano pelo apoio no projeto.

Aos Pesquisadores do IEE/USP Antonio Carlos de Silos, Francisco Saloti pelas ações empreendidas.

Aos colaboradores da CPFL Paulista Marco Antonio Bini e Marcelo de Moraes pela contribuição nas avaliações.

Às empresas Siemens e Cemec pela realização do projeto dos transformadores.

À todos que direta ou indiretamente, colaboraram na execução deste trabalho.

SUMÁRIO

	pag.
RESUMO	
SUMMARY / ABSTRACT	
1 INTRODUÇÃO.....	16
2 REVISÃO DA LITERATURA.e ESTADO DA ARTE.....	18
3 DESENVOLVIMENTO DO EXPERIMENTO.....	30
3.1 Transformadores.	30
3.2 Instalação.....	32
3.3 Monitoração.....	35
3.4 Detecção Harmônicos.....	39
3.5 Ensaio Laboratoriais.	41
4 RESULTADOS.	43
5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	52
5.1 Análise Técnica.....	52
5.2 Análise Econômica.....	63
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82
APÊNDICE A – Características do Material do Núcleo Amorfo.	84
APÊNDICE B – Dados das Medições Realizadas nos Transformadores Instalados.....	86
ANEXO A - Principais Conceitos de Circuitos Magnéticos e Transformadores.....	98

LISTA DE FIGURAS

pag.

Figura 1 – Pré-protótipo de transformador monofásico com núcleo de liga amorfa: 100 VA, 220V/110V, 60 Hz.....	21
Figura 2 – Protótipo instalado no sistema de distribuição da CELB.....	25
Figura 3 - Características de magnetização das ligas amorfas e aço silício.....	27
Figuras 4 e 5 - Instalação típica de transformador com equipamentos de medições na alta e baixa tensão.....	33
Figuras 6 e 7 - Instalação típica de transformador com equipamentos de medição na baixa tensão.....	33
Figura 8 - Diagrama de Ligação entre os Transformadores e os Equipamentos de Monitoração.....	34
Figura 9 - Aspecto visual do conjunto de medição de alta tensão.....	36
Figura 10 - Detalhe da parte frontal do transdutor.....	36
Figura 11 - Aspecto físico do transformador de corrente tipo janela.....	37
Figura 12 - Vista da parte frontal e traseira do contador de descargas.....	37
Figura 13 - Foto da caixa com os transdutores e os protetores de sobretensões.....	37
Figura 14 - Vista do Medidor de Distorções Harmônicas acoplado ao Notebook de coleta dos dados.....	39
Figura 15 - Vista da instalação da caixa do Medidor de Distorções Harmônicas.....	40
Figura 16 - Vista das pinças de coleta de dados do Medidor de Harmônicas.....	40
Figuras 17 e 18 - Detalhe do ensaio de rigidez dielétrica e cuba utilizada no ensaio....	51
Figura 19 - No. de série – identificação do transformador “B” 75 kVA.....	56
Figura 20 - Vista superior da parte ativa, mostrando pouca folga da parte ativa com o tanque.....	57
Figuras 21 e 22 - Vista de mancha na isolação do enrolamento de AT e detalhe do ponto, que parece indicar falha por descarga entre espiras.....	57
Figuras 23 e 24 - Vista do Fundo do tanque do transformador, com resíduos desprendidos do núcleo amorfo no óleo e pontos de deterioração na pintura causados por atrito da fixação da parte ativa.....	57
Figura 25 - No. de série - identificação do transformador “B” 45 kVA.....	58
Figura 26 - Vista superior da parte ativa, mostrando pouca folga da parte ativa com o tanque.....	58

Figuras 27 e 28 - Vistas laterais da parte ativa, com as amarrações e fixações da parte ativa.....	59
Figura 29 - Vista do Fundo do tanque do transformador, com resíduos desprendidos do núcleo amorfo.....	59
Figura 30 - Detalhe de fragmento de cobre no que ficou depositado no fundo do tanque.....	59
Figura 31 - No. de série de identificação do transformador “A” 45 kVA.....	60
Figura 32 - Vista superior da parte ativa, mostrando pouca folga da parte ativa com o tanque.....	60
Figura 33 - Detalhe da junção do núcleo amorfo, mostrando fragmentação na superposição das lâminas.....	61
Figuras 34 e 35 - Vistas laterais da parte ativa, com as amarrações e fixações da parte ativa, mostrando uma placa de isolamento entre o enrolamento de alta tensão e o tanque.....	61
Figuras 36 e 37 - Vista do Fundo do tanque do transformador, com resíduos desprendidos do núcleo amorfo no óleo e pontos de deterioração na pintura causados por atrito da fixação da parte ativa.....	61
Figura 38 - Representação gráfica do Sobrecusto em função do fator de carga para o ano de 2002.....	75
Figura 39 - Representação gráfica do Sobrecusto em função do fator de carga para o ano de 2006.....	76

LISTA DE TABELAS

pag.

Tabela 1 - Desenvolvimento das ligas amorfas para núcleos de transformadores	20
Tabela 2 - Tendência de redução das perdas nos núcleos de material amorfo.....	21
Tabela 3 - Quadro comparativo de materiais magnéticos em um transformador de 100 kVA.....	22
Tabela 4 - Comparação de perdas em transformadores de distribuição, trifásicos, em função do material do núcleo.....	22
Tabela 5 - Comparação de perdas em transformadores, monofásicos, em função do material do núcleo.....	23
Tabela 6 - Ensaio comparativos entre transformadores com núcleos de FeSi e TDMA, classe 15 kV.....	25
Tabela 7 - Ensaio realizados no CEPEL.....	26
Tabela 8 - Principais países e fabricantes de transformadores com núcleo de liga amorfa.....	27
Tabela 9 - Características dos Transformadores de fabricação “A”.....	31
Tabela 10 - Características dos Transformadores de fabricação “B”.....	31
Tabela 11 - Características Padronizadas dos Trafos Convencionais Trifásicos de 45 e 75 kVA.....	31
Tabela 12 - Comparação dos valores das principais características dos transformadores “A” – Antes e após a instalação.....	44
Tabela 13 - Comparação dos valores das principais características dos transformadores “B” – Antes e após a instalação.....	45
Tabela 14 - Dados para ensaios de Rigidez Dielétrica.....	50
Tabela 15 - Resultados dos Ensaio de Rigidez Dielétrica.....	50
Tabela 16 - Níveis máximos de carregamentos dos transformadores amorfos.....	52
Tabela 17 - Dados Comparativos de Carregamentos Estatísticos e de Medições de Cargas em Ribeirão Preto.....	53
Tabela 18 - Dados Comparativos de Carregamentos Estatísticos e de Medições de Cargas em Campinas.....	53

Tabela 19 - Dados Comparativos de Perdas em Laboratório e de Medições em Campo nos Transformadores.....	54
Tabela 20 - Tarifas horo-sazonal azul da Concessionária – Ano 2002.....	65
Tabela 21 - Tarifas horo-sazonal azul da Concessionária – Ano 2006 (Fev).....	66
Tabela 22 - Determinação de LP, LE1, LE2, LE3, LE4.....	66
Tabela 23 - Determinação de LP, LE1, LE2, LE3, LE4 para $K=0,17$	66
Tabela 24 - Cálculo da Energia Evitada (EE) e da Demanda Evitada (RDP).....	67
Tabela 25 - Cálculo do Benefício (B).....	68
Tabela 26 - Cálculo do Sobrepreço do Transformador.....	70
Tabela 27 - Dados comparativos de projeto de transformador amorfo e convencional.....	71
Tabela 28 - Dados de custos e características de núcleos amorfos fornecidos pela Honeywell.....	71
Tabela 29 - Dados comparativos de custos de transformador amorfo e convencional	71
Tabela 30 - Dados de demanda e cálculo de fator de carga dos transformadores.....	73
Tabela 31 - Cálculo de sobrecusto dos transformadores em função do fator de carga	75
Tabela 32 - Dados projetados de perdas no sistema de uma concessionária.....	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

AT - Alta tensão

BT - Baixa tensão

CED - Custo Evitado de Demanda

CEE - Custo Evitado de Energia

CELB - Companhia Energética da Borborema

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

EE - Energia Economizada

FC - Fator de Carga

Fe-Si - Ferro Silício

FRC - Fator de Recuperação de Capital

GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada

GNO - Aço de grão não orientado

GO - Aço de grão orientado

PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

RCB - Relação Custo-Benefício

RCB - Relação Custo-Benefício

RDP - Redução de Demanda na Ponta

TDMA - Transformador de Distribuição de Material Amorfo

THD - Distorções Harmônicas Totais

LISTA DE SÍMBOLOS

Φ – Fluxo magnético

μ – Permeabilidade magnética do material

RESUMO

CAMPOS, M. L. B. **Estudo de Aplicação Experimental e Viabilidade de Utilização de Transformadores de Distribuição com Núcleo Amorfo**. 2006. 145p. Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia – Universidade de São Paulo, São Paulo.

O trabalho consiste no estudo e na construção de oito unidades de transformadores trifásicos com núcleo amorfo, realização de ensaios em laboratório antes e após a instalação em campo, instalação em redes aéreas de distribuição e monitoração das perdas e suportabilidade aos efeitos de sobrecorrentes e sobretensões existentes nessas redes, fornecendo subsídios para elaboração de especificação própria do produto e identificação das melhores aplicações técnico-econômicas.

Mostra também a capacitação das indústrias nacionais no projeto e na fabricação do produto, com o desenvolvimento de unidades de transformadores trifásicos de 45kVA e 75 kVA. São referenciados a especificação dos equipamentos de medições e monitoramento das grandezas dos trafos quando instalados, além das estruturas, locais e critérios de montagem desses transformadores.

Considerando dados de medições de campo, são apresentados os resultados e as conclusões obtidas e as recomendações propostas, as quais mostram uma tendência em 2006 mais favorável ao transformador com núcleo amorfo, sob o ponto de vista econômico do que em 2002, quando da realização da experiência, motivada por fatores como a redução da taxa cambial do dólar em relação ao real, aumento da energia elétrica e dos insumos do transformador convencional, no período.

Palavra-chave: Eficiência energética, Núcleo amorfo, Transformador.

SUMMARY / ABSTRACT

CAMPOS, M. L. B. **The study of experimental application and use viability of distribution transformers with amorphous core.** 2006. 145p. Master Dissertation – Inter-Unity Program of the University of São Paulo.

The research explains the study and construction of eight three-phase transformer units with amorphous cores; laboratory tests before and after field installation; and installation in the overhead distribution grid, monitoring power losses and the ability to support overcurrent and overvoltage in distribution lines. The technical data provided can be used to develop your own specifications for this product and identify the best technical and economic applications.

In addition, this dissertation describes national industry project capabilities and the construction of a transformer with amorphous core. The report details the development of 45 kVA and 75 kVA three-phase transformer units. It is referred to also the metering and monitoring equipment specifications to get the installed transformers physical units, and the mounting structures, places and criteria for these transformers.

Considering field measurements data, it is presented results and conclusions obtained and the suggested recommendations. They show a more favorable trend in 2006 for the amorphous core transformer under the economical point of view as compared to 2002, when this experience was performed, due to factors as the dollar-to-real currency exchange reduction, and the increase in electrical energy fares and the conventional transformer main constituent parts costs in such period.

Key-words: Energy efficiency; Amorphous core; Transformer.

1. INTRODUÇÃO

A redução das perdas em transformadores de distribuição é mais um campo a ser explorado em programas de conservação de energia. Dados divulgados pelo PROCEL – Programa de Conservação de Energia da ELETROBRÁS, mostram estimativas de que de toda a energia gerada no Brasil, 14% é desperdiçada pelas perdas globais em transmissão e distribuição, e que 30 % dessas perdas técnicas estão concentradas nos núcleos dos transformadores.

A obtenção de maior eficiência energética nesta área pode ter uma significativa contribuição pela substituição dos transformadores convencionais com núcleo em ferro-silício por modelos de metal em liga amorfa, que proporcionam redução nas perdas do núcleo em até 80%, graças á menor dissipação de calor.

A única empresa no mundo até 2005 que fabricava a fita de metal amorfo – composto por ferro, silício e boro – é a Allied Signal – USA. A Allied vem operando no mercado brasileiro desde 1997, tendo fornecido o núcleo amorfo para seis fabricantes nacionais de transformadores. Essa empresa possuía uma patente que se expirou em 2005, o que deve motivar a entrada de outros concorrentes no mercado. A Hitachi já está produzindo o material.

Alguns experimentos anteriores foram realizados com transformadores de distribuição monofásicos e trifásicos em laboratório, porém quanto á instalação e monitoração constante das perdas, com os transformadores de distribuição trifásicos instalados, este experimento é inédito no Brasil.

Quanto aos transformadores trifásicos, o presente estudo avalia a estabilidade das perdas ao longo do tempo e nas condições normais de funcionamento, através do monitoramento “in loco” e as medições efetuadas com o transformador instalado e em operação. Avalia também a suportabilidade às diversas situações existentes na rede de distribuição, tais como: sobrecorrentes, sobretensões, harmônicos e transientes, vibrações, efeitos térmicos eclimáticos, etc.

Portanto, a substituição de transformadores com núcleos de materiais ferromagnéticos cristalinos tradicionais por TDMA (Transformador de Distribuição de Material Amorfo), se viável técnica e economicamente, pode significar ganhos consideráveis na conservação de

energia e preservação ambiental. Isto porque, além de trazer como benefícios econômicos um menor consumo de energia própria, a redução da necessidade de construção de novas usinas geradoras de eletricidade, evitando, no caso de usinas hidrelétricas, impactos ecológicos e sociais, e, no caso de usinas termelétricas, menor consumo e emissão de poluentes, pela queima de combustíveis.

O Capítulo 2 do Estudo, trata da referência à Revisão da Literatura sobre a teoria dos transformadores em específico os de distribuição, detalhando os circuitos e as propriedades dos materiais magnéticos empregados nos núcleos dos transformadores, que está no Anexo A e aborda o estado da arte dos materiais e formas dos núcleos dos transformadores de distribuição, apresentando dados comparativos entre os de liga amorfa e os convencionais em aço sílcio;

O Capítulo 3 trata do Desenvolvimento do Experimento, com o projeto e construção dos transformadores, a realização de ensaios antes da instalação em campo, a instalação em campo, a monitoração dos dados de medições em campo, a realização de ensaios após a retirada dos transformadores em campo;

O Capítulo 4 mostra os resultados obtidos ;

O Capítulo 5 apresenta uma discussão sobre os resultados obtidos no estudo, sob os aspectos técnicos e econômicos;

O Capítulo 6 trata das conclusões e recomendações, oriundas das análises do estudo.

2. REVISÃO DA LITERATURA E ESTADO DA ARTE DO NUCLEO DE TRANSFORMADORES

Para a revisão da literatura são apresentados os principais conceitos de Eletrotécnica relacionados à Circuitos Magnéticos e Propriedades Magnéticas do Ferro e os conceitos empregados nos Projetos de Transformadores, os quais constam do Anexo I desta Dissertação.

O estado da arte dos tipos de núcleos utilizados ao longo do tempo em transformadores de distribuição, é mostrado neste capítulo, com as características típicas de cada um e a diferenciação entre essas características.

2.1 Aço Silício

No início do século XX, Hadfield e outros, estudando as propriedades eletromagnéticas das ligas de Fe-Si (ferro-silício), verificaram que a resistividade do Fe era bastante aumentada com a adição do silício, o que contribuía para a redução das perdas causadas pelas correntes parasitas.

A partir desse estudo, teve início todo o desenvolvimento tecnológico da fabricação e utilização do aço silício. Preliminarmente, foram desenvolvidos os aços de grão não orientados (GNO), nos quais a estrutura cristalina não possui orientação definida, proporcionando facilidade de passagem do fluxo magnético em qualquer direção (anisotropia magnética). Esse tipo de aço é particularmente indicado para uso em estatores de máquinas elétricas rotativas.

Em 1934, Norman Goss desenvolveu um método de produção de chapas de aço silício de grãos orientados (GO), cuja estrutura cristalina possui uma direção preferencial de magnetização, o que potencializou a utilização em núcleos de transformadores.

Quando medidas na direção paralela à direção de magnetização, as perdas magnéticas dos aços silício GO são inferiores às das dos aços silício GNO.

Atualmente, são disponíveis comercialmente três grandes classes de aço GO:

1. NORMAL: (RGO – *Regular Grain Oriented*);
2. ALTA INDUÇÃO: (HGO – *High permeability Grain Oriented*, ou *HiB*);
3. COM REFINO DE DOMÍNIOS: (DR – *Domain Refined*).

O silício, principal elemento da liga, apresenta efeitos favoráveis e desfavoráveis:

Efeitos favoráveis:

- Aumento da resistividade elétrica;
- Diminuição da anisotropia magnetocristalina;
- Diminuição da magnetostricção;

Efeitos desfavoráveis:

- Diminuição da saturação magnética;
- Diminuição da ductibilidade.

No Brasil, a produção de aço silício GNO teve início na Acesita, no final do ano de 1957, evoluindo para a produção de aço silício GO a partir de 1973.

A Acesita é o único fabricante de aços silícios de grão orientado da América Latina, utilizando tecnologia ARMCO.

2.2 Ligas Amorfas

Cronologicamente, o desenvolvimento das ligas amorfas potencialmente aplicáveis em núcleos de transformadores teve início em 1975, porém a introdução no mercado destes materiais só veio a ocorrer em 1976.

Este desenvolvimento cronológico, até 1980, ano da introdução da liga $Fe_{78}B_{13}Si_9$, é apresentado na Tabela 1, onde:

Indução de saturação, B_s (T): definida a partir da característica B-H do material magnético e expressa em tesla (T), a indução de saturação representa um valor de indução magnética B, acima do qual praticamente não ocorre mais a orientação dos momentos magnéticos com o aumento da intensidade do campo magnético aplicado H .

Força coerciva, H_c (A/m): definida no laço de histerese descrito plano B-H, a força coerciva é associado o valor da intensidade de campo magnético correspondente ao valor nulo da indução magnética.

Os termos as-cast e annealed correspondem, respectivamente, às situações das ligas antes e depois de as mesmas serem submetidas ao tratamento térmico sob a ação de campo magnético; tratamento este que tem por objetivo melhorar o desempenho magnético desses materiais, introduzindo uma anisotropia direcional e reduzindo as perdas específicas (W/kg).

Temperatura de Curie: temperatura acima da qual o material ferromagnético passa a ser diamagnético, reduzindo significativamente a sua permeabilidade magnética.

Temperatura de cristalização: temperatura a partir da qual a liga amorfa se transforma em material cristalino.

Tabela 1 - Desenvolvimento das ligas amorfas para núcleos de transformadores [FISH, 1990].

Composição (% at.)	Fe ₈₀ B ₂₀	Fe ₈₂ B ₁₂ Si ₆	Fe ₈₁ B _{13,5} Si _{3,5} C ₂	Fe ₇₈ B ₁₃ Si ₉	FeSi (GO)
Ano de introdução no mercado	1976	1978	1979	1980	1935
Indução de saturação (T)	1,60	1,61	1,61	1,58	1,89
Força coerciva (A/m, <i>as-cast</i>)	8,0	-	6,4	4,0	-
Força coerciva (A/m, <i>annealed</i>)	-	2,4	3,0	1,6	10,0
Temperatura de Curie (°C)	374	374	370	420	-
Temperatura de cristalização (°C , 20 K/ min)	390	472	480	560	-

A liga Fe₈₀B₂₀ (Allied-Signal METGLAS 2605) foi a primeira liga do sistema binário Fe-B a apresentar indução de saturação superior a 1,5 Tesla. A liga subsequente, Fe₈₂B₁₂Si₆ (METGLAS 2605S), obtida a partir do sistema ternário Fe-B-Si, mostrou-se termicamente mais estável que a liga Fe₈₀B₂₀, apresentando porém sérios problemas de cristalização e irregularidades superficiais. Para superar esta limitação, a liga Fe₈₁B_{13,5}Si_{3,5}C₂ (METGLAS 2605SC) foi introduzida em 1978 e segundo RASKIN e DAVIS (1981), com esta liga os técnicos da Allied-Signal Inc. (USA) construíram no Laboratório Lincoln do Instituto Tecnológico de Massachusetts (USA) o primeiro transformador com núcleo de metalamorfo, em escala comercial: um transformador de 15 kVA, com núcleo toroidal.

Ainda de acordo com aqueles autores, o transformador com núcleo de material amorfo foi confrontado com um transformador convencional com núcleo de aço-silício de igual potência nominal. Realizados os ensaios comparativos, com potência de saída de até 30 kVA, os resultados obtidos foram amplamente favoráveis ao transformador com núcleo de material amorfo, particularmente no que toca às perdas e á corrente de excitação. Houve uma redução de 60% nas perdas totais (87,5% nas perdas do núcleo e 21% nas perdas do cobre) e a corrente de excitação foi reduzida de 2,5 A para 0,12 A. Entretanto, no que diz respeito ao peso, o transformador com núcleo de material amorfo apresentou um aumento de 15% com relação ao seu concorrente.

Particularmente, comparando-se as composições apresentadas na Tabela 1, percebe-se que a liga amorfa Fe₇₈B₁₃Si₉ (METGLAS 2605S-2) é a que no conjunto de propriedades se

mostra mais adequada ao uso em núcleos de transformadores de distribuição. Esta liga, conforme BAILEY *et alii* (1986), foi empregada no primeiro transformador de distribuição com núcleo de metal amorfo instalado nos EUA.

Atualmente, existem no mercado ligas amorfas á base de ferro-silício, ferro-níquel e ferro cobalto, nas mais variadas composições. Dentre estas, as de composições básicas em torno de 80% at. de ferro e 20% at. de metalóides são as que reúnem características mais adequadas ás aplicações em núcleos de transformadores que operam na freqüência industrial. Esta constatação provém desde os estudos experimentais, realizados com diversas composições, nos quais a liga Fe₇₈B₁₃Si₉ tem sido aquela que vem demonstrando melhor desempenho [MATSUMOTO, 1994].

A tendência observada nos projetos de transformadores e nas próprias ligas amorfas tem sido reduzir as perdas; conforme apresentado no trabalho de SCHULZ *et alii* (1988) e de acordo com o levantamento feito por LOWDERMILK *et alii* (1989), aqui reproduzido na Tabela 2, tomando como base um transformador de distribuição monofásico de 25 kVA.

Tabela 2 - Tendência de redução das perdas nos núcleos de material amorfo.

Ano	Perdas no núcleo (W)
1982	35
1985	28
1986	18
1989	16

Esta tendência de redução das perdas no núcleo dos transformadores, com a introdução das ligas amorfas, também resultou em melhorias tecnológicas nos materiais cristalinos, propiciando o desenvolvimento de aços-silício mais eficientes.

Assim, no rastro desta corrida tecnológica e disputa de mercado, surgiram os aços-silício de grãos super orientados, as chapas HiB (de alta permeabilidade) e as chapas ranhuradas, que são chapas HiB com tratamento superficial por meio de raio laser.

Sobre este assunto, um quadro ilustrativo é apresentado na Tabela 3, no qual estes três tipos de materiais são confrontados, tomando como referência um transformador hipotético de 100 kVA, 50 Hz [BAVAY, 1989, GIANNASTASIO *et alii*, 1989 e VICAUD, 1986].

Tabela 3 - Quadro comparativo de materiais magnéticos em um transformador de 100 kVA.

Parâmetros comparativos	Chapa HiB 23	Chapa ranhurada 23	Liga amorfa Fe ₇₈ B ₁₃ Si ₉
Massa do circuito magnético (kg)	150	150	200
Indução magnética (T)	1,7	1,7	1,4
Perdas no núcleo (W/kg)	0,86	0,81	0,15
Fator de empilhamento	0,96	0,96	0,85

O que pode ser evidenciado, a partir da Tabela 3, são as baixas perdas no núcleo de material amorfo. Entretanto, devido aos baixos valores da indução de saturação e do fator de empilhamento (relação entre o espaço ocupado pelo material magnético e o espaço total ocupado pelo material empilhado), o núcleo de liga amorfa apresenta maior peso e volume que aqueles de materiais cristalinos. Em termos de projeto, volume e peso são fatores que devem ser considerados, tanto em transformadores quanto em máquinas elétricas rotativas [BOYD *et alii*, 1984], [ALEXANDROV *et alii*, 1987], [SCHULZ *et alii*, 1988].

Nestes projetos, uma das maiores dificuldades encontrada pelo projetista são as propriedades mecânicas do material amorfo e a necessidade da realização de tratamento térmico após a confecção do núcleo, para que o mesmo alcance seu potencial pleno de menores perdas e potência de excitação [NG *et alii*, 1991]. Apesar destas dificuldades, os benefícios potenciais dos transformadores de distribuição com núcleo de material amorfo (TDMA) têm motivado esforços no sentido de aplicações extensivas destes equipamentos.

Para efeito de comparação, tomando como base valores fornecidos pela Allied Signal, Inc. (USA), são apresentados nas Tabelas 4 e 5 os valores das perdas no núcleo e das perdas nos enrolamentos de transformadores de distribuição, confrontando os materiais do núcleo: aço-silício versus metal amorfo.

Tabela 4 - Comparação de perdas em transformadores de distribuição, trifásicos, em função do material do núcleo [HASEGAWA, 1991].

Potência do Transformador (kVA, 3φ)	Perdas no núcleo (W) Aço-silício	Perdas no núcleo (W) Liga amorfa	Perdas no cobre (W) Aço-silício	Perdas no cobre (W) Liga amorfa
100	180	55	1 750	1 648
160	210	90	3 100	2 954
250	310	130	3 500	3 440
400	415	160	4 600	4 625
630	575	220	6 000	5 835
1 000	1 129	374	5 983	5 626
2 500	2 251	843	13 234	13 401

Tabela 5- Comparação de perdas em transformadores, monofásicos, em função do material do núcleo [HASEGAWA, 1991].

Potência do Transformador (kVA, 1 ϕ)	Perdas no núcleo (W) Aço-silício	Perdas no núcleo (W) Liga amorfa	Perdas no cobre (W) Aço-silício	Perdas no cobre (W) Liga amorfa
10	29	12	111	102
25	57	16	314	330
50	87	29	462	455
75	122	37	715	715
100	162	49	933	944

De acordo com levantamentos realizados no início de 1993, o total de TDMA instalados no Mundo já ultrapassava cento e vinte e cinco mil unidades; a maioria nos EUA e mais de trinta e dois mil unidades instaladas no Japão e outros países como a Alemanha, a Irlanda, a Itália, a Polônia, o Reino Unido e o Canadá [REVISTA ELETRICIDADE MODERNA, 1994].

Atualmente, os Estados Unidos contam com mais de um milhão transformadores com núcleos de material amorfo (10% do total) instalados em seu sistema de distribuição de energia elétrica.

O segundo país em número de transformadores com núcleos de material instalados é o Japão, com mais 120 mil unidades, seguido de países como a Índia, Filipinas, Bangladesh, Coreia, Taiwan, China, Bélgica, Reino Unido e Irlanda [SEMINÁRIO, 2000].

O critério de aplicação dos transformadores com núcleos amorfos em substituição aos transformadores convencionais com núcleos de Fe-Si é a definição de áreas nas quais os transformadores operam por longos períodos em condições de vazio ou de carga reduzida, a exemplo do que ocorre em zonas rurais ou urbanas, onde tal situação pode ser verificada.

2.3 Pesquisas realizadas no Brasil: interação universidade-empresas

No Brasil, as ligas amorfas foram produzidas pelo método “melt spinning”, em escala de laboratório, em diferentes instituições universitárias. A Universidade Federal da Paraíba (UFPB), o Instituto de Física da Universidade de São Paulo (IFUSP) e a Universidade Federal de São Carlos (UFSCar), são exemplos de instituições que dominam esta tecnologia.

No tocante ao projeto e a realização de transformadores com núcleos de ligas amorfas, dois trabalhos acadêmicos pioneiros, envolvendo pesquisa e desenvolvimento de protótipos, podem ser aqui referenciados: uma dissertação de mestrado apresentada da Universidade

Federal do Rio Grande do Sul [HOMRICH, 1990] e uma tese de doutorado apresentada na UFPB, que resultou no projeto e realização dos protótipos de transformadores monofásicos com núcleo de liga amorfa, conforme apresentados na Figura 1 [LUCIANO, 1995].

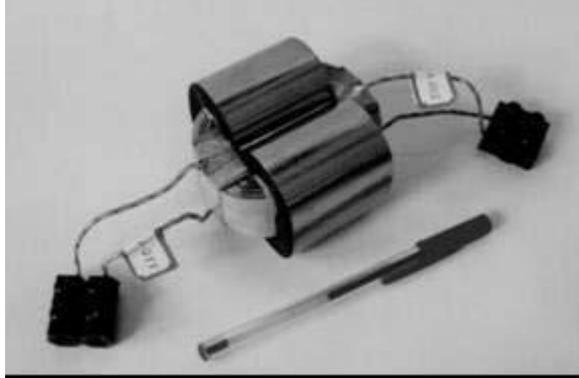


Figura 1. Pré-protótipo de transformador monofásico com núcleo de liga amorfa: 100 VA, 220V/110V, 60 Hz.

Para a confecção do núcleo do protótipo do transformador mostrado na Figura 1, foram empregadas ligas de duas polegadas de largura e alguns quilogramas de massa. O material amorfo foi adquirido junto à Allied Signal Inc (USA).

Em 1996, o Prof. Dr. Benedito Antonio Luciano apresentou à CEMEC – Construções Eletromecânicas S/A, empresa brasileira, fabricante de transformadores, localizada em Fortaleza, capital do estado do Ceará, a idéia de construir transformadores com núcleo de liga amorfa, em escala industrial, utilizando núcleos fornecidos pela Allied Signal.

A CEMEC, inicialmente montou um lote de nove transformadores monofásicos com potência nominal de 15 kVA, 13800V/220 V, 60 Hz, para instalação experimental nos sistemas de distribuição de empresas concessionárias de energia elétrica do Nordeste brasileiro.

Um desses protótipos, apresentado na Figura 2, foi instalado pela Companhia Energética da Borborema (CELB), na zona rural do município de Massaranduba, no estado da Paraíba [LUCIANO, CAVALCANTI e JÚNIOR, 1995].



Figura 2 – Protótipo instalado no sistema de distribuição da CELB

A opção pela instalação do transformador na zona rural se deu em função do uso específico dos mesmo nessa região, onde as perdas no núcleo são preponderantes sobre as perdas no cobre, por longos períodos.

Antes de ser instalado, o referido protótipo foi submetido a ensaios em vazio e de curto-circuito, realizados no Laboratório de Ensaios da CELB. Conforme pode ser verificado a partir da Tabela 6, os resultados obtidos foram idênticos aos valores médios obtidos nos ensaios experimentais realizados no lote de nove transformadores montados pela “A”; ensaios esses que foram realizados de acordo com a norma ABNT-NBR 5380.

Tabela 6. Ensaios comparativos entre transformadores com núcleos de FeSi e TDMA, classe 15 kV [LUCIANO E ROCHA, 2000].

Ensaios	Núcleo de material amorfo	Núcleo de aço ao silício GO	Valores garantidos pela NBR 5440
Perdas em vazio (núcleo)	14,7 W	84 W	85 W
Perdas no cobre (enrolamento)	286,5 W	266 W	-
Perdas totais	301,2 W	350 W	355 W
Corrente de excitação	0,28%	2,90%	3,0%
Tensão de curto-circuito (75°)	2,47%	2,50%	2,50%

A partir dos valores apresentados na Tabela 6, pode-se perceber, por comparação, as menores perdas dos TDMA quando comparados com transformadores de valores nominais idênticos, porém construídos com núcleos de FeSi convencionais, particularmente no que se relaciona á potência de excitação e ás perdas em vazio.

Em 2000, a CEMEC adquiriu, junto á Honeyweel (USA), novos núcleos de material amorfo para a montagem de transformadores trifásicos de 75 kVA e transformadores monofásicos de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA.

Ainda em 1996, num projeto conjunto ELETROBRÁS/PROCEL/CEPEL em cooperação com a LIGHT-RIO iniciaram uma experimentação piloto de avaliação, em laboratório e no campo, com um lote de 9 unidades de transformadores monofásicos de 75 kVA, montados com núcleo de liga amorfa, importados pelo CEPEL da firma norte americana HOWARD, com recursos do PROCEL . Os resultados dos ensaios realizados no laboratório do CEPEL são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7. Ensaio realizados no CEPEL

Trafo monofásico de 75 kVA	Valores garantidos pela NBR 5440 [9]	Núcleo de material amorfo
Perdas no núcleo, W	297	48
Perdas totais, W	1272	952

Conforme mostrado na Tabela 7, o transformador com núcleo de material amorfo apresentou uma redução de perdas no núcleo maior que 80% do valor máximo garantido pela NBR5440 para transformadores com núcleo de ferro-silício

Depois de ensaiados, o CEPEL e a LIGHT optaram por instalarem, em 1997, dois bancos de transformadores na zona urbana do Rio de Janeiro, cada banco constituído por três unidades monofásicas de 75 kVA, imersas em óleo mineral isolante, com tensão primária de 7620 V e tensão secundária de 127 V, ligadas em YY na rede de 13200 V.

Após a instalação em campo, os bancos de transformadores foram submetidos a um programa de acompanhamento da desempenho, particularmente no que diz respeito á estabilidade de suas perdas e correntes de excitação, quando submetidos ao ciclo normal de carga.

De acordo com a divulgação técnica apresentada pela LIGHT no Seminário Internacional de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica [EFFICIENTIA, 1998], até aquela ocasião, os valores das perdas apresentavam estabilidade em relação aos valores medidos antes da instalação em campo.

2.4 Principais fabricantes de transformadores com núcleos de liga amorfa

Os núcleos de liga amorfa para fins de utilização em núcleos de transformadores são fabricados pela Honeyweel, empresa americana no ano 2000 foi adquirida pela GeneralElectric. Esses núcleos são fornecidos para diferentes fábricas de transformadores, em diferentes países do Mundo, a exemplo dos apresentados na Tabela 8.

Tabela 8. Principais países e fabricantes de transformadores com núcleo de liga amorfa

Países	Fabricantes
Bélgica	Pauwels Trafo
Brasil	Cemec, Toshiba, Romagnole, Siemens
China	Shangai Zhixin
Coréia	Woojin Electric
Eslováquia	Bez Transformátory
Estados Unidos	General Electric
Índia	Vijai Electrical, Crompton Greaves
Japão	Hitachi
Taiwan	Fortune Electric, Tatung

2.5 Principais diferenciações entre o aço silício e as ligas amorfas

Visando fornecer mais subsídios comparativos entre as ligas amorfas e o aço silício de grão orientado utilizado nos núcleos dos transformadores de distribuição, são apresentadas alguns dados comparativos, extraídos de literatura sobre o assunto.

2.5.1 Características das curvas de magnetização

A maior ou menor capacidade de magnetização de um material é expressa pela relação entre a indução magnética B e o campo magnético H . A Figura 3 mostra a curva de magnetização da liga amorfa $Fe_{80}B_{11}Si_9$ em comparação com o aço silício de grão orientado. A pequena variação da faixa de magnetização, a alta permeabilidade e a baixa histerese são favoráveis sob os aspectos de eficiência magnética às ligas amorfas, com reflexo nas perdas.

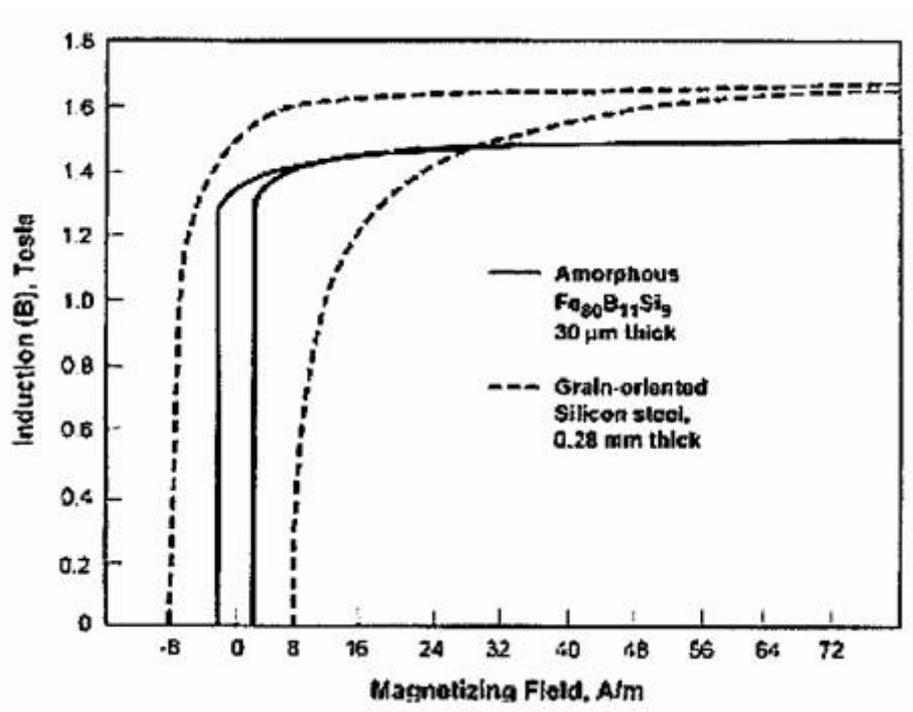


Figura 3 - Características de magnetização das ligas amorfas e aço silício

2.5.2 Espessura e dureza das Lâminas

Os metais amorfos admitem uma espessura nominal das lâminas da ordem de aproximadamente 10 vezes menor que o aço silício, contribuindo para baixas perdas no núcleo. Isto porém, acarreta em aumento dos custos de produção, pois cortar estes materiais requer técnicas avançadas, perícia e ferramentas especiais, devido sua grande dureza, da ordem de 4 vezes maior que o aço silício.

2.5.3 Fator de empilhamento

A combinação das características de alta dureza, lâminas de espessura muito baixa e variável, com superfície rugosa, contribuem para um fator de empilhamento baixo, da ordem de 80%, comparado com 95% dos aços convencionais. Consequentemente, a área de seção reta do núcleo é cerca de 18% maior que dos transformadores com núcleo de aço silício.

2.5.4 Efeito de recozimento

Aços elétricos convencionais por serem magneticamente orientados têm stress elástico em condições bem menos rigorosas que os metais amorfos. Estes, por não serem, a priori, magneticamente orientados e por terem elevado stress elástico introduzido durante o processo de fabricação devem ser imperativamente recozidos.

O recozimento na presença de um campo magnético longitudinal melhora significativamente suas propriedades magnéticas, tais como indução de saturação, força coerciva, perdas ativas e potência de excitação, promovendo a relaxação estrutural do material.

O alto stress interno das ligas amorfas é resultado da solidificação rápida, não permitindo a formação de cristais no material e deixando-o instável. A relaxação estrutural obtida pelo tratamento térmico e magnético realizado durante o recozimento em temperaturas abaixo da cristalização, leva o material a um estado semi-estável. Entretanto, ele reduz a ductibilidade do material, deixando-o mais rígido e quebradiço.

2.5.5 Indução de saturação

Os materiais amorfos têm em geral uma composição de 80% de ferro e 20% de boro. Esta composição leva estes materiais a terem uma indução de saturação 20% menor quando comparado aos materiais de ferro puro para mesma temperatura. De fato, tanto o aumento da temperatura, quanto o aumento de Boro + Silício na liga amorfa, diminuem sua indução de saturação crescentemente.

2.5.6 Magnetostricção

A alteração das dimensões físicas de um material magnético quando magnetizado causa ruído e/ou perdas no núcleo. Ligas amorfas baseadas em ferro exibem uma magnetostricção linear de saturação comparável às do ferro-silício de grão orientado, assim como os níveis de ruído de ambas as ligas são praticamente os mesmos.

2.5.7 Massa e Volume

Em decorrência do aumento na área de seção reta, consequência do maior fator de empilhamento, o volume dos transformadores com núcleo de material amorfo é maior que os de ferro-silício em mais de 15%.

Em função da menor indução de saturação dos materiais amorfos, novamente é necessário aumento da área de seção reta do núcleo para que se tenha o mesmo valor de fluxo magnético, o que implica em maior quantidade de material necessário para sua construção. A consequência direta disso é o aumento da massa do núcleo do transformador (em média 15%).

3. DESENVOLVIMENTO DO EXPERIMENTO

O experimento teve início em Dezembro/2000 e conclusão em Setembro/2002, envolvendo o projeto, fabricação, instalação de 08 unidades de transformadores em campo, a monitoração de todas as grandezas elétricas afetas ao funcionamento desses transformadores nas redes de distribuição.

Foram realizados ensaios laboratoriais nas 08 unidades de transformadores, antes da instalação em campo, sendo repetidos após a retirada da rede, visando aferir possíveis alterações ocorridas na operação em redes de distribuição.

Os transformadores a serem instalados, os critérios de instalação e os equipamentos utilizados no monitoramento, são descritos a seguir:

3.1 Transformadores:

3.1.1 Tipo:

Transformadores de distribuição trifásicos, tensão primária: 13,8 / 13,2 / 12,6 kV e tensão secundária: 220/127 V, de fabricação “A”, instalados na cidade de Ribeirão Preto;

Transformadores de distribuição trifásicos, tensão primária: 13,8 / 13,2 / 12,6 / 12,0 / 11,4 / 10,8 / 10,2 kV e tensão secundária: 220/127 V, de fabricação “B”, instalados na cidade de Campinas.

Nota:

A diferenciação entre as tensões primárias, deve-se ao fato de que a tensão primária nominal da cidade de Ribeirão Preto é 13,8 ou 13,2 kV, dependendo do ponto de instalação na rede, e da cidade de Campinas é de 11,9 kV.

3.1.2 Fabricantes:

04 unidades de fabricação “A”;

04 unidades de fabricação “B”;

Nota:

Para esta pesquisa foram contatados e convidados a participarem mais 05 fabricantes do mercado nacional, os quais alegando dificuldades de ordens técnicas, administrativas ou de mercado, declinaram da participação.

3.1.3 Características Técnicas e Dimensionais:

As características técnicas constam dos quadros a seguir e o aspecto geral conforme figuras constantes no item da instalação.

3.1.3.1 Transformadores de fabricação “A”:

Tabela 9: Características dos Transformadores de fabricação “A”

Potencia (kVA)	75				45			
Número de série “A”	205071		205073		225577		225578	
Número de tombamento CPFL	118196		118197		118194		118195	
Tipo	Núcleo aço amorfo							
Tensões Primárias (kV)	13,8/13,2/12,6							
Tensões Secundárias (V)	220/127							
Perdas em vazio (W)	68,3		73,3		42			
Perdas no Enrolamento (W)	837		827		820			
Corrente de Excitação (%)	0,26		0,32		0,33			
Tensão de Impedância (%)	3,57		3,62		3,69			
Elevação Temperatura (°C)	AT- 57	BT- 56	AT- 59	BT- 58	AT- 62	BT- 63	AT-	BT-
Volume de óleo (l)	132		132		61		61	
Peso (kG)	537		537		319		319	

3.1.3.2 Transformadores de fabricação “B”:

Tabela 10: Características dos Transformadores de fabricação “B”

Potencia (kVA)	75				45			
Número de série “B”	623470001		623470002		623459001		623459002	
Número de tombamento CPFL	118200		118201		118198		118199	
Tipo	Núcleo aço amorfo							
Tensões Primárias (kV)	13,8/13,2/12,6/12,0/11,4/10,8/10,2							
Tensões Secundárias (V)	220/127							
Perdas em vazio (W)	69		71		47		40	
Perdas no Enrolamento (W)	720		730		780		780	
Corrente de Excitação (%)	0,16		0,18		0,25		0,23	
Tensão de Impedância (%)	3,13		3,08		3,33		3,30	
Elevação Temperatura (°C)	AT-45	BT-52	AT-47	BT-52	AT-49	BT-65	AT-53	BT-69
Volume de óleo (l)	168		168		67,5		67,5	
Peso (kG)	645		645		345		345	

3.1.3.3 Para efeitos de comparação, são apresentadas na tabela 11, os valores das características padronizadas pelas Normas ABNT NBR 5440 – Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição – Padronização – 1987; e ABNT NBR 5356 – Transformadores de Potência – Especificação – 1993.

Tabela 11: Características Padronizadas dos Trafos Convencionais Trifásicos de 45 e 75 kVA

Potencia (kVA)	75		45	
Tipo	Núcleo de aço silício			
Tensões Primárias (kV)	13,8/13,2/12,6			
Tensões Secundárias (V)	220/127			
Perdas em vazio (W)	390		260	
Perdas no Enrolamento (W)	1530 (total) / 1140 (enrolam°.)		1040 (total) / 780 (enrolam°.)	
Corrente de Excitação (%)	3,4		3,9	
Tensão de Impedância (%)	3,5		3,5	
Elevação Temperatura (°C)	AT- 55	BT- 55	AT- 55	BT- 55
Volume de óleo (l)	-		-	
Peso (kG)	1500		1500	

As perdas e em específico, as perdas em vazio também objeto de levantamento em laboratório, apresentam-se dentro da expectativa, ou seja da ordem de 20% em relação aos valores atualmente normalizados pela ABNT NBR 5440, valores que são praticados atualmente no mercado.

3.1.4 Potências:

Foram instaladas 04 unidades de potência de 45 kVA e 04 unidades de 75 kVA, sendo que cada fabricante participa com 02 unidades de cada potência.

3.1.5. Características do Material do Núcleo:

Os núcleos foram construídos com lâminas do metal amorfo, cujas características, encontram-se no Apêndice A.

3.2. Instalação:

Os transformadores foram instalados em postes normais de rede, em estruturas desenvolvidas especificamente para o caso e atendendo aos seguintes parâmetros e critérios:

3.2.1 Critérios de monitoração das grandezas:

Em 04 unidades de transformadores foram realizadas medições no lado da alta tensão (13,8 – 12,0 kV) e na baixa tensão (220/127 V), permitindo a verificação contínua e permanente de todo o ciclo de carga incidente em cada unidade, as quedas de tensões e principalmente as perdas correlacionadas com os carregamentos.

A escolha das 04 unidades instaladas, obedece o critério, da escolha de 01 unidade de cada potência e de cada fabricante para medições em AT e BT;

As demais 04 unidades, de mesmas características que as relacionadas acima, terão medições somente no lado da BT, permitindo as medições do carregamento do transformador, porém sem as medições das perdas;

Na dificuldade de se obter equipamentos de registro de quantidade e valores de intensidade de descargas atmosféricas que incidirão em cada uma dos transformadores, durante a fase da pesquisa, foram instalados somente os contadores de descarga, que registram a quantidade de descargas incidentes, com valores de intensidade acima de um valor pré-determinado de 40A.

3.2.2. Estrutura de instalação:

A estrutura de instalação contendo o transformador, os equipamentos de medições na AT (alta tensão) e BT (baixa tensão), o contador de descarga, a caixa para instalação dos transdutores

de leitura e as interligações elétricas físicas entre esses equipamentos, são mostradas nas Figuras 4 e 5.



Figuras 4 e 5 - Instalação típica de transformador com equipamentos de medições na alta e baixa tensão

A estrutura de instalação contendo o transformador, os equipamentos de medições sómente na BT , o contador de descarga, a caixa para instalação dos transdutores de leitura e as interligações elétricas físicas entre esses equipamentos, são mostradas nas Figuras 6 e 7.



Figuras 6 e 7 - Instalação típica de transformador com equipamentos de medição na baixa tensão

As estruturas contêm também os equipamentos normais de instalação dos transformadores, tais como: chaves fusíveis e pára-raios, além dos meios de proteção, isolamento e fixações mecânicas convencionais.

3.2.3. Interligação entre os equipamentos:

A interligação elétrica entre os equipamentos, os condutores empregados e a identificação desses condutores, é mostrada na Figura 8 .

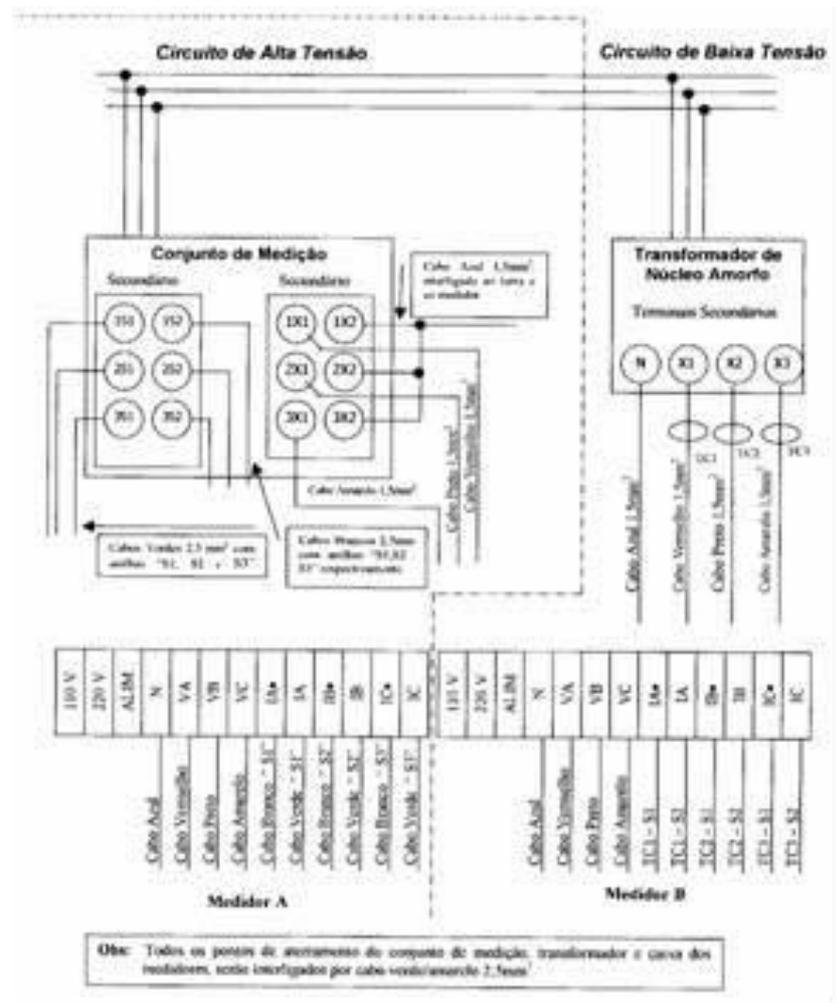


Figura 8 - Diagrama de Ligação entre os Transformadores e os Equipamentos de Monitoração

3.2.4. Locais da instalação:

As 08 unidades foram distribuídas em locais, em função da existência em cada local das seguintes particularidades, preferencialmente conjuntas, ou na ausência isoladas:

- Carregamentos desuniformes, caracterizando-se por sobrecargas até a suportabilidade do transformador em alguns períodos e quase em vazio em outros períodos anuais, que poderiam ser em maior grandeza. Ex: locais típicos de sazonalidade, como algumas atividades rurais, cidades turísticas, etc...
- Grandes incidências de descargas atmosféricas, preferencialmente de grandes intensidades ou de grandes quantidades (locais de elevados índices isoceraunicos);

- Com perturbações nas redes, originadas de harmônicos, transitórios, surtos, etc..., fatores que eventualmente possam influir no desempenho do transformador com características de baixas perdas em vazio;
- Características mecânicas de vibrações acima de valores típicos;
- Sujeitos á curtos-circuitos secundários, com valores suportáveis pelo transformador;
- Outros, baseados na experiência da Concessionaria, no monitoramento de taxa de falhas de transformadores.

Os locais escolhidos para a instalação desses transformadores, foram baseados nas características de carregamento de cada ponto, que apresentam variações significativas ao longo do dia e á suspeita da presença de transientes e harmônicos.

Os locais e os respectivos transformadores instalados foram os seguintes:

3.2.4.1 Transformadores de fabricação “A”– cidade de Ribeirão Preto:

- 75 kVA – nº. 118196 - Rua Luiz Carvalho Pereira, bairro Quintino Facci II, com medições em Alta e Baixa Tensão;
- 75 kVA – nº. 118197 - Av. José Benelli c/ Rua Augusto Carbonaro, cjto habitacional Avelino Palma, com medição em Baixa Tensão;
- 45 kVA – nº. 118194 - Av. Ivo Pareschi 470 , bairro Dom Miele, com medições em Alta e Baixa Tensão;
- 45 kVA – nº. 118195 - Av. D c/ Rua Capitão Luiz F. Batista , bairro Jardim Planalto Verde, com medição em Baixa Tensão.

3.2.4.2 Transformadores de fabricação “B” – cidade de Campinas:

- 75 kVA – nº. 118200 - Rua Emilio Ribas, 970 - Esquina com Av. D. Josefina Sarmento, bairro Cambuí, com medições em Alta e Baixa Tensão;
- 75 kVA – nº. 118201 - Av. Monsenhor Jerônimo Baggio, 564, bairro Taquaral, com medição em Baixa Tensão;
- 45 kVA – nº. 118198 - Av. Carlos Grimaldi 34, bairro Jardim Conceição, com medições em Alta e Baixa Tensão;
- 45 kVA – nº. 118199 - R. Antonio Castro Prado, 216, bairro Taquaral, com medição em Baixa Tensão.

3.3 Monitoração:

3.3.1. Equipamentos para Medições no lado de Alta Tensão:

Composto dos seguintes equipamentos:

3.3.1.1 Conjunto de medição trifásico a 3 elementos, classe 15 kV, em resina cicloalifática, classe de exatidão 0,3 C 12,5, com aspecto conforme a Figura 9.



Figura 9 - Aspecto visual do conjunto de medição de alta tensão

3.3.1.2 Transdutor digitais multifunção, com display, para painel, com medições e registros simultâneos de até 33 grandezas elétricas.

As grandezas medidas, tais como: tensões, correntes e potências em cada fase serão armazenadas a cada 15 minutos em uma memória não volátil durante período de 30 dias, com registros do horário e datas das medidas. A precisão das medições é de 0,2 %.

O aspecto do transdutor é mostrado na figura 10.



Figura 10 - Detalhe da parte frontal do transdutor

3.3.2. Equipamentos para Medições no lado de Baixa Tensão:

Composto dos seguintes equipamentos:

3.3.2.1 Transformadores de corrente tipo janela, classe 0,6 kV, uso externo, em resina cicloalifática, sendo as unidades de medições dos trafos de 45 kVA de relação 120/5 A e as unidades dos trafos de 75 kVA relação 200/5 A, todas com classe de exatidão 0,3 C 2,5 e aspecto conforme a figura 11.



Figura 11 - Aspecto físico do transformador de corrente tipo janela

3.3.2.2 Transdutor multifunção, com as mesmas características de 4.3.1.2.

3.3.3 Equipamento para contagem das descargas atmosféricas, com capacidade de registro de correntes de descargas acima de 40 A. O aspecto físico do contador de descargas é mostrado na figura 12.



Figura 12 - Vista da parte frontal e traseira do contador de descargas

3.3.4 Equipamento para coleta e tratamento dos dados:

Realizada por um Microcomputador do tipo Notebook, com as seguintes características: Processador 600 MHz, memória RAM 64 Mb, disco rígido 6,0 Gb, Cartão PMCIA para rede Ethernet IC/ICO, para acoplamento ao Transdutor Multifunção.

3.3.5 Caixa para instalação dos equipamentos de medições:

Os transdutores foram instalados em caixas metálicas, com vedação de grau de proteção IP adequado á instalação externa, e na alimentação dos transdutores há uma proteção contra sobretensões constituída de um pára-raios de baixa tensão.

A figura 13 mostra a caixa com o conjunto de medição montado



Figura 13 - Foto da caixa com os transdutores e os protetores de sobretensões

3.3.6 Grandezas medidas:

As grandezas, objeto de medições na estrutura, são:

- Tensões entre fase-neutro da alta e baixa tensão; correntes de fase para a alta e baixa tensão, nas estruturas com medições na alta e baixa tensão.
- Tensões entre fase-neutro da baixa tensão; correntes de fase para a baixa tensão, nas estruturas com medições na baixa tensão.
- Contagem de descargas atmosféricas incidentes em todas as estruturas, com valores acima de 40A.
- Medições de harmônicos e transientes, em estruturas pré-selecionadas, foram selecionadas algumas estruturas.

3.3.7 Software para as medições e tratamentos dos dados:

Software especificamente desenvolvido e compatível com os transdutores utilizados nas medições e permitirá o monitoramento e tratamento dos dados de todos os conjuntos de medições instalados.

A partir dos dados de medições coletados, é possível se obter valores de tensões entre fases, potências ativas e reativas, fator de potência e correntes de desequilíbrio.

A partir das diferenças entre as potências registradas no lado da alta tensão e no lado de baixa tensão, serão calculadas as perdas no transformador, causadas pelas perdas em vazio (núcleo) e perdas em carga (enrolamentos).

3.3.8 Periodicidade da Coleta e Análise dos Dados:

Mensal, envolvendo todos os oito pontos monitorados.

Os dados foram coletados mensalmente, a partir da data da instalação, de acordo com o calendário a seguir relacionado:

3.3.8.1 Ribeirão Preto:

- Data da Instalação: 18 e 19/07/2001
- 1ª. coleta de dados: 17/08/2001;
- 2ª. coleta de dados: 17/09/2001;
- 3ª. coleta de dados: 18/10/2001;
- 4ª. coleta de dados: 20/11/2001;
- 5ª. coleta de dados: 17/12/2001;
- 6ª. coleta de dados: 16/01/2002;
- 7ª. coleta de dados: 20/02/2002;
- 8ª. coleta de dados: 22/03/2002;
- 9ª. coleta de dados: 23/04/2002;
- 10ª. coleta de dados: 20/05/2002;
- 11ª. coleta de dados e retirada: 18/06/2002.

3.3.8.2 Campinas:

- Data da Instalação: 02 e 03/10/2001
- 1a. coleta de dados: 31/10/2001;
- 2a. coleta de dados: 04/12/2001;
- 3a. coleta de dados: 19/12/2002;
- 4a. coleta de dados: 24/01/2002;
- 5a. coleta de dados: 21/02/2002;
- 6a. coleta de dados: 04/04/2002;
- 7a. coleta de dados: 02/05/2002;
- 8a. coleta de dados: 10/05/2002;
- 9a. coleta de dados e retirada: 17 e 19/06/2002.

3.4 Detecção de harmônicos

Foram realizadas também algumas medições de transitórios, surtos, harmônicos e outros transientes, através de uma unidade de medidor específico, objeto de instalações em unidade de transformador instalado em ponto da rede que tem antecedentes da presença dessas anomalias, ou quando indicados por suspeitas nas medições normais.

3.4.1 Equipamento para Medições:

Medições de harmônicos, transitórios, surtos, com capacidade de registrar Power Quality (RMS Disturbance, Waveshape Faults, Impulses e Waveshape Snapshots) e Harmonics Disturbances. O aspecto do equipamento é mostrado na figura 14.



Figura 14 - Vista do Medidor de Distorções Harmônicas acoplado ao Notebook de coleta dos dados

3.4.2 Critérios de escolha dos locais de instalação:

A escolha dos trafos a serem monitorados nesta etapa foi baseada na análise das curvas de carga. Entre os escolhidos, o trafo do fabricante “B” de 75 kVA, instalado na Av. Carlos Grimaldi, em Campinas apresenta indícios mais evidentes devido aos picos de carga registrados em curtos períodos de tempo

3.4.3 Forma de instalação:

O equipamento foi instalado diretamente no poste, conforme figura 15. As pinças destinadas a captura de corrente são mostradas na figura 16.



Figura 15 - Vista da instalação da caixa do Medidor de Distorções Harmônicas



Figura 16 - Vista das pinças de coleta de dados do Medidor de Harmônicas

3.4.4 Dados adquiridos:

Valores de Distorções Harmônicas Totais (%THD) encontrados, referidos percentualmente á componente fundamental da corrente.

Esses valores estão relacionados com os carregamentos máximo, mínimo e médio do transformador, os fatores de potência máximo, mínimo e médio, e as perdas obtidas nessas condições, que foram registradas diariamente nos postos de transformadores com medições em alta e baixa tensão.

Da mesma forma, são apresentados os valores máximos, mínimos e médios de %THD obtidos, e os valores de carregamento, fator de potência e perdas registrados em cada condição.

Para os valores de %THD máximo, mínimo e médio, são identificados e apontados as componentes com maior participação e a quantificação dessa participação.

3.4.5 Datas e locais da instalação:

- 16/04 - manhã - Instalação do instrumento em Ribeirão Preto, Av. Ivo Pareschi (45 kVA - Medição em AT e BT);
- 23/04 - relocação do instrumento em Ribeirão Preto, Av. Luiz Carvalho Pereira (75 kVA - Medição em AT e BT);
- 30/04 - retirada do instrumento de Ribeirão Preto;
- 02/05 - instalação do instrumento em Campinas, Av Carlos Grimaldi (45 kVA - Medição em AT e BT);
- 09/05 - relocação do instrumento em Campinas, Av. Emílio Ribas (75 kVA - Medição em AT e BT);

3.5 Ensaio laboratoriais

Os transformadores foram submetidos a ensaios laboratoriais, antes da instalação em campo (1ª. Parte) , sendo que os mesmos ensaios foram repetidos após a retirada da instalação (2ª Parte), visando verificar a manutenibilidade das condições originais. Os ensaios foram realizados de acordo com os valores e procedimentos das normas ABNT NBR 5356 e a metodologia empregada, de acordo com a ABNT NBR 5380 – Transformador de Potência – Método de Ensaio – 1993.

3.5.1 Relação de Ensaio:

Os ensaios realizados na 1ª. e 2ª. partes foram:

- Determinação da relação de tensões em vazio e do diagrama fasorial;
- Medição da resistência elétrica dos enrolamentos;
- Determinação da impedância, das perdas, do rendimento e da regulação;
- Ensaio de tensão suportável;
- Ensaio de tensão induzida;
- Medição da resistência de isolamento;
- Determinação da elevação de temperatura

3.5.2 Ensaio Complementares:

Adicionalmente aos ensaios realizados na 1ª. parte e citados acima, na 2ª. parte foram acrescentados os ensaios de Impulso e Curto-Circuito nas seguintes condições:

3.5.2.1 Ensaio de Tensão Suportável de Impulso Atmosférico:

Procedimento do Ensaio:

O ensaio foi realizado de acordo com a norma NBR 5380/1982, com a aplicação de impulsos na seqüência:

- Um impulso pleno com valor reduzido, com valor de crista de 47,5 kV;
- Um impulso pleno com valor especificado, com valor de crista de 95 kV;
- Um impulso cortado com valor reduzido, com valor de crista de 52,5 kV;
- Dois impulsos cortados com valor especificado, com valor de crista de 105 kV;
- Dois impulsos plenos com valor especificado, com valor de crista de 95 kV.

Todos os impulsos aplicados foram de polaridade negativa, com forma de onda:

- tempo de frente: 1,3 μ s;
- tempo até o meio valor: 54 μ s;
- tempo até o corte: 2 a 6 μ s.

3.5.2.2 Ensaio de Curto-Circuito:

Procedimento do Ensaio:

O ensaio foi realizado, alimentando-se o transformador pelos terminais de tensão superior, sendo posteriormente curto-circuitados os terminais de tensão inferior, de acordo com o item 4.14 da norma NBR 5380 da ABNT.

4. RESULTADOS

4.1. Síntese dos Dados de Monitoração em Campo e Ensaio Laboratoriais:

Os dados obtidos nos ensaios de laboratórios realizados antes e após a instalação em campo, o resumo das perdas obtidas nas medições em campo, as distorções harmônicas registradas e as descargas atmosféricas incidentes, constam da Tabela 12 para os transformadores de fabricação “A” instalados na cidade de Ribeirão Preto e Tabela 13 para os transformadores de fabricação “B” instalados na cidade de Campinas.

O detalhamento dos dados de monitoramento, com dados mensais e por localidade monitorada, tanto de carregamentos, descargas atmosféricas e detecção de harmônicos, são mostrados no Apêndice B.

Tabela 12 – Comparação dos valores das principais características dos transformadores “A” – Antes e após a instalação

Potencia (kVA)	75										45													
Número de série do fabricante	205071					205073					Norma		225577					225578					Norma	
Número de tombamento	118196					118197					ABNT NBR		118194					118195					ABNT NBR	
Concessionária.											5440/5356												5440/5356	
Tipo	Núcleo liga amorfa										Aço Silício		Núcleo liga amorfa										Aço Silício	
Tensões Primárias (kV)	13,8/13,2/12,6																							
Tensões Secundárias (V)	220/127																							
Relatório de Ensaio no.	51.982		53.877		51.983		53.878		-		51.995		53.879		-		-		-					
	(antes)		(após)		(antes)		(após)				(antes)		(após)											
Perdas em Vazio (W)	68		67		73		71		330		42		41		-		-		220					
Perdas no Enrolamento (W)	840		840		830		850		≈ 1140		820		820		-		-		≈ 780					
Perdas Totais (W)	908		907		903		921		1470		862		861		-		-		1000					
Corrente de Excitação (%)	0,26		0,24		0,32		0,29		3,1		0,33		0,29		-		-		3,7					
Tensão de Impedância (%)	3,57		3,59		3,62		3,65		3,5		3,69		3,72		-		-		3,5					
Elevação Temperatura (°C)	AT-	BT-	AT-	BT-	AT-	AT-	AT-	BT-	AT-	BT-	AT-	BT-	AT-	BT-	-	-	AT-	BT-	AT-	BT-				
Enrolamentos	56	56	63	60	59	58	54	55	55	55	62	63	60	63	-	-	-	-	55	55				
Elevação Temperatura (°C)	49		50		49		48		50		50		49		-		-		50					
Óleo no topo																								
Ensaio de Impulso	-		Vide item 4.3		-						-		Vide item 4.3		-		-							
Ensaio de Curto Circuito	-				-						-		Vide item 4.3		-		-							
Volume de óleo (l)	132					132					-		61					61					-	
Peso (kG)	537					537					1500		319					319					1500	
Data realização ensaio	03/07/2001		30/07/2002		03/07/2001		30/07/2002		-		05/07/2001		30/07/2002		05/07/2001		-		-					
Município da Instalação	Ribeirão Preto										Ribeirão Preto													
Local da Instalação	R. Luiz Carvalho Pereira					Av. José Benelli					-		Av. Ivo Pareschi 470					-					-	
Carregamento máximo (%)	87,7					92,4					-		100,8					-					-	
Carregamento mínimo (%)	11,9					14,0					-		11,5					-					-	
Perdas sob carreg. máximo (W)	617					-					-		1095					-					-	
Dist. Harm. Tot. %/Carreg % /Perdas (W)	4,21	34,4	213	-	-	-	-	-	-	-	4,39	20,1	155	-	-	-	-	-	-	-				
Registro de Descarga Atmosf.	0					0							0					-						
Observações	Trafo amorfo não instalado																							

Tabela 13 – Comparação dos valores das principais características dos transformadores “B” – Antes e após a instalação

Potencia (kVA)	75					45															
Número de série do fabricante	623470001		623470002		Norma ABNT	623459001		623459002		Norma ABNT											
Número de tombamento Conc.	118200		118201		NBR5440/5356	118198		118199		NBR5440/5356											
Tipo	Núcleo liga amorfa					Aço Silício															
Tensões Primárias (kV)	13,8/13,2/12,6/12,0/11,4/10,8/10,2					13,8/13,2/12,6/12,0/11,4/10,8/10,2															
Tensões Secundárias (V)	220/127																				
Relatório de Ensaio n.º	52.315 (antes)	53.882 (após)	52.316 (antes)	- (após)	-	52.314 (antes)	53.881 (após)	52.313 (antes)	53.880 (após)	-											
Perdas em Vazio (W)	69	69	71	-	330	47	46	40	40	220											
Perdas no Enrolamento (W)	720	730	730	-	≈ 1140	780	780	780	790	≈ 780											
Perdas Totais (W)	789	799	801	-	1470	827	826	820	830	1000											
Corrente de Excitação (%)	0,16	0,17	0,18	-	3,1	0,25	0,23	0,23	0,22	3,7											
Tensão de Impedância (%)	3,13	3,14	3,08	-	3,5	3,33	3,36	3,30	3,34	3,5											
Elevação Temperatura (°C) Enrolamentos	AT-45	BT-52	AT-44	BT-55	AT-47	BT-52	AT- -	BT- -	AT-55	BT-55	AT-49	BT-65	AT-48	BT-64	AT-53	BT-69	AT-49	BT-64	AT-55	BT-55	
Elevação Temperatura (°C) Óleo no topo	41		40		40		-		50		45		44		44		45		50		
Ensaio de Impulso	-	Vide item 4.3		-	-	-	-	Vide item 4.3		-	Vide item 4.3		-	Vide item 4.3		-	Vide item 4.3		-	-	
Ensaio de Curto Circuito	-	Vide item 4.3		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Volume de óleo (l)	168		168		-		67,5		67,5		-		-		-		-		-		
Peso (kG)	645		645		1500		345		345		1500		345		345		1500		1500		
Data realização ensaio	17/09/2001	30/07/2002	17/09/2001	-	-	-	17/09/2001	30/07/2002	17/09/2001	30/07/2002	17/09/2001	30/07/2002	17/09/2001	30/07/2002	17/09/2001	30/07/2002	17/09/2001	30/07/2002	-	-	
Município da Instalação	Campinas					-					Campinas					-					
Local da Instalação	R. Emilio Ribas 970			Av. Mons. Jerôn. Baggio 564			-			Av. Carlos Grimaldi 34			R. Antonio Castro Prado 216			-			-		
Carregamento máximo (%)	90,9		99,9		-		131,4		76,7		-		-		-		-		-		
Carregamento mínimo (%)	7,9		17,8		-		5,3		5,2		-		-		-		-		-		
Perdas sob carreg. máximo (W)	660		-		-		1029		-		-		-		-		-		-		
Dist.Harm.Tot.%Carreg%/Perdas(W)	3,37	35,9	245	-	-	-	-	5,78	59,2	448	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Registro de Descarga Atmosf.	0		1		-		0		0		-		-		-		-		-		
Observações						Trafo falhou em campo															

4.2 Ocorrências verificadas durante o período de monitoração:

4.2.1 Falhas verificadas e substituição de medidores:

4.2.1.1 Campinas – Av. Carlos Grimaldi

O medidor instalado no lado AT apresentava problemas de comunicação de dados, dificultando a transferência para o micro.

Foi substituído em 19.12.2001 por outra unidade de mesmo tipo, fornecida pelo fabricante.

4.2.1.2 Campinas – Av. Emilio Ribas

O medidor instalado no lado BT apresentava problemas de armazenamento de dados, indicando erros. Após algumas tentativas de correção do erro, foi substituído por outra unidade de mesmo tipo em 06.02.2002.

4.2.2 Queima de Transformador por Descarga Atmosférica:

O transformador de 75 kVA, fabricação “B”: N°. Série: 623.470.002 / N°. Tombamento: 118.201 instalado na Av. Monsenhor Jerônimo Baggio, 564, bairro Taquaral, foi objeto de falha em decorrência da incidência de descarga atmosférica, no dia 21 de dezembro de 2001, por volta das 22:00 hs. O transformador foi retirado e substituído por um do tipo convencional, de mesma potência.

No dia 17 de janeiro de 2002, foi efetuada uma vistoria dos equipamentos de medição instalados, ou seja, na baixa tensão, tendo sido verificado que o mesmo também sofrera falhas, devido á descarga atmosférica. O medidor, bem como os TC's de baixa tensão foram retirados, e enviados ao Instituto de Eletrotécnica para análise. Os dados constantes no medidor, não puderam ser recuperados, devido á pane sofrida por esse medidor, e por essa razão, os dados quando da falha, não foram resgatados.

Foi verificado que o contador de descarga instalado na estrutura, apresentava a contagem de 01 descarga, confirmando a suspeita da descarga.

Decorrente do ocorrido no transformador, foram levantadas algumas hipóteses, para as quais houve uma pesquisa adicional realizada no Instituto de Eletrotécnica, ou seja:

4.2.2.1 Falha no transformador:

A dúvida referia-se, se a falha no transformador foi decorrente da proteção inadequada contra sobretensões existente na estrutura ou baixa capacidade do transformador em suportar as tensões residuais provenientes do pára-raios presente na estrutura.

Foram realizadas pesquisas no pára-raios retirado da estrutura e no transformador retirado.

4.2.2.2 Falha dos protetores de sobretensão da estrutura (pára-raios):

As três unidades de pára-raios instaladas na estrutura, era do tipo de resistor linear á carboneto de silício, com centelhadores série e invólucro em porcelana. A tensão nominal era de 12 kVe corrente nominal de descarga de 5 kA, série B.

As unidades presentes foram retiradas da estrutura quando da falha e substituídas por tipo novo, de óxido de zinco, sem centelhadores e invólucro de material polimérico.

Pretendia-se realizar testes nas 03 unidades de pára-raios instaladas na estrutura, porem só foi possível a obtenção de uma unidade, visto que as 02 unidades restantes, segundo informações das equipes de manutenção da concessionaria, foram danificadas e descartadas para a sucata.

Os ensaios realizados na unidade de pára-raios retirado, mostrou que esta unidade ainda encontrava-se em condições de proteger um transformador. Devido á impossibilidade de ensaiar-se as outras unidades, e também pela ausência de informações sobre em que fase do transformador, o pára-raios ensaiado estava protegendo, e se esta fase foi a que falhou no transformador, a pesquisa realizada não foi conclusiva para atestar que a falha foi decorrente da proteção inadequada dos pára-raios da estrutura.

4.2.2.3 Falha dos protetores de sobretensões incorporados no medidor:

A caixa de medição possuía protetores de sobretensão, que têm a função de evitar que sobretensões oriundas de descargas ou de transitórios na rede, danificassem o medidor.

Entretanto, quando da descarga atmosférica na estrutura, os medidores também foram afetados, tendo sido perdidos os dados armazenados no período. Verificações posteriores, indicaram que a tensão de alimentação dos medidores foram obtidas diretamente da rede secundária, e dessa forma, não pode ser imputada a falha aos protetores de sobretensões secundárias.

4.3 Ensaio Complementares:

Adicionalmente aos ensaios realizados e referenciados no item 3.5.1 foram realizados na 2ª. etapa, os ensaios complementares de tensão suportável de impulso atmosférico e curto-circuito, e posteriormente devido á dúvidas, comprobatórios, com os seguintes resultados:

4.3.1 Ensaio de Tensão Suportável de Impulso Atmosférico:

4.3.1.1 Marca “A”:

Durante o ensaio, os terminais H1, H2 e H3 no comutador, foram mantidos na posição 1, que corresponde a tensão de 13,8 kV, que foi a tensão de operação do transformador na rede.

a) 45 kVA – n°. s°. 225577; n° de tombamento 118194:

Resultado: Foi aplicado a tensão plena de 95 kV nas três fases, porém o terminal H2 não suportou nenhum dos três impulsos plenos com valores especificados aplicados á ele, ocorrendo descarga disruptiva no interior do transformador. Por se tratar de um transformador usado e seguindo recomendações da norma, este terminal foi reensaiado com tensões correspondentes a 75% das especificadas por norma, ou seja:

- impulso pleno reduzido: 35,5 kV;
- impulso cortado reduzido: 39,5 kV;
- impulso pleno: 71 kV;
- impulso cortado: 79 kV.

Nessas condições, o transformador suportou o ensaio.

Essa unidade foi submetida posteriormente ao ensaio de curto-circuito.

b) 75 kVA – n°. s°. 205071; n° de tombamento 118196:

Resultado: Foi aplicada a tensão plena de 95 kV nas três fases, e nessas condições o transformador suportou o ensaio. Na avaliação posterior, nos ensaios de relação de tensões e tensão induzida, não foram detetadas anomalias no transformador.

4.3.1.2 Marca “B”:

Durante o ensaio, os terminais H1, H2 e H3 no comutador, foram mantidos na posição 4, que corresponde a tensão de 12 kV, que foi a tensão de operação do transformador na rede.

a) 45 kVA – n°. s°. 623459001; n° de tombamento 118198:

Resultado: Foi aplicada a tensão plena de 95 kV nas três fases, e nessas condições o transformador suportou o ensaio. Na avaliação posterior, no ensaio de tensão induzida, apresentou corrente elevada, indicando um sintoma da existência de curto entre espiras.

b) 75 kVA – n°. s°. 623470001; n° de tombamento 118201:

Resultado: Foi aplicada a tensão plena de 95 kV nas três fases, e nessas condições o transformador suportou o ensaio.

Essa unidade foi submetida posteriormente ao ensaio de curto-circuito.

4.3.2 Ensaio de Curto-Circuito:

O ensaio foi realizado, alimentando-se o transformador pelos terminais de tensão superior, sendo posteriormente curto-circuitados os terminais de tensão inferior, de acordo com o item 4.14 da norma NBR 5380 da ABNT.

Unidades submetidas aos ensaios:

4.3.2.1 Marca “A”: 45 kVA – n°. s°. 225577; n°. de tombamento 118194

Resultado: Foram feitas 09 aplicações de corrente de 3 kA eficaz, nos terminais X1, X2 e X3. Nessas condições, o transformador suportou o ensaio. Na avaliação posterior, nos ensaios de relação de tensões e tensão induzida, não foram detetadas anomalias no transformador.

4.3.2.2 Marca “B”: 75 kVA – n°. s°. 623470001; n°. de tombamento 118201

Resultado: Foram feitas 09 aplicações de corrente de 5 kA eficaz, nos terminais X1, X2 e X3. Nessas condições, o transformador suportou o ensaio. Na avaliação posterior, no ensaio de relação de tensões, apresentou corrente elevada, indicando um sintoma da existência de curto entre espiras.

Devido essa unidade ter sido submetida aos ensaios de impulso e curto-circuito, ficou a dúvida de qual ensaio afetou o transformador.

4.3.3 Ensaios Comprobatórios:

Devido á dúvidas sobre a suportabilidade dos transformadores da marca “B” á tensões de impulso atmosférico, visto que duas unidades apresentaram problemas nos ensaios de laboratório e uma unidade sofreu falha em campo por descarga atmosférica, resolveu-se submeter a ultima unidade remanescente do lote, que ainda se encontrava em condições de utilização, ou seja:

- 45 kVA – n°. s°. 623459002; n°. de tombamento 118199, aos ensaios de impulso.
- Inicialmente foi aplicado nas três fases a tensão reduzida de 75% da plena, e posteriormente avaliado nos ensaios de relação de tensões e tensão induzida, com resultado satisfatório.

- Em seguida, foi realizado novo ensaio de impulso, com a aplicação da tensão plena de 95 kV, e posteriormente novamente avaliado nos ensaios de relação de tensões e tensão induzida, também com resultados satisfatórios.

4.3.4 Ensaio de rigidez dielétrica no óleo isolante:

Tendo em vista, constatação de que em algumas unidades, e em específico a unidade de marca “B”, de nº de série 623.470.002, que estava instalada em campo e sofreu falha, estava com o óleo escuro, foram realizados ensaios de rigidez elétrica no óleo isolante, visando verificar a degradação da isolação do óleo com o tempo.

O ensaio foi realizado de acordo com a Tabela 17 da norma NBR 5356, com as seguintes características exigidas:

Tabela 14 – Dados para ensaios de Rigidez Dielétrica

Característica		Método de Ensaio	Unidade	Valores garantidos	
				Mínimo	Máximo
Rigidez Dielétrica	Un <72,5 kV	NBR 6869 (*)	kV	30	-

(*) Método de ensaio que utiliza cuba com eletrodo chatos ($\varnothing = 1''$, espessura de 3 mm) e distância de 0,1” entre os eletrodos.

- Resultados:

Ensaio realizado em 29.08.2002, com temperatura ambiente de 25,8° C

Tabela 15 – Resultados dos Ensaios de Rigidez Dielétrica

Fabricante	Potencia	No. de série	Valor obtido	Precedentes de Ensaios
Siemens	45 kVA	623459001	34 kV	Ensaio de Impulso com problemas na avaliação por tensão induzida
	45 kVA	623459002	30 kV	Ensaio de Impulso com resultado satisfatório
	75 kVA	623470001	42 kV	Ensaio de Impulso e Curto-circuito, com problemas na relação de tensões
	75 kVA	623470002	31,2 kV	Falha em campo, por descarga atmosférica
Cemec	45 kVA	225577	34,8 kV	Ensaio de Impulso e Curto-circuito, com resultados satisfatórios, porem o terminal H2 suportou o impulso reduzido
	75 kVA	205071	39,2 kV	Ensaio de Impulso com resultado satisfatório
	75 kVA	205073	44 kV	Não foram realizados ensaios complementares



Figuras 17 e 18 - Detalhe do ensaio de rigidez dielétrica e cuba utilizada no ensaio

5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

5.1 Análise Técnica

5.1.1 Carregamentos dos Transformadores

Os níveis de carregamentos dos transformadores estiveram bem abaixo do considerado ideal para o levantamento das perdas e avaliação da suportabilidade do projeto a suportar elevadas cargas. O ideal seria que todos os transformadores atingissem e até ultrapassassem os níveis de 100%, porem isso ocorreu em poucos casos, conforme pode ser visto na tabela 16.

Tabela 16 – Níveis máximos de carregamentos dos transformadores amorfos

Características		Transformador			Medição Mensal dos Carregamentos máximos (% nominal)										
					2001					2002					
Local		Marca	Nº. série	kVA	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Ribeirão Preto	Av. Ivo Pareschi, 470	“A”	225.577	45	89,2	89,2	80,9	71,8	78,7	61,9	98,8	98,9	100,5	97,7	100,8
	R. Frederico Magnani c/Av. "D"	(*)	-	30	108,5	99,6	97,2	95,7	104,9	108,5	111,5	114,6	116,1	97,8	128,3
	R. Luiz Carvalho Pereira	“A”	205.071	75	75,7	83,1	74,7	72,4	87,7	75,4	78,5	75,7	82,5	87,2	82,0
	Av. José Benalli	“A”	205.073	75	79,2	92,4	72,2	74,6	89,1	70,9	78,9	80,0	76,8	88,6	88,4
Campinas	Av. Dr. Carlos Grimaldi, 34	“B”	623.459.001	45	-	-	131,1	131,4	66,0	80,4	95,6	91,3	83,2	85,3	95,7
	R. Antonio C. Prado, 216	“B”	623.459.002	45	-	-	53,3	72,2	66,2	58,0	55,4	76,7	52,6	69,5	66,8
	R. Emilio Ribas, 970	“B”	623.470.001	75	-	-	90,9	77,3	74,7	74,5	79,1	84,5	81,4	73,6	75,6
	Av. Mons. Jerôn. Baggio, 554	“B”	623.470.002	75	-	-	50,3	98,0	99,9	-	-	-	-	-	-

(*) O trafo amorfo destinado á esta instalação, teve problemas nos ensaios em laboratório e foi substituído por um trafo de núcleo convencional

Alguns fatos podem ser citados como os responsáveis, destacando-se os dados constantes no Sistema de Gerenciamento da Concessionária, que serviram de base para a escolha dos pontos de instalação dos transformadores, os quais apontavam valores de carregamentos que indicavam carregamentos superiores aos que foram medidos, conforme mostram os dados de carregamento estatístico das tabelas 17 e 18.

Outro ponto a ser considerado foi a implantação no período do monitoramento do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que se estendeu de 01 de Junho de

2001 até 28 de fevereiro de 2002, o qual estipulava uma redução mínima de 20% do Consumo.

Mesmo após o fim do racionamento, o que já ocorreu no mês de Março/2002, não houve um substancial aumento desse consumo, o que também pode ser visto nas tabelas 17 e 18.

5.1.1.1 Ribeirão Preto:

Tabela 17 – Dados Comparativos de Carregamentos Estatísticos e de Medições de Cargas em Ribeirão Preto

Características	Carregamento Estatístico (kVAS) máximo		Medição Mensal de Carregamento (kW) máximo										
			2001					2002					
Período	2000		Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Local	Diurno	Noturno											
Av. Ivo Pareschi, 470	57,4	79,4	37,57	37,57	34,87	31,08	32,63	26,81	42,14	40,49	43,55	43,04	43,94
Av. José Benalli	84,1	112,4	56,66	67,59	51,87	53,22	64,59	50,01	55,96	52,75	54,15	64,44	64,10
R. Luiz Carvalho Pereira	64,0	95,7	54,93	60,87	54,56	51,86	62,91	53,93	56,61	53,40	59,01	63,60	59,83
R. Frederico Magnani c/ Av. "D"	56,8	86,4	32,13	29,72	28,76	28,45	31,04	32,06	32,95	33,40	33,50	29,02	38,19

5.1.1.2 Campinas:

Tabela 18 – Dados Comparativos de Carregamentos Estatísticos e de Medições de Cargas em Campinas

Características	Carregamento Estatístico (kVAS) máximo		Medição Mensal de Carregamento (kW) máximo								
			2001			2002					
Período	2000		Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Local	Diurno	Noturno									
Av. Mons. Jerônimo Baggio, 554	117,9	131,2	36,45	67,92	64,73	-	-	-	-	-	-
R. Emilio Ribas, 970	110,0	109,9	63,6	53,2	52,99	53,28	55,16	59,67	56,75	50,96	50,81
R. Antonio de Castro Prado, 216	27,2	39,7	23,17	28,10	23,87	23,97	22,59	20,41	18,54	27,60	29,53
Av. Dr. Carlos Grimaldi, 34	39,1	46,3	42,47	41,76	23,52	31,66	35,10	36,19	33,74	34,66	36,81

Como pode ser verificado, o carregamento dos transformadores situou-se em um patamar inferior, em relação ao ocorrido no ano 2000. Entretanto, são dados de naturezas diferentes, merecendo uma melhor interpretação, pois a medição está em kW, o carregamento estatístico em kVA, e também é baseado em dados estatísticos e curvas de correlacionamentos, que requerem alguns ajustes.

5.1.2 Perdas

Os valores das perdas obtidas no monitoramento das 04 unidades com medições em alta e baixa tensão, confrontadas com as perdas obtidas a 100% da potência nominal, em laboratório, é mostrada na Tabela 19.

Tabela 19 – Dados Comparativos de Perdas em Laboratório e de Medições em Campo nos Transformadores

Características	Perdas sob 100% Potencia nominal (W)				Medição Mensal das Perdas sob Carregamento máximo (W)										
	Ensaio de Laboratório				2001					2002					
Local	Marca	kVA	Perdas 1 ^a /2 ^a		Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Av. Ivo Pareschi, 470	“A”	45	862	861	870	871	727	583	691	457	1054	1056	1089	1032	1095
R. Luiz Carvalho Pereira	“A”	75	908	907	546	590	540	526	617	544	562	546	586	614	584
Av. Dr. Carlos Grimaldi, 34	“B”	45	827	826	-	-	1026	1029	460	573	700	663	596	613	700
R. Emilio Ribas, 970	“B”	75	789	799	-	-	660	548	527	526	562	606	582	519	535

A análise dos dados obtidos em Laboratório e dados de medições, permitem nesta etapa concluir sobre a correspondência dos valores, principalmente nos transformadores de 75kVA, que apresentaram resultados do ensaio de elevação de temperatura mais próximos aos valores permitidos por norma. Os valores grafados em cinza, significam os valores mais próximos do carregamento de 100% dos transformadores e são a referência para comparação com os valores obtidos em laboratório.

Verifica-se na unidade de 45 kVA da marca “A” um valor bem acima do obtido em laboratório, talvez explicado pelo valor elevado de elevação de temperatura obtido por esse transformador nos ensaios, ou seja de 62°C para a alta tensão e 63°C para a baixa tensão, superior ao valor de 55°C normalizado.

Quanto aos valores de laboratório, a tabela 19 mostra Perdas 1^a / 2^a, sendo os valores dos ensaios realizados na 1^a e 2^a. etapas, mostrando que os mesmos se mantêm e que não variaram durante o funcionamento.

5.1.3 Suportabilidade aos Fenômenos Ambientais

Os dados colhidos pelos contadores de descargas e mostrados nas tabelas 12 e 13, mostram que em apenas um dos pontos, ou seja, na Av. Monsenhor Jerônimo Baggio, em Campinas, foi registrada uma descarga, no mês de Dezembro/2001. Essa descarga foi responsável pela queima do transformador e do medidor.

Não foi possível verificar a suportabilidade dos transformadores á descargas, pois não houve registro em nenhum ponto de descarga, sem a queima de transformador.

Quanto ao transformador que apresentou falha, as pesquisas realizadas, não permitiram indicar se a falha foi decorrente de problemas no transformador ou falha dos equipamentos protetores de sobretensões (para-raios de distribuição) presentes na estrutura.

5.1.4 Suportabilidade às Distorções Harmônicas e Influência nas Perdas

Os valores máximos de distorções harmônicas totais foi de 5,78% no transformador de 75 kVA da “B”, instalado na Av. Carlos Grimaldi em Campinas.

Esse valor está abaixo do valor máximo de referência para medições em baixa tensão, que é de 6% para distorções harmônicas totais. Em relação á distorções harmônicas para componentes individuais o valor máximo de referência é de 4%, o qual não foi encontrado, principalmente na 5ª. e 7ª. componentes, que foram as mais identificadas nas medições.

Os valores de referência de 6% e 4% são baseados em recomendações do GCOI/Eletróbrás e são coerentes com os adotados em normas internacionais pertinentes.

Em relação á influência nas perdas, o levantamento efetuado não mostra a influência, talvez decorrente da presença de índices de distorções baixos.

5.1.5 Avaliação dos Ensaios Laboratoriais, antes e após a instalação em campo

Os resultados obtidos e apresentados nas tabelas 12 e 13 mostram que não houve diferenças entre os resultados obtidos na 1ª. etapa e na 2ª. etapa, indicando que não houve alteração das características do transformador com a instalação em campo.

A elevação de temperatura acima do valor normalizado, confirmou-se na 2ª. etapa, indicando um ponto para revisão no projeto.

Porém, os ensaios complementares de impulso e curto-circuito realizados, mostraram, e em especial o de impulso, que há problemas no projeto ou construção do transformador, em específico o da “B”, o que requer uma atenção do fabricante para o fato, que deverá ser observado em projetos futuros.

5.1.6 Ensaios Complementares e Comprobatórios:

Devido á dúvidas sobre a suportabilidade dos transformadores de fabricação “B” á tensões de impulso atmosférico, visto que duas unidades apresentaram problemas nos ensaios de

laboratório e uma unidade sofreu falha em campo por descarga atmosférica, resolveu-se submeter a ultima unidade remanescente do lote, que ainda se encontrava em condições de utilização, ou seja:

- 45 kVA – n.º. s.º. 623459002; n.º. de tombamento Concessionária 118199, aos ensaios de impulso.
- Inicialmente foi aplicado nas três fases a tensão reduzida de 75% da plena, e posteriormente avaliado nos ensaios de relação de tensões e tensão induzida, com resultado satisfatório.
- Em seguida, foi realizado novo ensaio de impulso, com a aplicação da tensão plena de 95 kV, e posteriormente novamente avaliado nos ensaios de relação de tensões e tensão induzida, também com resultados satisfatórios.

5.1.7 Análise Visual da Parte Ativa dos Transformadores

Após os ensaios complementares e comprobatórios, foram escolhidas 03 unidades de transformadores, sendo duas unidades, uma da “B” (75 kVA – n.º. se. 623470001) e outra da marca “A” (45 kVA - n.º. se. 225577) que foram submetidas aos ensaios complementares de impulso e curto-circuito e outra unidade da marca “B” (45 kVA - n.º. se. 623459002) que foi submetida ao ensaio comprobatório de impulso, as quais foram abertas para análise da montagem e inspeção visual da parte ativa.

5.1.7.1 Transformador marca “B” 75 kVA - n.º. se. 623470001



Figura 19 – No. de série – identificação do transformador “B” 75 kVA

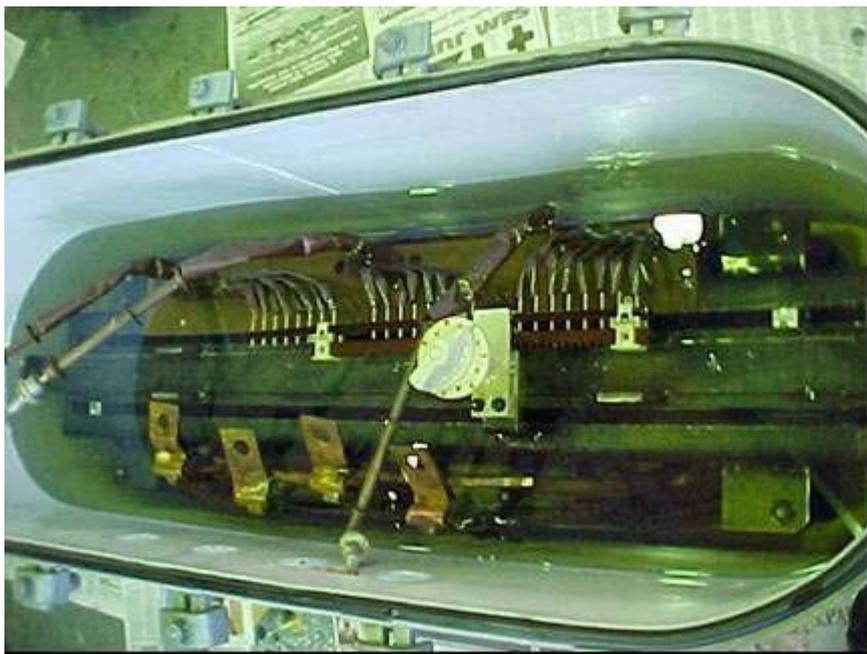
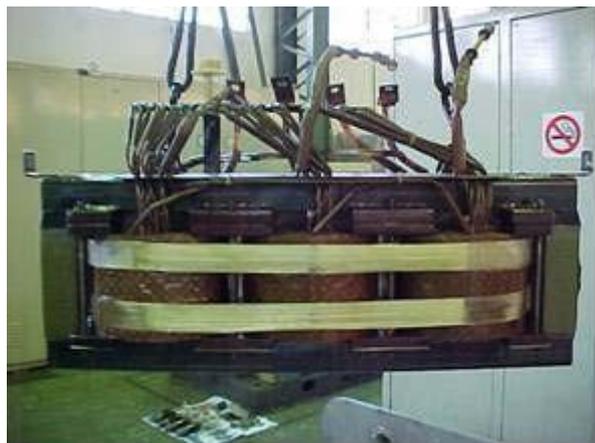


Figura 20 - Vista superior da parte ativa, mostrando pouca folga da parte ativa com o tanque



Figuras 21 e 22 - Vista de mancha na isolamento do enrolamento de AT e detalhe do ponto, que parece indicar falha por descarga entre espiras.



Figuras 23 e 24 - Vista do Fundo do tanque do transformador, com resíduos desprendidos do núcleo amorfo no óleo e pontos de deterioração na pintura causados por atrito da fixação da parte ativa.

Considerando que este transformador apresentou resultados insatisfatórios no ensaio de relação de tensões, indicando um curto entre espiras, que pode ser o indicativo da presença da mancha sobre a isolação. Para a comprovação, a bobina deve ser aberta e verificado o estado das espiras do enrolamento.

Quanto á montagem do núcleo amorfo, pode-se verificar que no projeto desenvolvido por “B”, a junção é na parte superior do núcleo.

Os resíduos presentes no óleo, mostram a fragilidade do material amorfo, que exige cuidados especiais na sua montagem.

5.1.7.2 Transformador “B” 45 kVA - n.º. s.º. 623459002

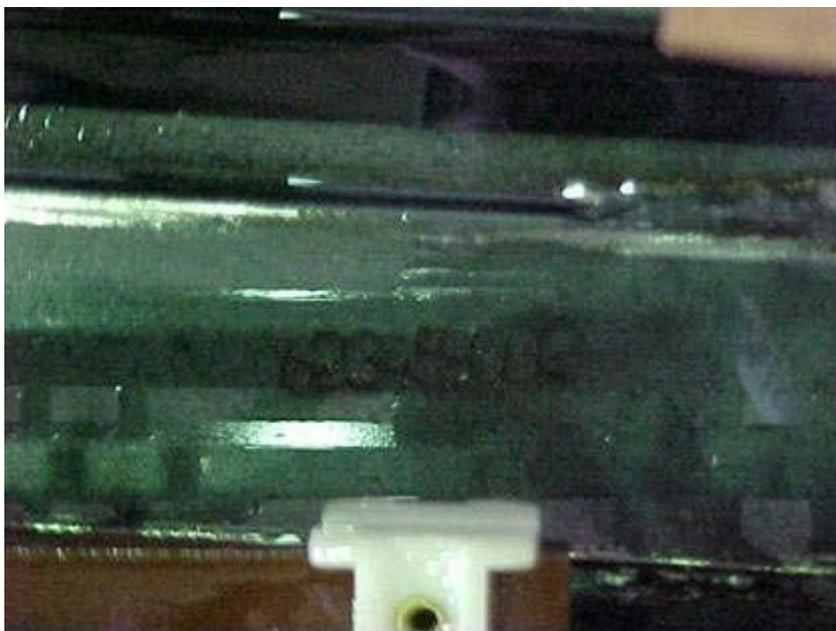


Figura 25 – n.º. de série – identificação do transformador “B” 45 kVA

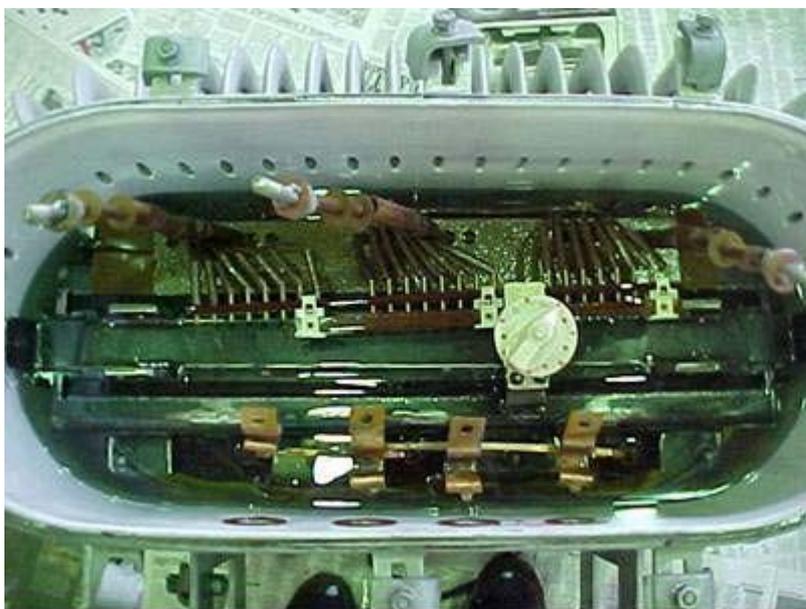


Figura 26 - Vista superior da parte ativa, mostrando pouca folga da parte ativa com o tanque



Figuras 27 e 28 - Vistas laterais da parte ativa, com as amarrações e fixações da parte ativa



Figura 29 - Vista do Fundo do tanque do transformador, com resíduos desprendidos do núcleo amorfo

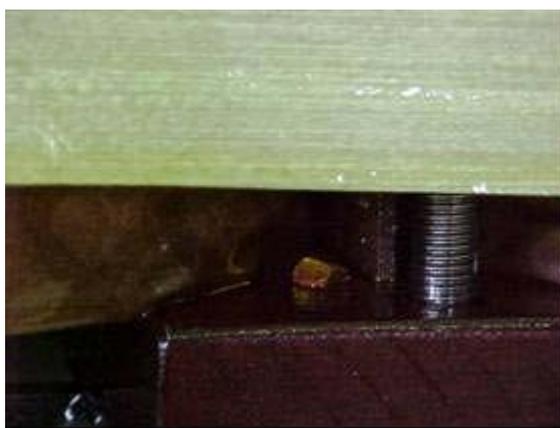


Figura 30 – Detalhe de fragmento de cobre no que ficou depositado no fundo do tanque

Nesta unidade de transformador, que suportou as etapas do ensaio, não aparece a mancha sobre a isolamento dos enrolamentos, o que pode indicar que a mancha que aparece na unidade de 75 kVA é indicativa de falha interna.

O resíduo de cobre presente no fundo do tanque, não parece que foi despreendida do transformador e sim proveniente de descuidos na montagem.

O pouco espaço entre a parte ativa e o tanque, e conseqüentemente pouco volume de óleo, parece ser o indicativo do valor elevado de elevação de temperatura obtido nos ensaios, indicando uma necessidade de melhora no cálculo do projeto de dissipação térmica do transformador.

5.1.7.3 Transformador “A” 45 kVA - n.º. s.º. 225577



Figura 31 – N.º. de série de identificação do transformador “A” 45 kVA



Figura 32- Vista superior da parte ativa, mostrando pouca folga da parte ativa com o tanque



Figura 33 - Detalhe da junção do núcleo amorfo, mostrando fragmentação na superposição das lâminas



Figuras 34 e 35- Vistas laterais da parte ativa, com as amarrações e fixações da parte ativa, mostrando uma placa de isolamento entre o enrolamento de alta tensão e o tanque



Figuras 36 e 37 - Vista do Fundo do tanque do transformador, com resíduos desprendidos do núcleo amorfo no óleo e pontos de deterioração na pintura causados por atrito da fixação da parte ativa.

Nesta unidade de transformador, que suportou as etapas do ensaio, verifica-se o bom estado da isolação dos enrolamentos, porém há indícios de problemas na junção do núcleo, o que pode justificar os fragmentos presentes no óleo. Esses problemas na junção, não prejudicam as perdas em vazio do transformador, que se manteve por volta dos 20% do transformador convencional.

Como pode ser visto a junção nos trafos de núcleo amorfo desenvolvidos por “A” é na parte inferior do núcleo.

O pouco espaço entre a parte ativa e o tanque, e conseqüentemente pouco volume de óleo, parece ser o indicativo do valor elevado de elevação de temperatura obtido nos ensaios, indicando uma necessidade de melhora no cálculo do projeto de dissipação térmica do transformador.

5.1.8 Análise da Falha ocorrida em uma unidade de transformador “B” instalado em campo

A análise da falha, a qual associado ao Ensaio de uma das unidades de pára-raios constante da estrutura de instalação desse transformador, não nos permite concluir se a falha foi decorrente da deficiência de proteção do pára-raios ou por o transformador não suportar a descarga.

Os ensaios mostraram que o pára-raios estava em condições de proteger o transformador, porém existiam outras duas unidades na estrutura que não puderam ser resgatadas para o ensaio, pois foram retiradas e perdidas pela turma que atendeu a ocorrência. Pode ser que a fase que a fase danificada do transformador estivesse sendo protegida por uma dos pára-raios extraviados, e que esse pára-raios não estava em condições de proteção.

Há também a hipótese de que o transformador não estava em condições de suportar a descarga, pois duas outras unidades de transformador “B” submetidas ao ensaio de impulso, apresentou falhas, porém em ensaio comprobatório, outra unidade remanescente de “B” suportou tanto o ensaio com tensão plena reduzida em 75% do valor nominal e posteriormente em 100% do valor nominal.

5.1.9 Processo de Reforma de Transformadores Amorfos

Os transformadores que falharam, seja por problemas em campo ou na realização de ensaios, deverão passar por um processo de reforma, a qual não pode ser objeto de pesquisa neste Projeto.

Entretanto, o fabricante “A” já realizou anteriormente reparos em unidades, procedendo á abertura dos núcleos para a retirada das bobinas, procedimento que foi acompanhado por um especialista da AlliedSignal, o Dr. Chris Prues. Efetivamente, nesse procedimento alguns cuidados devem ser tomados, sendo o principal deles o uso de luvas de algodão por parte de quem estiver manipulando o núcleo (o material é muito fino, cortante e susceptível á oxidação decorrente do suor das mãos). É uma operação delicada que precisa ser executada por quem conhece o comportamento mecânico do material amorfo, que se torna muito frágil, após sofrer o tratamento térmico que confere as baixas perdas específicas (W/kg) a esse material

5.2 Análise Econômica

A análise econômica nesta dissertação é realizada em dois períodos distintos:

- No ano de 2002 (mês setembro), quando da conclusão do projeto;
- No ano de 2006 (mês fevereiro) quando da apresentação da dissertação.

Esta análise comparativa, permite verificar a evolução dos custos de energia e do transformador no período de 3 ½ anos, mostrando uma tendência de uma melhor viabilidade de utilização.

5.2.1. Metodologia da Análise:

Para a análise da viabilidade econômica da utilização de transformadores com núcleo amorfo, foi considerado o método apresentado no Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética da ANEEL, o qual estipula as condições para a aplicação de recursos e as regras da avaliação do custo/benefício que subsidiam as decisões da autorização do emprego de recursos destinados ás concessionárias de energia elétrica nos Programas de Eficiência Energética.

O método em referência leva em consideração os custos evitados, que são os custos verificados em decorrência da economia anual obtida nos custos dos sistemas a montante do segmento considerado pela postergação dos investimentos (custo da demanda evitada) e/ou redução de despesas operacionais (custo de energia evitado).

Para quantificar os custos totais evitados, multiplica-se a quantidade da demanda e da energia evitadas, pelos respectivos "custos unitários evitados".

Serão considerados como custos (de demanda e de energia) para o atendimento de uma unidade consumidora, os incorridos em todo o sistema eletricamente a montante da unidade consumidora, inclusive aqueles do segmento onde a mesma encontra-se ligada.

Todos os projetos devem ter sua relação custo-benefício (RCB) calculada sob a ótica da sociedade.

A avaliação econômica do projeto será feita por meio do cálculo da relação custo-benefício (RCB) de cada uso final, devendo obedecer a seguinte metodologia:

$$RCB = \frac{\text{Custo Anualizado Total}}{\text{Benefícios}}$$

A relação custo-benefício deve ser menor que 0,80 para que o projeto seja considerado viável.

5.2.2 Cálculo dos Benefícios (B):

$$B = (EE \times CEE) + (RDP \times CED)$$

onde:

- EE - Energia Economizada (MWh/ano)
- CEE - Custo Evitado de Energia (R\$/MWh)
- RDP - Redução de Demanda na Ponta (kW)
- CED - Custo Evitado de Demanda (R\$/kW)

5.2.2.1 Método de Cálculo do Custo Evitado de Demanda (CED) e Energia (CEE)

Na determinação dos "custos unitários evitados" deve-se considerar a seguinte estrutura de valores da tarifa horosazonal azul para cada subgrupo tarifário, homologadas por empresa pela ANEEL:

a) Custo Unitário Evitado de Demanda (CED)

$$CED = (12 \times C_1) + (12 \times C_2 \times LP) \quad [R\$/kW.ano]$$

b) Custo Unitário Evitado de Energia (CEE)

$$CEE = \frac{(C_3 \times LE_1) + (C_4 \times LE_2) + (C_5 \times LE_3) + (C_6 \times LE_4)}{LE_1 + LE_2 + LE_3 + LE_4} \quad [R\$/MWh]$$

onde:

- LP - constante de perda de demanda no posto fora de ponta, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta.
- LE1, LE2, LE3 e LE4 - constantes de perdas de energia nos postos de ponta e fora de ponta para os períodos seco e úmido, considerando 1kW de perda de demanda no horário de ponta.

- C1 - custo unitário da demanda no horário de ponta [R\$/kW.mês];
- C2 - custo unitário da demanda fora do horário de ponta [R\$/kW.mês];
- C3 - custo unitário da energia no horário de ponta de períodos secos [R\$/MWh];
- C4 - custo unitário da energia no horário de ponta de períodos úmidos [R\$/MWh];
- C5 - custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos secos [R\$/MWh];
- C6 - custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos úmidos [R\$/MWh]

Os valores das constantes LP e LE são calculados a partir dos postos horários da tarifa horosazonal azul, com base em uma série de Fatores de Carga (FC) e Fatores de Perdas (Fp), segundo a fórmula a seguir:

$$F_p = k \times FC + (1-k) \times FC^2$$

onde:

- k varia de 0,15 a 0,30. O valor de k deve ser explicitado no projeto.
- FC - Fator de Carga do segmento elétrico, imediatamente a montante daquele considerado ou, que sofreu a intervenção, ou ainda, na falta deste, admitir-se-á o médio da Empresa dos últimos 12 meses.

c) Dados atribuídos para a Concessionária:

- FC = 0,67 (fator de carga médio da empresa)
- k = 0,17 (alimentadores);
0,16 (subestações);
0,18 (trafo distribuição);
0,22 (circuito secundário)
- Tarifas da Concessionária para o ano de 2002 – Resolução nº. 185, de 04 de abril de 2002, da ANEEL

Tabela 20 – Tarifas horo-sazonal azul da Concessionária – Ano 2002

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO HORÁRIO	DEMANDA (R\$/kW)			
SUBGRUPO	PONTA (C ₁)		FORA DE PONTA (C ₂)	
A4 (2,3 a 25 kV)	22,99		7,67	
CONSUMO (R\$/MWh)				
SEGMENTO SAZONAL	PONTA		FORA DE PONTA	
SUBGRUPO	SECA (C ₃)	UMIDA (C ₄)	SECA (C ₅)	UMIDA (C ₆)
A4 (2,3 a 25 kV)	150,98	139,70	71,79	63,43

- Tarifas da Concessionária para o ano de 2006 – Resolução nº. 081, de 06 de abril de 2005, da ANEEL, incluindo a tributação de PIS e COFINS, relativas ao mês de Fevereiro 2006. Esses tributos foram acrescentados á tarifa, pós 2002.

Tabela 21 – Tarifas horo-sazonal azul da Concessionária – Ano 2006 (Fev)

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL				
SEGMENTO HORÁRIO	DEMANDA (R\$/kW)			
SUBGRUPO	PONTA (C ₁)		FORA DE PONTA (C ₂)	
A4 (2,3 a 25 kV)	31,552455		9,336951	
CONSUMO (R\$/MWh)				
SEGMENTO SAZONAL	PONTA		FORA DE PONTA	
SUBGRUPO	SECA (C ₃)	UMIDA (C ₄)	SECA (C ₅)	UMIDA (C ₆)
A4 (2,3 a 25 kV)	270,936	244,027	148,844	132,628

d) Determinação de LP, LE₁, LE₂, LE₃, LE₄

Dados fornecidos pelo Anexo IV do Manual de Eficiência Energética

Tabela 22 – Determinação de LP, LE₁, LE₂, LE₃, LE₄

Fator de Carga	LP	LE	LE ₁	LE ₂	LE ₃	LE ₄
k = 0,15						
0,65	0,5041	4,00004	0,36950	0,25865	1,97632	1,39557
0,70	0,5476	4,56834	0,38516	0,26961	2,29381	1,61977
k = 0,20						
0,65	0,5041	4,09968	0,36950	0,25865	2,03473	1,43681
0,70	0,5476	4,66032	0,38516	0,26961	2,34772	1,65783

Considerando que o Manual do Programa de Eficiência Energética – MPEE da ANEEL estipula os valores á montante, e considerando que o montante dos transformadores é o alimentador, pode-se considerar os valores de FC de 0.67 e k=0,17, interpolando os dados da tabela, acham-se os valores:

Tabela 23 – Determinação de LP, LE₁, LE₂, LE₃, LE₄ para K=0,17

Fator de Carga	LP	LE	LE ₁	LE ₂	LE ₃	LE ₄
k = 0,17						
0,67	0,5215	4,26599	0,375764	0,263034	2,12596	1,501237

5.2.2.2 Cálculo do Custo Evitado de Demanda (CED) e Energia (CEE)

a) Cálculo do Custo Unitário Evitado de Demanda (CED)

$$\text{CED} = (12 \times C_1) + (12 \times C_2 \times \text{LP}) \text{ [R\$/kW.ano]}$$

- Ano 2002:

$$\text{CED} = (12 \times 22,99) + (12 \times 7,67 \times 0,5215)$$

$$\text{CED} = 323,87886 \text{ [R\$/kW.ano]}$$

- Ano 2006 (mês Fev):

$$CED = (12 \times 31,552455) + (12 \times 9,336951 \times 0,5215)$$

$$CED = 437,06001 \text{ [R\$/kW.ano]}$$

b) Cálculo do Custo Unitário Evitado de Energia (CEE)

$$CEE = \frac{(C_3 \times LE_1) + (C_4 \times LE_2) + (C_5 \times LE_3) + (C_6 \times LE_4)}{LE_1 + LE_2 + LE_3 + LE_4} \text{ [R\$/MWh]}$$

- Ano 2002:

$$CEE = \frac{(150,98 \times 0,375764) + (139,70 \times 0,263034) + (71,79 \times 2,12596) + (63,43 \times 1,501237)}{4,26599}$$

$$CEE = 80,0107 \text{ [R\$/MWh]}$$

- Ano 2006 (mês Fev):

$$CEE = \frac{(270,396 \times 0,375764) + (244,027 \times 0,263034) + (148,844 \times 2,12596) + (132,628 \times 1,501237)}{4,26599}$$

$$CEE = 159,7606 \text{ [R\$/MWh]}$$

5.2.2.3 Cálculo da Energia Evitada (EE) e Demanda Evitada (RDP)

A energia e a demanda evitada é calculada pela redução das perdas em vazio do transformador. Dessa forma, foram adotadas uma redução de 80% das perdas em vazio de um transformador com núcleo amorfo em relação a um transformador convencional, e considerando as perdas em vazio do transformador padrão ABNT NBR 5440, teremos:

Tabela 24 – Cálculo da Energia Evitada (EE) e da Demanda Evitada (RDP)

Trafo	Perdas em Vazio (kW)		Demanda Evitada (RDP) (3) = (1) - (2)	Energia Economizada (EE)		
	Convencional (1)	Núcleo Amorfo (2)		Diário (4) = (3) x 24h	Mensal (5) = (4) x 30d	Ano (6) = (5) x 12m
45 kVA	0,22	0,044	0,176 kW	4,224 kWh	126,72 kWh	1,52064 MWh
75 kVA	0,33	0,066	0,264 kW	6,336 kWh	190,08 kWh	2,28096 MWh

O fator considerado de redução de perdas de 80% considera a média da redução de perdas, e está coerente com os valores encontrados nos ensaios e nos levantamentos de campo dos transformadores com núcleo amorfo, objeto desta pesquisa.

5.2.2.4 Cálculo do Benefício:

$$B = (EE \times CEE) + (RDP \times CED)$$

Tabela 25 – Cálculo do Benefício (B)

Trafo	Parâmetros				
Potencia	EE	CEE	RDP	CED	B
Ano 2002					
45 kVA	1,52064 MWh	80,0107	0,176 kW	323,87886	R\$ 178,67
75 kVA	2,28096 MWh	[R\$/MWh]	0,264 kW	[R\$/kW.ano]	R\$ 268,00
Ano 2006 (mes Fevereiro)					
45 kVA	1,52064 MWh	159,7606	0,176 kW	437,06001	R\$ 319,86
75 kVA	2,28096 MWh	[R\$/MWh]	0,264 kW	[R\$/kW.ano]	R\$ 479,79

Os dados calculados, mostram uma economia anual pela redução de perdas em vazio nos transformadores com núcleo amorfo de R\$ 178,67 para a unidade de 45 kVA e R\$ 268,00 para a unidade de 75 kVA, no ano de 2002, e de R\$ 319,86 para a unidade de 45 kVA e R\$ 479,79 para a unidade de 75 kVA, no ano de 2006 (Fev), com um aumento percentual de 79,02%.

5.2.3 Cálculo dos Sobrecustos admissíveis para os transformadores amorfos (ΔC):

No cálculo dos sobrecustos, será levado em consideração a diferença de custos permitida entre um transformador com núcleo amorfo e o transformador convencional, de forma a permitir a troca de tecnologia dentro de uma concessionária, baseado na aceitação de um projeto financiado com relação entre custos x benefícios $\leq 0,85$, valor regulamentado em 2002 e custos x benefícios $\leq 0,80$, valor regulamentado em 2006. Os cálculos dos sobrecustos são calculados para o ano de 2002 e 2006 (mês de Fevereiro).

Dessa forma, os sobrecustos são calculados na tabela XVIII, baseados nos benefícios anuais calculados no item 5.2.2.3 e integralizados para a vida útil do transformador, que pode ser estimada em 20 ou 25 anos (não há uma definição precisa sobre a vida útil esperada ou alcançada por um transformador).

Os cálculos apresentados na tabela XVIII, obedecem a seguinte seqüência de cálculo e fórmulas:

5.2.3.1 Cálculo do Sobrecusto máximo anual (ΔC_a):

a) Para 2002: $\Delta C_a = 0,85 \times B$

onde:

- ΔC_a - Custo anualizado da diferença de custos entre o transformador com núcleo amorfo e o transformador convencional;

- 0,85 = fator de relação benefício/custo estipulado no Manual da Aneel para aceitação de projetos de substituição de tecnologia, em 2002.
- B = Benefícios calculados no item 5.2.2.3

b) Para 2006: $\Delta C_a = 0,80 \times B$

onde:

- ΔC_a e B conforme 5.2.3.1.a;
- 0,80 = fator de relação benefício/custo estipulado no Manual da Aneel para aceitação de projetos de substituição de tecnologia, em 2006.

5.2.3.2 Cálculo do Sobrecusto máximo admissível por unidade de transformadores com mesma vida útil (ΔC):

$$\Delta C = \Delta C_a / FRC$$

onde:

- ΔC – Diferença de custos entre o transformador com núcleo amorfo e o transformador convencional;
- ΔC_a - Custo anualizado da diferença de custos entre o transformador com núcleo amorfo e o transformador convencional;
- FRC - Fator de recuperação de capital considerando a vida útil;

5.2.3.3 Cálculo do fator de recuperação de capital (FRC):

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

onde:

- FRC - Fator de recuperação de capital considerando a vida útil;
- n - vida útil (em anos);
- i - taxa de juros (taxa de desconto)

Cálculo de FRC para taxa de desconto igual a 12%, de acordo com o item II.3.2 do Manual e baseada no Plano Decenal de Expansão 1999/2008 aprovado pela Portaria MME nº 151, de 10 de maio de 1999.

Para a vida útil, foram considerados dois valores, 20 e 25 anos.

Para n = 20 e i = 12% \Rightarrow FRC = 0,133879

Para n = 25 e i = 12% \Rightarrow FRC = 0,1275

Tabela 26 – Cálculo do Sobrepreço do Transformador

Ano 2002				
Potencia Trafo	Benefício Anual (B)	Sobrecusto Máximo Anual (ΔC_a) = 0,85 x (B)	Cálculo do Sobrecusto (ΔC) para i=12%	
			n=20 anos FRC = 0,133879	n=25 anos FRC = 0,1275
45 kVA	R\$ 178,67	R\$ 151,87	R\$ 1.134,38	R\$ 1.191,14
75 kVA	R\$ 268,00	R\$ 227,8	R\$ 1.701,54	R\$ 1.786,67
Ano 2006 (mês de Fevereiro)				
Potencia Trafo	Benefício Anual (B)	Sobrecusto Máximo Anual (ΔC_a) = 0,80 x (B)	Cálculo do Sobrecusto (ΔC) para i=12%	
			n=20 anos FRC = 0,133879	n=25 anos FRC = 0,1275
45 kVA	R\$ 319,86	R\$ 255,89	R\$ 1.911,34	R\$ 2.006,96
75 kVA	R\$ 479,79	R\$ 383,83	R\$ 2.867,01	R\$ 3.010,45

Do cálculo efetuado, pode-se concluir que os sobrepreços permitidos para a troca de tecnologia entre os transformadores de núcleo convencional para os transformadores com núcleo amorfo. A adoção de 20 ou 25 anos de vida útil, dependerá do tempo de vida útil adotado por cada empresa, baseado na expectativa de vida dos transformadores instalados em suas redes. Observar também que em função da mudança do valor da relação custo/benefício de 0,85 para 0,80 de 2002 para 2006, há uma menor atratividade econômica para a mudança de tecnologia.

5.2.4 Viabilidade de Utilização dos Transformadores Amorfo produzidos no Brasil:

Considerando os dados fornecidos pelo fabricante do núcleo amorfo (Honeywell) e por fabricantes de transformadores presentes no mercado nacional, foram calculados os sobrepreços existentes nos transformadores atualmente produzidos no Brasil, os quais serão comparados com os sobrepreços permitidos que foram calculados no item 5.2.3, visando verificar a viabilidade econômica de utilização dos transformadores com núcleo amorfo.

5.2.4.1 Estimativa de Cálculo de Custos de Projetos de Transformadores com Núcleo em Metal Amorfo, comparativamente aos transformadores convencionais com núcleo em ferro silício:

O transformador considerado foi do tipo trifásico, classe de tensão 15 kV, potência de 75 kVA, conforme normas NBR 5440 e NBR 5356 da ABNT.

Fontes: Indústria de Transformadores Romagnole em 2002 e Itaipu Transformadores em 2006.

a) Dados de Projeto:

Tabela 27 – Dados comparativos de projeto de transformador amorfo e convencional

	Núcleo		Enrolamento		Óleo, tanque e radiadores				
	Perdas em Vazio (W)	Peso (kg)	Perdas em Carga (W)	Peso (kg)	Elev. Temperat.(°C)			Óleo (l)	Tanque e radiadores (kg)
					oleo	BT	AT		
Trafo FeSi	315	125	1150	53	47,7	52,7	54,7	82	90
Trafo Amorfo	58	195	1188	80	41,4	45,6	47,9	119	95

Os dados acima do projeto, mostram que além do peso do núcleo amorfo ser maior que o do núcleo convencional em FeSi, o enrolamento de cobre nos transformadores com núcleo amorfo é cerca de 50% superior ao do trafo normal, para manter o mesmo nível de perdas em carga. Isto é devido ao fato de que o trafo amorfo necessita de uma corrente adicional para a indução no núcleo.

b) Dados de custos do núcleo de material amorfo, fornecido por representante da Honeywell:

Tabela 28 – Dados de custos e características de núcleos amorfos fornecidos pela Honeywell

3-phase SHELL Type, 60Hz, H.V. 13200V; L.V. 220V - 127V Ground

kVA	Excitating Current	Core Loss	Copper Loss	Impedance	H.V. BIL	L.V. BIL	Core Weight	Core Price (FOB TW)**	Core Price (CIF BR) *
45	0,58%	45 W	668 W	2,49%	95 kV	30 kV	151 Kgs	US\$ 453	R\$ 2.310,30
75	0,45%	60 W	1265 W	2,67%	95 kV	30 kV	201 Kgs	US\$ 603	R\$ 3.075,30

* Para a composição do preço em CIF no Brasil, foi considerado o fator de 1,7 que corresponde ao sobrepreço por impostos e transporte até o Brasil (fator considerado pela área de suprimentos da Concessionária e a taxade R\$ 3,00/1US\$ em 2002 e de R\$ 2,30/1US\$ em Fev/2006. Admitidos estes valores, o custo unitário do kg do material amorfo é de US\$ 3.00 (FOB), US\$ 5.10 (CIF) e R\$ 15,50 em 2002 e R\$ 11,73 em Fev/2006.

** Remark: 1. FYI, please note that the % impedance here listed are lower than those described in your e-mail.
2. The discount on the pricing can be considered in large purchasing basis.
Fonte: San Jiang Electric Mfg. Co - Marcus Lee

c) Dados de Custos de Produção de Transformadores de 75 kVA

Os dados dos custos foram calculados para o ano de 2002 e no ano de 2006 (mês Fevereiro)

Tabela 29 – Dados comparativos de custos de transformador amorfo e convencional

Trafo Tipo	Núcleo			Enrolamentos			Óleo			Chapa/Tubos			Custo dos itens (R\$)
	Peso (kg)	R\$ (kg)	Custo (R\$)	Peso (kg)	R\$ (kg)	Custo (R\$)	Vol. (l)	R\$ (l)	Custo (R\$)	Peso (kg)	R\$ (kg)	Custo (R\$)	
Ano 2002													
Trafo FeSi	125	7,80	975,00	53		651,90	82		172,20	90		180,00	1.979,10
Trafo Amorfo	195	15,50	3022,50	80	12,30	984,00	119	2,10	249,90	95	2,00	190,00	4.446,40
Ano 2006 (mês de Fevereiro)													
Trafo FeSi	125	12,50	1562,50	53		954,00	82		287,00	90		675,00	3.478,50
Trafo Amorfo	195	11,73	2287,35	80	18,00	1440,00	119	3,50	416,50	95	7,50	712,50	4.856,35

Valores adotados: Material do núcleo amorfo: US\$ 5,00/kg \Rightarrow 1 US\$ = R\$ 3,00 em 2002 e 1 US\$ = R\$ 2,30 em Fev/2006

d) Custos de comercialização:

- Preço **aproximado** total do Trafo amorfo: R\$ 7.500,00 (2002) e R\$ 8.200,00 (Fev/2006)*
- Preço **aproximado** total do Trafo Convencional: R\$ 3.340,00 (2002) e R\$ 4.940,00 (Fev/2006)**

* O custo do transformador com núcleo amorfo em Fev/2006, foi baseado no mesmo percentual ($7.500,00/4.446,40 = 1,6867 \rightarrow 68,67\%$) sobre o preço de custo, visto que atualmente o mercado nacional não tem comercializado este produto.

** O custo do transformador convencional foi baseado em aquisições recentes de uma concessionária e considera o fator de economia de escala e competitividade de mercado.

e) Diferença de Custos:

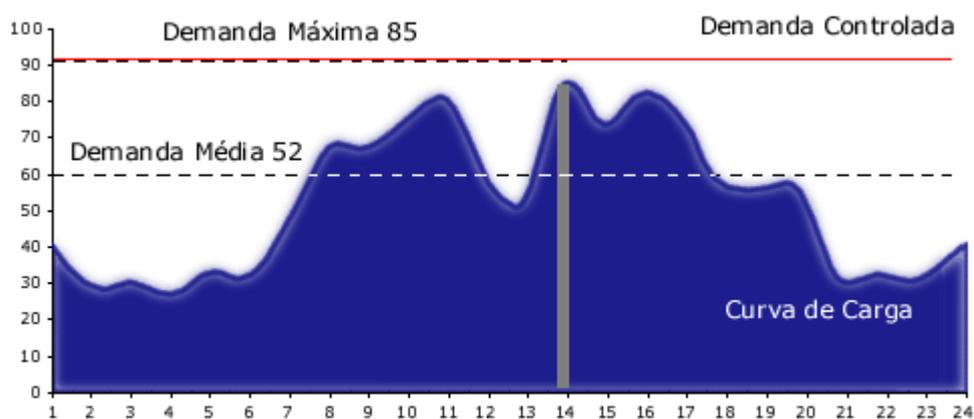
Considerando os custos informados no item c), a diferença de custos entre uma unidade de 75 kVA com núcleo amorfo e uma convencional de R\$ 7.500,00 – 3.340,00 = R\$ 4.160,00 em 2002, que correspondia á $4.160,00 / 1786,67 = 2,33$ vezes o sobrepreço admissível para que a alternativa de substituição do transformador convencional fosse viável pela metodologia implementada pela ANEEL em 2002. Cabe ressaltar que o sobrepreço adotado neste cálculo, corresponde á vida mais longa esperada para o transformador, que é de 25 anos.

O mesmo raciocínio adotado em Fev/2006 mostra uma diferença de custos de R\$ 8.200,00 – R\$ 4.940,00 = R\$ 3.260,00, que corresponde a $3.260,00 / 3.010,45 = 1,08$ vezes o sobrepreço admissível, mostrando uma melhor atratividade.

5.2.5 Influência do Fator de Carga na Análise de Viabilidade Econômica:

5.2.5.1 Conceituação de Fator de Carga:

É definido como "a relação entre a demanda média verificada em um dado intervalo de tempo e a máxima demanda registrada neste mesmo intervalo. Quanto maior o fator de carga, melhor caracteriza-se a utilização de energia elétrica em uma instalação." Veja o gráfico:



$$\text{Fator de Carga} = \frac{D_{\text{Média}}}{D_{\text{Máxima}}} = \frac{52}{85} = 0,62$$

Neste exemplo, é apresentado o comportamento da demanda diária de um prédio hipotético, medida de 15 em 15 minutos conforme a concessionária.

A demanda máxima é bem superior à média, resultando em um fator de carga baixo. Como o contrato de energia determina um valor de demanda limite, esta deve ser (neste caso) próximo de 85. Entretanto, a instalação só consome esta potência em um pequeno período do dia, e paga por ela todo o restante do dia.

5.2.5.2 Levantamento dos Fatores de Carga dos Transformadores Amorfos Utilizados no Estudo:

Para a determinação do valor do fator de carga, levou-se em consideração a demanda média de cada transformador sobre a potência nominal do transformador, que seria a demanda máxima esperada para o mesmo. Como valor de demanda média, foi considerado o maior valor da demanda média mensal ocorrida no período da instalação do transformador em campo.

Tabela 30 – Dados de demanda e cálculo de fator de carga dos transformadores

Local Instalação		Transformador			Demanda Média		Fator de Carga
Local	Município	Marca	Nº. série	Potencia	Valor	Mês/ano	
Av. Ivo Pareschi, 470	Ribeirão Preto	“A”	225.577	45	16,13	05/2002	0,36
Av. D	Ribeirão Preto	Outros ⁽¹⁾	-	30	11,22	04/2002	0,37
R. Luiz C. Pereira	Ribeirão Preto	“A”	205.071	75	23,56	03/2002	0,31
Av. José Benalli	Ribeirão Preto	“A”	205.073	75	28,68	04/2002	0,38
Av. Carlos Grimaldi, 34	Campinas	“B”	623.459.001	45	11,46	05/2002	0,25
R. Antonio C. Prado, 216	Campinas	“B”	623.459.002	45	7,73	06/2002	0,17
R. Dr. Emilio Ribas, 970	Campinas	“B”	623.470.001	75	25,32	04/2002	0,34
Av. Mons. Jerônimo Baggio, 564	Campinas	“B”	623.470.002	75	27,88	12/2001 ⁽²⁾	0,37

- (1) Neste local estava previsto a instalação de outra unidade do transformador “A” de 45 kVA que apresentou falha no ensaio da 1ª. etapa e não foi reposta. A monitoração foi feita no transformador convencional existente no local.
- (2) O período de monitoração foi de outubro a dezembro/2001, devido á retirada do transformador por falha.

Os dados constantes na Tabela mostram o valor do fator de carga variando de 0,17 a 0,37, portanto bem inferior ao valor de 0,67 considerado para todo o sistema de distribuição da Concessionária.

Considerando que a avaliação da viabilidade de substituição de tecnologias constante no Manual de Eficiência Energética da ANEEL leva em consideração o fator de carga dosistema, serão feitos cálculos e mostrados graficamente a viabilidade de utilização dos transformadores com núcleo amorfo de 75 kVA que levará em consideração o sobrecusto sobre o transformador convencional e diversos fatores de carga, variando de 0,10 a 0,70, e considerando também a vida útil esperada de 20 e 25 anos.

5.2.5.3 Cálculos e Apresentação de Resultados:

Para este cálculo, foram considerados os parâmetros do Manual de Eficiência da ANEEL, ou sejam:

$$\text{RCB (relação custo/benefício)} = \frac{\text{Custo Anualizado Total}}{\text{Benefícios}} = 0,85 \text{ para } 2002, \text{ e}$$

$$\text{RCB (relação custo/benefício)} = \frac{\text{Custo Anualizado Total}}{\text{Benefícios}} = 0,80 \text{ para } 2006$$

Sob essas condições, foi calculado o sobrecusto permissível para uma unidade de transformador com núcleo amorfo de 75 kVA em relação ao convencional de mesma potência, na mesma relação de taxa de desconto (12% a.a.) e para a vida útil de 20 e 25 anos, conforme tabela XXIII.

Nos cálculos, foram utilizados os mesmos parâmetros dos itens 5.2.2.1, 5.2.2.2, 5.2.2.3 e 5.2.2.4, com diferenciação apenas do fator de carga.

Tabela 31 – Cálculo de sobrecusto dos transformadores em função do fator de carga

Fator de Carga	Sobrecusto admissível			
	Ano 2002		Ano 2006 (mês Fevereiro)	
	n = 20 anos	n = 25 anos	n = 20 anos	n = 25 anos
0,10	3410,361	3580,986	5407,984	5678,553
0,15	2640,418	2772,521	4263,168	4476,460
0,20	2282,220	2396,403	3732,735	3919,488
0,25	2082,559	2186,752	3437,744	3609,739
0,30	1959,089	2057,105	3255,420	3418,293
0,35	1877,468	1971,400	3134,720	3291,554
0,40	1821,054	1912,164	3050,987	3203,632
0,45	1780,870	1869,969	2990,956	3140,598
0,50	1751,709	1839,349	2946,966	3094,406
0,55	1730,332	1816,902	2914,241	3060,044
0,60	1714,672	1800,460	2889,759	3034,338
0,65	1704,513	1789,792	2873,160	3016,908
0,70	1696,417	1781,291	2859,502	3002,567

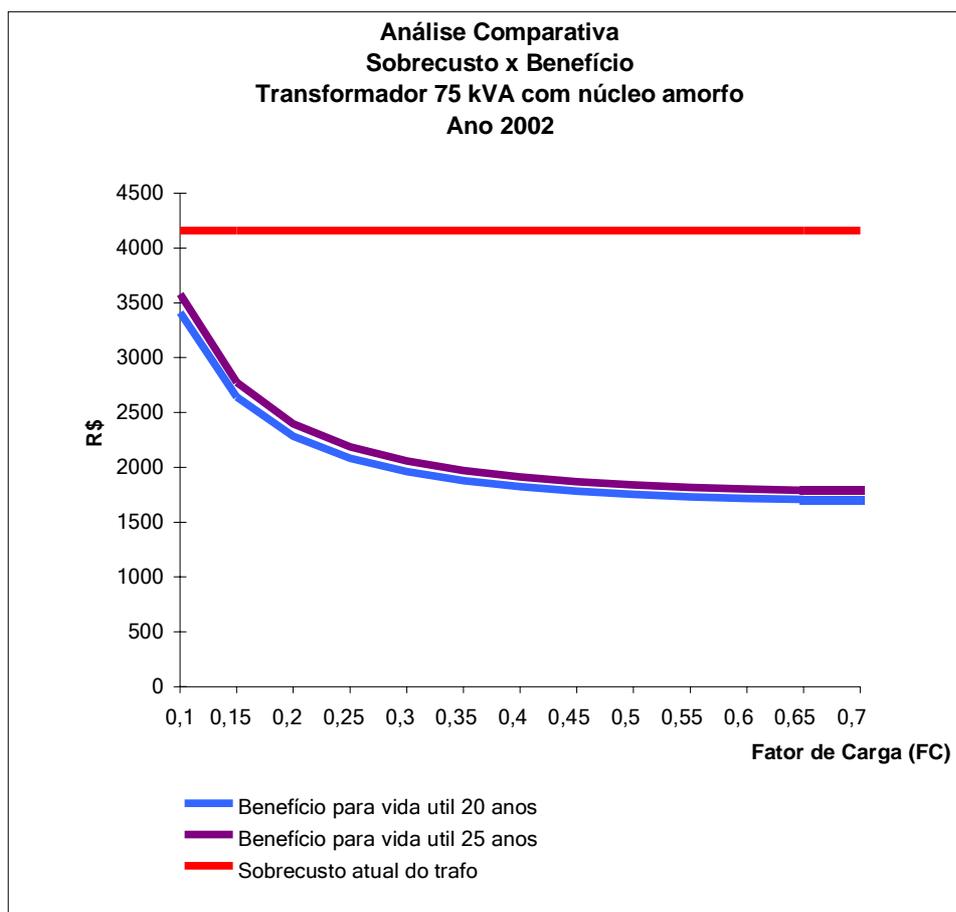


Figura 38 – Representação gráfica do Sobrecusto em função do fator de carga para o ano de 2002

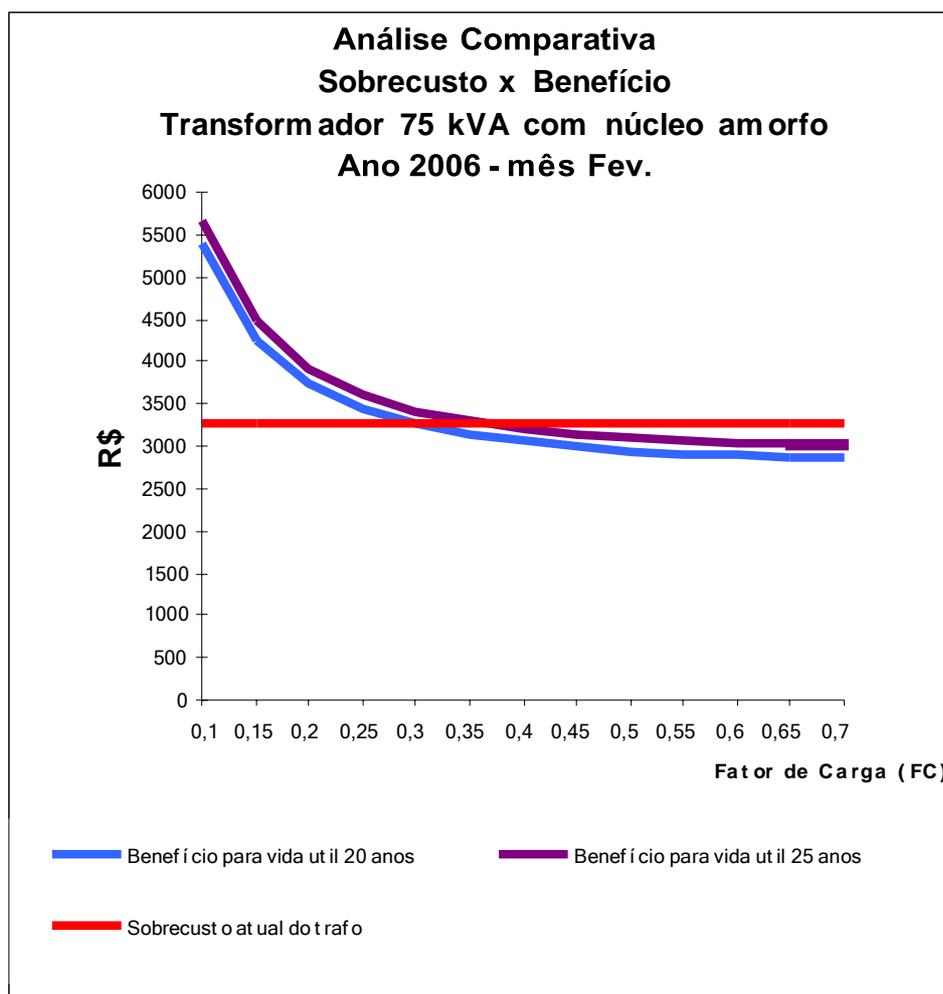


Figura 39 – Representação gráfica do Sobrecusto em função do fator de carga para o ano de 2006

Nos gráficos apresentados, pode-se verificar que quanto mais baixo o fator de carga do transformador instalado na rede de distribuição, mais viável fica a sua substituição pelo tipo com núcleo amorfo.

Uma comparação entre os gráficos do ano de 2002 e de 2006, mostra uma melhor viabilidade de utilização para o transformador no ano de 2006. Enquanto em 2002 não havia viabilidade, mesmo com baixos fatores de carga, em 2006 mostra uma viabilidade para valores abaixo de 0,3 para vida estimada do transformador de 20 anos e valores abaixo de 0,40 para vida estimada de 25 anos.

As principais alterações no período, foram:

- A redução da relação de benefício x custo de 0,85 para 0,80 em Projetos de Eficiência Energética da ANEEL favorece a viabilização de novas tecnologias com custos superiores á convencional existente;
- A relação dólar/real baixou de R\$ 3,00/1US\$ para R\$ 2,30/1US\$, com redução de 23%;
- Houve um aumento acentuado do núcleo do transformador em aço silício no período, da ordem de 60%;
- A demanda evitada teve uma elevação de custo de 35%, enquanto que a energia evitada elevou-se em 100%.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 Perdas:

A principal característica e diferenciação dos transformadores com núcleo amorfo em relação aos transformadores convencionais, ou seja, as perdas em vazio se confirmaram e mostraram também que permanecem inalteradas com o uso em campo, no período desta avaliação, que foi de 01 ano.

As perdas em carga ainda podem ser melhoradas, principalmente no projeto do transformador de 45 kVA, que apresentaram perdas no enrolamento até superiores às obtidas nos transformadores convencionais.

6.2 Projeto e Construção dos Transformadores:

O Projeto e construção ainda necessitam de ajustes, principalmente quanto ao atendimento dos valores de elevação de temperatura, que devem ser objeto de alterações no projeto.

Outro ponto a ser considerado é quanto ao isolamento da parte ativa, e em especial do lado de alta tensão, que pode ter sido o responsável por falha em transformador do fabricante “B”.

Comprovação desse fato, poderá ser feito em observações quando da desmontagem do transformador para reforma.

Em relação á construção, é recomendável a adoção de um processo, que minimize o despreendimento de partes do núcleo, que ficam imersas no óleo.

6.3 Viabilidade Econômica de Utilização:

Os dados mostrados no item 5.2.5.3 mostram que os sobrecustos apresentados pelos transformadores com núcleo amorfo em relação aos transformadores convencionais, associados aos benefícios decorrentes da economia de energia pela redução das perdas, melhoraram no período de 2002 a 2006, influenciados pelos fatores citados no mesmo item, mostrando viabilidade da utilização com fatores de carga abaixo de 0,30 para transformadores com vida útil estimada de 20 anos e abaixo de 0,40 para transformadores com vida útil estimada de 25 anos.

Alguns obstáculos, ainda prejudicam o custo do transformador com núcleo amorfo, entre os quais:

- O monopólio da Honeywell foi recentemente extinto, e a entrada de outros fornecedores como a Hitachi do Japão, ainda está em fase inicial, não refletindo ainda nos custos de mercado, o que deve ocorrer logo;
- A economia de escala não existe, o que impossibilita reduzir o preço unitário, a produção em larga escala, reduzirá os custos de produção;
- O núcleo é vendido pela Honeywell em tipo padrão para cada potencia e já pronto, o que faz com que o fabricante de transformador tenha que adaptar o projeto às características do núcleo. Se o material do núcleo for vendido em bobinas, possibilitando o projeto por parte do fabricante do transformador, espera-se uma otimização do projeto e redução dos custos;
- Não há subsídios ou estímulos por parte do governo, se houver reduções de taxas de importações, a exemplo do ocorrido com lâmpadas fluorescentes compactas, haverá mais competitividade nos preços;
- A redução da relação custo-benefício (RCB) de 0,85 em 2002 para 0,80 em 2006, dificultou uma melhor viabilidade de utilização da tecnologia de material amorfo;
- Escassez de energia no Brasil ou mesmo realinhamento de preços, podem elevar os custos da energia, subindo a curva do benefício.

Isso mostra que há alguns indícios futuros que poderão viabilizar essa alternativa, como a quebra do monopólio, a escassez de energia e conseqüente aumento de tarifas e também subsídios á adoção de alternativas de tecnologias que proporcionem redução de perdas.

A avaliação econômica mostra também que a relação custo/benefício é maximizada, quando os transformadores com núcleo amorfo são aplicados em instalações com baixos fatores de carga.

6.4 Utilização futura dos Transformadores Amorfos na Concessionária:

Em relação á Concessionária, recomenda-se um levantamento das instalações transformadoras com baixos fatores de carga, a sua quantificação, e quando o cenário apontar para a redução

de custos dos transformadores amorfos ou altos custos de energia, a realização de um Programa de Eficientização Energética a ser submetido á ANEEL, para aquisição de lotes de transformadores amorfos e aplicação em pontos pré-determinados nos levantamentos.

O aumento da demanda desses transformadores implicará na redução de custos por economia de escala, com conseqüente redução de custos e viabilização de utilização em fatores de cargas mais altos.

Quanto aos problemas técnicos verificados, considerando ser os lotes sob análise, ainda em fase de protótipo, a correção dos problemas apontados neste trabalho e a adequação da linhade montagem, certamente trarão resultados satisfatórios. Recomenda-se na aquisição de novos lotes, a realização de todos os ensaios de tipo, principalmente ensaios de elevação de temperatura, impulso e curto-circuito.

6.5 Cuidados na Instalação-Piloto dos Tansformadores na Concessionária:

Embora com viabilidade econômica mais acentuada em baixos fatores de carga, os transformadores com núcleo amorfo devem preferencialmente ser instaladas em locais de alto fator de carga, de modo a comprovar á suportabilidade aos carregamentos altos e com monitoração das descargas atmosféricas, com a instalação de contador de descarga na estrutura.

Recomenda-se também a proteção de sobretensões desses transformadores por para-raios do tipo óxido de zinco e sem centelhadores.

É também recomendável a utilização dos multimedidores trifásicos associados aos TC's de baixa tensão para a monitoração do carregamento.

Essa instalação seria em caráter permanente, porem com monitorações periódicas, e necessitaria da coleta mensal dos dados dos multimedidores.

6.6 Resultados esperados para a Concessionária:

Considerando-se os aspectos econômicos satisfatórios e corrigidos os aspectos técnicos apresentados como deficientes, pode-se estimar o ganho a ser obtido, tomando-se uma decisão da adoção da nova tecnologia de transformadores com núcleo em material amorfo, conforme mostrado na Tabela 32.

Tabela 32 - Dados projetados de perdas no sistema de uma concessionária

Potencia (kVA)	Quantidade no Sistema da Concessionária	Perdas (W)			Redução Perdas no Sistema da Concessionária (W)
		NBR 5440	Amorfo	Redução	
45	33.148	220	44	176	5.834.048
75	16.299	330	66	264	4.302.936
Total					10.136.984

A economia das perdas, sómente com a utilização dessas potencias de trafos com núcleo de liga amorfa, seria da ordem de 10 MW, suficiente para a alimentação de uma cidade de médioporte, dados consideráveis no momento atual de busca de eficientização energética.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. PERIÓDICOS

Fish, Gordon E. Soft magnetic materials. Proceedings of the IEEE, Vol. 78, no. 6, pp. 974- 972, 1990.

RASKIN, D., DAVIS, A. L. Metallic glasses: a magnetic alternative. IEEE Spectrum, vol. 18, n. 11, pp. 28-33, Nov. 1981.

Ng, H. W., Hasegawa, R., Lee, A. C. e Lowdermilk, L. A. Amorphous alloy core distribution transformer. Proceedings of the IEEE, Vol. 79, No. 11, pp. 1608-1623, 1991.

Hasegawa, R. Application of rapidly solidified metals in the USA and Japan. Bern: Technische Rundschau, 1991, 8 p.

LUCIANO, B. A. e ROCHA. P. M. C. Transformadores com núcleo de material amorfo: do ambiente acadêmico á linha de montagem industrial. In: INTERAÇÃO – Revista de Tecnologia da Universidade Federal da Paraíba, No. 1, Junho/2000.

Evaluating Harmonic-Induced Transformer Heating; M. T. Bishop, Senior Member IEEE Cooper Power Systems, Systems Engineering Group, Franksville, Wisconsin; J. F. Baranowski, Member IEEE, Cooper Power Systems, Apparatus Development Group, Franksville, Wisconsin; D. Heath, Non-Member IEEE / S. J. Benna, Non-Member IEEE, Cooper Power Systems, Transformer Products Division, Waukesha, Wisconsin - IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996

2. DISSERTAÇÕES E TESES

HOMRICH, R. P. Transformador de corrente utilizando metal amorfo. Porto Alegre, 110 p. Dissertação de Mestrado - Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1990.

LUCIANO, B. A. Estudo de aplicações da liga $Fe_{78}B_{13}Si_9$ amorfa em núcleos de transformadores de baixa potência. Campina Grande. Tese (Doutorado) – Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba, 1995.

3. ARTIGOS DE ANAIS DE SEMINÁRIOS

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A. Desenvolvimento do projeto de aplicação de transformadores de núcleo amorfo. EFFICIENTIA 98. Rio de Janeiro, 18 a 22 de outubro de 1998.

Impact of Amorphous Metal Based Transformers on Efficiency and Quality of Electric Power Distribution; R, Hasegawa, Fellow, IEEE, and D.C. Pruess - 2001 IEEE.

O Que é Potência Aparente ? ; Fernando Selles Ribeiro, Octavio Ferreira Affonso - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

4. NORMAS

ABNT - NBR 5440- Transformadores para redes aéreas de distribuição - Padronização – 1999;

ABNT - NBR 5356 – Transformadores de Potência – Especificação – 1993.

5. LEGISLAÇÃO

Resolução N°. 185, de 4 de abril de 2002, da ANEEL.

6. LIVROS

Eletrotécnica – Princípios e Aplicações; Gray-Wallace – Livros Técnicos e Científicos Editora S.A. – 7ª. edição - 1983.

7. MANUAIS

Manual do Programa de Eficiência Energética . MPEE, da ANEEL .

Procobre Brasil - Manual Harmônicas.

KRON - Manual de Utilização do Transdutor Digital Multifunção com Display - MKM-D .

Dranetz BMI – Manual de Utilização do Power Quality Analyser 7100.

8. NOTAS TÉCNICAS

Projeto DATNAS 002 do IEE/USP: Estudo de Aplicação Experimental e Viabilidade de Utilização de Transformadores de Distribuição com Núcleo Amorfo; 06 Notas Técnicas:

- DATNAS 002/NT001/OR – Estado da Arte / Planejamento da Pesquisa – Março 2001.
- DATNAS 002/NT002/OR – Desenvolvimento da Pesquisa – Outubro 2001.
- DATNAS 002/NT003/OR – Ensaio em Transformadores – 1ª. Parte - Outubro 2001.
- DATNAS 002/NT004/OR – Dados de Monitoramento em Campo; Relatório de Instalação, Medições e Ocorrências; Parecer sobre Desempenho em Campo - Agosto 2002.
- DATNAS 002/NT005/OR – Ensaio em Transformadores – 2ª. Parte - Agosto 2002.
- DATNAS 002/NT006/OR – Estudo de Viabilidade Técnico-econômica – Setembro 2002.

APÊNDICE A - Características do Material do Núcleo Amorfo

AMORPHOUS METALS Magnetic Materials

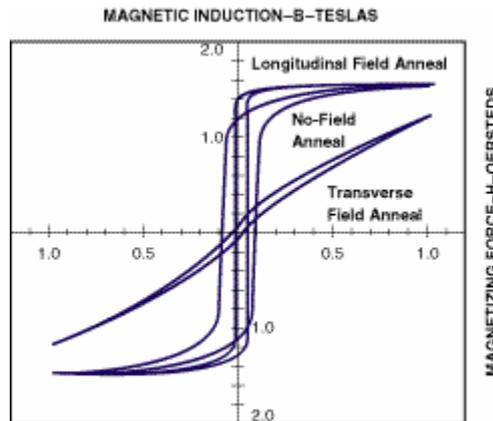
ALLIED SIGNAL METGLAS® Magnetic Alloy 2605SA1 (Iron-based)

APPLICATIONS:

- Distribution and power transformers
- Motors
- High frequency inductors
- Current transformers
- Devices requiring high permeability and low loss at low frequencies

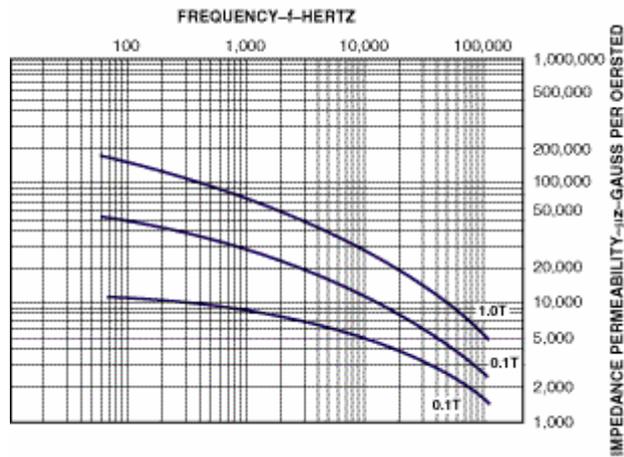
BENEFITS:

- Extremely low core loss - less than 0.2 W/kg at 60 Hz, 1.4 Tesla, or 30% of the core loss of grade M-2 electrical steel (core loss at 50 Hz is approximately 80% of 60 Hz values)
- High permeability

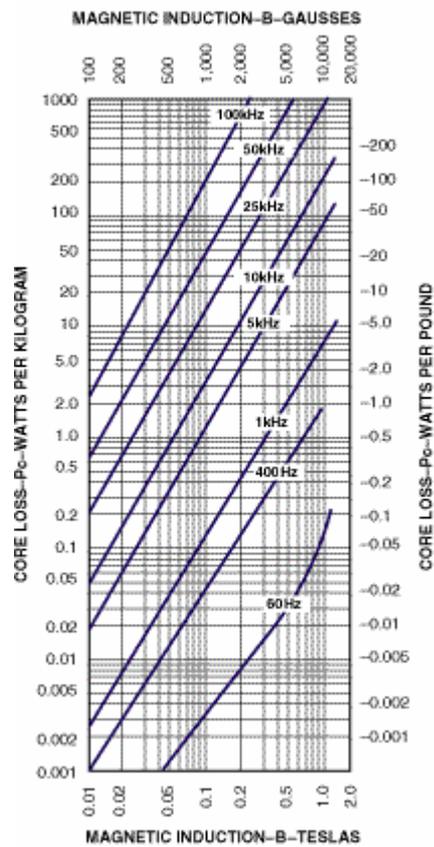


General Properties & Characteristics		
	Annealed (High Freq.)	As Cast
ELECTROMAGNETIC		
Saturation Induction (Tesla)	1.59	1.57
Maximum D.C. Permeability (μ):	600,000	45,000
Saturation Magnetostriction (ppm)	27	
Electrical Resistivity (μ -cm)	130	
Curie Temperature ($^{\circ}$ C)	392	
PHYSICAL		
Density (g/cc)	7.20	7.19
Vicker's Hardness (50g Load)	900	
Tensile Strength (GPa)	0.69	
Elastic Modulus (GPa)	100-110	
Lamination Factor (%)	>79	
Thermal Expansion (ppm/ $^{\circ}$ C)	2-7	
Crystallization Temperature ($^{\circ}$ C)	507	
Continuous Service Temp. ($^{\circ}$ C)	150	

Typical Impedance Permeability Curves & Typical Core Loss Curves



Typical Impedance Permeability Curves
METGLAS Alloy 2605SA1
Longitudinal Field Anneal



Typical Core Loss Curves
METGLAS Alloy 2605SA1
Longitudinal Field Anneal

APÊNDICE B - Dados das Medições Realizadas nos Transformadores Instalados

1. Dados das Medições do Monitoramento da Carga dos Transformadores:

1.1 Ribeirão Preto:

1.1.1 Medições em Alta e Baixa Tensão:

1.1.1.1 Local: Av. Ivo Pareschi, 470, bairro Dom Miele

Trafo: 45 kVA – “A”: N°. S°: 225.577 / N°. Tombam°: 118.194

Tabela 1 – Dados de Medições da Av. Ivo Pareschi – Ribeirão Preto

Ano / mês	2001					2002					
Parâmetro	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Carregamento (% nominal)											
-máximo	89,2	89,2	80,9	71,8	78,7	61,9	98,8	98,9	100,5	97,7	100,8
-mínimo	11,5	12,0	13,5	17,9	15,4	18,9	16,5	16,4	15,7	13,3	15,6
-médio	32,7	35,8	37,3	38,2	38,7	41,0	39,8	39,9	39,2	38,2	37,3
Carregamento (% nominal), sob:											
-FP máximo	82,3	82,3	71,6	71,6	61,9	89,4	95,1	88,1	80,9	97,7	100,8
-FP mínimo	25,8	26,8	33,3	32,5	33,2	53,4	51,6	47,8	34,7	36,3	15,7
-FP médio	30,4	26,0	25,6	29,5	28,6	30,1	22,5	32,9	23,6	17,0	15,7
Potencia absorvida (W) em AT, sob:											
-carga máxima	38440	38441	35601	31662	33325	27263	43193	41547	44641	44072	45038
-carga mínima	4159	4165	4090	5910	4910	6518	5368	5654	5435	5030	6339
-carga média	12219	13757	14909	14333	14120	13601	15808	14288	14769	16369	12906
Potencia fornecida (W) em BT, sob:											
-carga máxima	37570	37570	34875	31079	32634	26806	42140	40492	43552	43040	43943
-carga mínima	4017	4022	3946	5760	4764	6365	5220	5506	5289	4886	6193
-carga média	12015	13534	14678	14096	13880	13344	15560	14039	14524	16131	12674
Perdas monitoradas (W), sob:											
-carga máxima	870	871	727	583	691	457	1054	1056	1089	1032	1095
-carga mínima	142	142	144	150	146	152	148	147	146	144	146
-carga média	204	222	231	237	240	257	248	248	244	237	231
Fator de potência, sob:											
-carga máxima	0,935	0,935	0,957	0,965	0,921	0,962	0,948	0,910	0,963	0,979	0,969
- carga mínima	0,777	0,748	0,648	0,717	0,689	0,747	0,702	0,748	0,747	0,814	0,879
- carga média	0,815	0,840	0,874	0,820	0,798	0,722	0,868	0,782	0,822	0,937	0,754
Potencia absorvida (W) em AT, sob:											
-FP máximo	37126	37126	31663	31663	27264	39775	42406	39205	35812	44072	45038
-FP mínimo	7159	7445	8977	8579	8535	14903	13708	11858	9542	10040	6339
-FP médio	10925	9624	9360	10646	10338	11136	8225	11939	8750	6510	6339
Potencia fornecida (W) em BT, sob:											
-FP máximo	36377	36377	31079	31079	26806	38902	41426	38355	35086	43040	43943
-FP mínimo	6986	7268	8769	8375	8327	14538	13361	11546	9326	9815	6193
-FP médio	10733	9451	9188	10457	10154	10944	8062	11734	8585	6361	6193
Perdas monitoradas (W), sob:											
-FP máximo	749	749	583	583	457	872	980	849	725	1032	1095
-FP mínimo	172	176	207	203	207	364	346	311	215	225	146
-FP médio	193	173	172	188	184	191	161	205	164	148	146

1.1.1.2 Local: R. Luiz Carvalho Pereira, bairro Quintino Facci II
 Trafo: 75 kVA – “A”: N°. S^e: 205.071 / N°. Tombam^o: 118.196

Tabela 2 – Dados de Medições da R. Luiz Carvalho Pereira – Ribeirão Preto

Ano / mês	2001					2002					
Parâmetro	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Carregamento (% nominal)											
-máximo	75,7	83,1	74,7	72,4	87,7	75,4	78,5	75,7	82,5	87,2	82,0
-mínimo	12,5	11,9	14,0	13,1	14,5	15,8	15,3	17,4	17,8	12,3	14,0
-médio	28,2	29,0	29,9	31,5	32,2	32,7	31,7	34,0	33,1	29,2	29,5
Carregamento (% nominal), sob:											
-FP máximo	64,4	65,7	74,7	51,4	52,4	72,6	70,6	57,6	74,7	73,5	74,2
-FP mínimo	23,0	18,8	24,1	26,7	24,3	24,1	21,5	26,9	25,1	21,6	23,7
-FP médio	19,0	20,0	20,2	21,3	23,6	21,9	21,0	26,4	30,9	25,1	21,7
Potencia absorvida (W) em AT, sob:											
-carga máxima	55474	61459	55103	52388	63524	54476	57174	53492	59601	64214	60419
-carga mínima	7300	7253	8074	7466	8030	9008	8518	9868	10202	7591	7889
-carga média	18010	20593	17774	19376	19281	20228	16841	23857	19342	18390	18920
Potencia fornecida (W) em BT, sob:											
-carga máxima	54928	60869	54563	51861	62906	53932	56611	53396	59015	63599	59835
-carga mínima	5821	7130	7086	7292	7848	8818	8330	9669	10000	7421	7709
-carga média	17747	20324	17500	19093	18994	19937	16556	23559	19050	18120	18648
Perdas monitoradas (W), sob:											
-carga máxima	546	590	540	526	617	544	562	546	586	614	584
-carga mínima	170	167	179	174	182	190	187	199	202	169	180
-carga média	264	269	274	283	288	290	285	298	293	270	272
Fator de potência, sob:											
-carga máxima	0,968	0,977	0,974	0,955	0,956	0,954	0,962	0,941	0,954	0,973	0,972
-carga mínima	0,762	0,764	0,754	0,740	0,724	0,743	0,724	0,743	0,749	0,805	0,732
-carga média	0,840	0,933	0,781	0,809	0,786	0,814	0,697	0,925	0,768	0,828	0,842
Potencia absorvida (W) em AT, sob:											
-FP máximo	47603	48759	55103	37617	38303	52766	51514	41842	54147	54482	54983
-FP mínimo	11731	9324	10983	13207	11902	11148	10665	12709	12621	10823	10802
-FP médio	12008	12432	12512	13105	14583	13430	12948	16104	18836	15811	13596
Potencia fornecida (W) em BT, sob:											
-FP máximo	47124	48272	54563	37215	37895	52238	50998	41403	53607	53949	54446
-FP mínimo	11498	9116	10743	12592	11662	10909	10441	12453	12375	10598	10565
-FP médio	11798	12217	12295	12882	14346	13203	12727	15851	18556	15565	13370
Perdas monitoradas (W), sob:											
-FP máximo	479	487	540	402	408	528	516	438	540	533	537
-FP mínimo	233	208	240	255	240	240	224	256	246	225	237
-FP médio	209	215	216	223	237	227	221	253	280	246	225

1.1.2 Medições em Baixa Tensão:

1.1.2.1 Local: Av. José Benalli c/ R. Augusto Carbonaro, Cj. Habitacional Avelino Palma

Trafo: 75 kVA – “A”: N°. S°: 205.073 / N°. Tombam°: 118.197

Tabela 3 - Dados de Medições da Av. José Benalli – Ribeirão Preto

Ano / mês	2001					2002					
Parâmetro	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Carregamento (% nominal)											
-máximo	79,2	92,4	72,2	74,6	89,1	70,9	78,9	80,0	76,8	88,6	88,4
-mínimo	14,2	14,0	15,8	16,9	19,2	20,1	19,9	19,3	22,1	17,7	18,7
-médio	33,0	34,3	36,0	37,4	37,8	38,5	39,0	41,6	41,7	38,1	38,3
Carregamento (% nominal), sob:											
-FP máximo	29,5	50,3	70,9	72,7	89,1	66,8	74,8	72,6	61,0	84,2	88,4
-FP mínimo	29,5	22,2	25,7	25,6	28,5	30,0	31,4	23,6	25,9	19,5	18,7
-FP médio	18,9	18,1	22,9	23,8	29,8	30,0	32,4	28,8	37,4	28,2	22,1
Potencia fornecida (W) em BT, sob:											
-carga máxima	56656	67588	51871	53224	64586	50014	55963	52748	54147	64437	64097
-carga mínima	8450	7589	9910	10836	10036	10858	11417	11284	11548	9659	10156
-carga média	21607	21730	25466	23382	23524	25322	26590	25177	28682	24778	26333
Fator de potência, sob:											
-carga máxima	0,954	0,975	0,958	0,951	0,966	0,940	0,946	0,926	0,940	0,970	0,967
-carga mínima	0,795	0,722	0,838	0,853	0,698	0,722	0,766	0,780	0,697	0,726	0,724
-carga média	0,874	0,844	0,942	0,833	0,830	0,878	0,908	0,807	0,917	0,867	0,917
Potencia fornecida (W) em BT, sob:											
-FP máximo	21552	36993	51094	53010	64586	48007	53657	51613	43493	61661	64097
-FP mínimo	14010	11121	12316	12508	14006	14511	15407	11631	12686	9718	10155
-FP médio	12214	11590	14430	15038	18728	18731	20312	17976	23335	17949	14455

1.1.2.2 Local: Av. D c/ R. Capitão Luiz F. Batista, bairro Jardim Planalto Verde
 Trafo: 45 kVA – “A”: N°. S^e: 225.578 / N°. Tombam^o: 118.195 (previsto)

Tabela 4 – Dados de Medições da Av. D – Ribeirão Preto

Ano / mês	2001					2002					
Parâmetro	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Carregamento (% nominal) em relação a 45 kVA – o trafo instalado era comum de 30 kVA											
-máximo	72,3	66,4	64,8	63,8	69,9	72,3	74,3	76,4	77,4	65,2	85,5
-mínimo	4,6	6,1	4,7	7,7	7,1	8,4	8,2	10,4	11,5	8,9	9,3
-médio	19,6	19,1	19,4	19,9	20,6	21,7	23,6	25,5	26,9	25,9	24,7
Carregamento (% nominal), sob:											
-FP máximo	50,2	11,7	11,6	13,0	49,4	28,6	59,7	65,3	66,8	65,3	63,6
-FP mínimo	21,0	29,6	15,8	18,3	13,0	16,0	16,5	17,2	17,2	15,8	20,4
-FP médio	10,8	9,6	21,3	15,0	16,9	14,0	13,8	20,4	21,0	14,9	18,6
Potencia fornecida (W) em BT, sob:											
-carga máxima	32128	29720	28759	28445	31036	32064	32949	33402	33505	29023	38187
-carga mínima	1713	2352	1598	2601	2229	3043	3013	3412	3513	3147	3456
-carga média	6760	8101	8099	7922	8475	8724	9156	10116	11223	11159	10649
Fator de potência , sob:											
-carga máxima	0,987	0,994	0,987	0,990	0,987	0,985	0,985	0,972	0,985	0,988	0,992
-carga mínima	0,827	0,861	0,745	0,754	0,699	0,801	0,816	0,732	0,743	0,789	0,822
-carga média	0,785	0,927	0,905	0,854	0,866	0,830	0,863	0,883	0,876	0,957	0,957
Potencia fornecida (W) em BT, sob:											
-FP máximo	22436	5277	5238	5846	22028	12776	26652	29022	29445	29022	28459
-FP mínimo	5612	7387	4693	4932	3680	4474	4664	5158	5267	4831	6143
-FP médio	4177	3775	8290	5791	6428	5334	5356	7770	7901	5732	7374

1.2 Campinas:

1.2.1 Medições em Alta e Baixa Tensão:

1.2.1.1 Local: R. Dr. Emilio Ribas, 970 (esq. R. Josefina Sarmiento), bairro Cambuí

Trafo: 75 kVA – “B”: N°. S^o: 623.470.001 / N°. Tombam^o: 118.200

Tabela 5 – Dados de Medições da R. Dr. Emilio Ribas – Campinas

Ano / mês	2001			2002					
Parâmetro	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Carregamento (% nominal)									
-máximo	90,9	77,3	74,7	74,5	79,1	84,5	81,4	73,6	75,6
-mínimo	10,9	12,0	7,9	10,1	12,8	13,6	16,2	16,0	16,0
-médio	34,4	36,6	33,9	33,9	37,2	39,3	44,0	37,1	38,4
Carregamento (% nominal), sob:									
-FP máximo	44,7	70,4	46,0	51,1	55,2	42,2	68,7	50,8	68,4
-FP mínimo	15,0	12,0	11,1	12,8	14,8	14,3	17,4	18,2	17,4
-FP médio	17,1	17,1	21,3	19,6	24,3	22,2	46,3	25,4	25,5
Potencia absorvida (W) em AT, sob:									
-carga máxima	64286	53782	53519	53804	55726	60273	57327	51478	51342
-carga mínima	5138	5367	3715	4671	5960	6206	7981	7266	7337
-carga média	19734	23380	22679	21331	22863	25212	25622	20292	24655
Potencia fornecida (W) em BT, sob:									
-carga máxima	63626	53233	52992	53278	55163	59667	56746	50960	50807
-carga mínima	5048	5271	3642	4586	5859	6101	7860	7147	7218
-carga média	19499	23131	22447	21099	22609	24943	25321	20038	24393
Perdas monitoradas (W), sob:									
-carga máxima	660	548	527	526	562	606	582	519	535
-carga mínima	90	96	72	85	101	105	121	119	119
-carga média	235	250	232	232	254	268	300	253	262
Fator de potência, sob:									
-carga máxima	0,933	0,918	0,946	0,953	0,930	0,942	0,929	0,923	0,896
-carga mínima	0,615	0,584	0,615	0,608	0,608	0,599	0,646	0,597	0,603
-carga média	0,756	0,842	0,882	0,830	0,811	0,846	0,767	0,720	0,846
Potencia absorvida (W) em AT, sob:									
-FP máximo	64286	53782	53519	53804	55726	60273	57327	51478	51342
-FP mínimo	5138	5367	3715	4671	5960	6206	7981	7266	7337
-FP médio	19734	23380	22679	21331	22863	25211	25622	20292	24655
Potencia fornecida (W) em BT, sob:									
-FP máximo	32205	50661	33474	36947	39779	30600	49011	36581	48755
-FP mínimo	6621	5271	4854	5447	6489	6191	7803	8016	7709
-FP médio	10132	10183	12395	11561	14475	13412	28052	15011	15058
Perdas monitoradas (W), sob:									
-FP máximo	305	494	314	350	380	288	481	347	478
-FP mínimo	113	96	90	100	112	110	128	133	128
-FP médio	126	126	152	142	170	157	316	177	178

1.2.1.2 Local: Av. Carlos Grimaldi, lado oposto no. 34, bairro Jardim Conceição
Trafo: 45 kVA – “B”: N°. S^e: 623.459.001 / N°. Tombam^o: 118.198

Tabela 6 - Dados de Medições da Av. Carlos Grimaldi - Campinas

Ano / mês	2001			2002					
Parâmetro	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Carregamento (% nominal)									
-máximo	131,1	131,4	66,0	80,4	95,6	91,3	83,2	85,3	95,7
-mínimo	5,8	5,9	5,5	5,6	5,7	5,5	6,5	5,4	5,3
-médio	17,9	17,1	15,6	16,5	16,5	22,2	26,3	30,1	28,1
Carregamento (% nominal), sob:									
-FP máximo	6,0	19,0	17,5	11,7	19,6	54,7	20,7	10,6	16,8
-FP mínimo	55,7	19,6	50,9	67,5	40,4	38,5	43,0	27,4	20,1
-FP médio	8,6	7,8	7,4	8,9	10,1	18,2	16,7	8,3	7,3
Potencia absorvida (W) em AT, sob:									
-carga máxima	43498	42785	23891	32233	35802	36854	34340	35273	37516
-carga mínima	2667	2685	2500	2537	2502	2315	2680	2351	2279
-carga média	7657	6963	6357	7264	8836	9399	10542	11664	10844
Potencia fornecida (W) em BT, sob:									
-carga máxima	42472	41755	23520	31660	35102	36191	33743	34659	36814
-carga mínima	2605	2624	2441	2478	2442	2257	2616	2294	2221
-carga média	7526	6837	6240	7141	8681	9242	10359	11457	10649
Perdas monitoradas (W), sob:									
-carga máxima	1026	1029	460	573	700	663	596	613	700
-carga mínima	60	61	58	59	59	58	64	58	58
-carga média	131	126	117	123	154	157	183	207	194
Fator de potência, sob:									
-carga máxima	0,720	0,706	0,792	0,875	0,881	0,881	0,901	0,903	0,855
-carga mínima	0,998	0,991	0,987	0,981	0,916	0,916	0,898	0,950	0,924
-carga média	0,934	0,891	0,890	0,962	0,925	0,925	0,875	0,845	0,841
Potencia absorvida em AT, sob:									
-FP máximo	2748	8677	7975	5348	8921	24890	9258	4821	7676
-FP mínimo	18266	6187	15934	17736	12359	11607	13437	9021	6722
-FP médio	3588	3298	3129	3814	4222	7146	6637	3301	2866
Potencia fornecida (W) em BT, sob:									
-FP máximo	2687	8539	7847	5254	8780	24515	9110	4733	7552
-FP mínimo	17883	6046	15586	17265	12084	11344	13143	8830	6578
-FP médio	3512	3226	3060	3736	4135	7013	6513	3226	2798
Perdas monitoradas (W), sob:									
-FP máximo	61	138	128	94	141	375	148	88	124
-FP mínimo	383	142	349	472	275	262	293	190	144
-FP médio	76	72	69	78	87	133	123	74	68

1.2.2 Medições em Baixa Tensão:

1.2.2.1 Local: R. Antonio Castro Prado, 216, bairro Taquaral

Trafo: 45 kVA – “B”: N°. S^e: 623.459.002 / N°. Tombam^o: 118.199

Tabela 7 – Dados de Medições da R. Antonio Castro Prado – Campinas

Ano / mês	2001			2002					
Parâmetro	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Carregamento (% nominal)									
-máximo	53,3	72,2	66,2	58,0	55,4	76,7	52,6	69,5	66,8
-mínimo	5,2	6,8	7,0	6,9	7,5	8,5	10,3	7,7	9,0
-médio	16,2	17,5	17,2	17,6	16,5	19,7	21,7	19,7	20,2
Carregamento (% nominal), sob:									
-FP máximo	42,7	25,3	32,4	21,7	50,3	45,8	30,6	37,3	35,4
-FP mínimo	31,1	33,0	32,0	20,5	25,3	76,7	32,2	24,2	33,9
-FP médio	9,5	12,8	11,1	10,7	12,2	8,9	12,4	10,6	13,1
Potencia fornecida (W) em BT, sob:									
-carga máxima	23171	28095	23874	23972	22589	20409	18544	27598	29530
-carga mínima	1733	2372	2323	2226	2546	2996	3454	2745	3248
-carga média	5779	6852	6745	5214	5894	6279	7295	7407	7733
Fator de potência, sob:									
-carga máxima	0,966	0,865	0,802	0,918	0,915	0,591	0,783	0,882	0,983
-carga mínima	0,734	0,771	0,733	0,729	0,745	0,780	0,747	0,795	0,806
-carga média	0,793	0,871	0,869	0,658	0,689	0,707	0,747	0,837	0,849
Potencia fornecida (W) em BT, sob:									
-FP máximo	19111	11166	14266	9565	22589	20232	13432	16540	15696
-FP mínimo	8624	9197	8693	5937	6452	20409	7745	6291	8477
-FP médio	3349	4476	3933	3766	3148	3120	4270	3894	4780

1.2.2.2 Local: Av. Monsenhor Jerônimo Baggio, 564, bairro Taquaral
 Trafo: 75 kVA – “B”: N°. S^o: 623.470.002 / N°. Tombam^o: 118.201

Tabela 8 - Dados de Medições da Av. Monsenhor Jerônimo Baggio - Campinas

Ano / mês	2001			2002					
Parâmetro	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Carregamento (% nominal)									
-máximo	50,3	98,0	99,9						
-mínimo	22,7	17,8	22,2						
-médio	42,4	44,1	45,3						
Carregamento (% nominal), sob:									
-FP máximo	50,3	89,8	54,6						
-FP mínimo	22,7	23,8	26,3						
-FP médio	28,9	33,8	30,2						
Potencia fornecida (W) em BT, sob:									
-carga máxima	36453	67918	64727						
-carga mínima	11564	10131	11887						
-carga média	23166	27885	27467						
Fator de potência, sob:									
-carga máxima	0,967	0,925	0,864						
-carga mínima	0,678	0,761	0,715						
-carga média	0,729	0,843	0,808						
Potencia fornecida (W) em BT, sob:									
-FP máximo	36453	63015	38208						
-FP mínimo	11564	12263	13654						
-FP médio	17976	20708	18459						

- Obs: As medições neste posto de transformador se encerraram no mês de Dezembro, devido á falha do transformador e conseqüente retirada do mesmo de serviço em 21.12.2001, por volta das 21:00hs.
- O Relatório da Análise da Falha do Transformador, consta do Anexo I deste Relatório.

2. Dados de Registros de Descargas Atmosféricas:

2.1 Ribeirão Preto:

Tabela 9 – Dados de Medições de Descargas Atmosféricas em Ribeirão Preto

Número de Descargas / mes	2001					2002					
Local	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Av. Ivo Pareschi, 470	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Av. José Benalli	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
R. Luiz Carvalho Pereira	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Av. D c/ R. Cap. Luiz F. Batista	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00

2.2 Campinas:

Tabela 10 – Dados de Medições de Descargas Atmosféricas em Campinas

Número de Descargas / mes	2001		2002							
Local	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Retir	
Av Mons. Jerônimo Baggio, 554	00	01	(*)							
R. Emilio Ribas, 970	00	00	00	00	00	00	00	00	00	
R. Antonio de Castro Prado, 216	00	00	00	00	00	00	00	00	00	
Av. Dr. Carlos Grimaldi, 34	00	00	00	00	00	00	00	00	00	

- (*) O transformador e os equipamentos de monitoração da estrutura, foram retirados, após serem danificados pela descarga atmosférica.

3. DETECÇÃO DE HARMÔNICOS:

3.1 Ribeirão Preto, Av. Ivo Pareschi (45 kVA - Medição em AT e BT);

Período: de 16 a 23.04.2002

Tabela 11 – Dados de Medições de Distorções Harmônicas da Av. Ivo Pareschi – Ribeirão Preto

Mês/dia	Abril / 2002							
Parâmetro	16	17	18	19	20	21	22	23
% THD máximo								
Valor	3,85	3,87	3,86	4,30	4,39	4,32	4,03	3,85
Carregamento trafo (%)	40,4	40,3	30,1	35,0	20,1	40,3	20,5	21,3
Fator de potência	0,822	0,677	0,677	0,652	0,658	0,667	0,660	0,668
Perdas (W)	252	251	191	217	155	251	156	158
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
% THD mínimo								
Valor	2,11	2,40	2,20	2,46	2,36	2,10	2,47	2,35
Carregamento trafo (%)	38,5	30,0	35,3	29,7	70,1	64,5	70,5	31,0
Fator de potência	0,876	0,715	0,745	0,645	0,891	0,921	0,915	0,650
Perdas (W)	239	190	219	189	563	489	568	195
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
% THD médio								
Valor	3,00	3,20	3,13	3,53	3,98	3,87	3,54	3,45
Carregamento trafo (%)	40,1	33,3	32,4	32,5	31,9	30,5	31,6	25,9
Fator de potência	0,810	0,802	0,803	0,801	0,850	0,805	0,799	0,782
Perdas (W)	250	207	203	203	200	193	198	173
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
Valores de %THD, sob:								
- Carregamento máximo	3,12	3,05	3,16	3,45	3,21	3,21	3,13	3,24
- Carregamento mínimo	3,78	2,98	3,25	4,01	3,89	3,10	3,10	3,12
- Carregamento médio	3,07	3,03	2,98	3,12	2,99	3,14	3,10	3,12
- Fator de potencia máximo	3,54	3,25	3,63	3,30	3,29	3,43	3,65	3,66
- Fator de potencia mínimo	3,49	3,48	3,78	3,87	3,52	3,47	3,71	3,41
- Fator de potencia médio	3,52	3,54	3,25	3,80	3,33	3,36	3,36	3,59

3.2 Ribeirão Preto, Av. Luiz Carvalho Pereira (75 kVA - Medição em AT e BT);
Período: de 23 a 30.04.2002

Tabela 12 – Dados de Medições de Distorções Harmônicas da R. Luiz Carvalho Pereira – Ribeirão Preto

Mês/dia	Abril / 2002							
Parâmetro	23	24	25	26	27	28	29	30
% THD máximo								
Valor	4,21	3,96	3,62	4,03	3,73	3,81	4,06	4,11
Carregamento trafo (%)	34,4	28,4	27,2	25,1	27,9	28,1	37,7	20,9
Fator de potência	0,786	0,859	0,771	0,777	0,814	0,852	0,638	0,896
Perdas (W)	213	183	178	165	181	182	220	157
Componentes Identificadas	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª
% THD mínimo								
Valor	2,61	2,35	2,86	2,75	2,79	2,71	2,59	2,37
Carregamento trafo (%)	43,1	33,8	39,4	25,7	31,7	43,0	20,7	37,9
Fator de potência	0,548	0,897	0,566	0,754	0,798	0,472	0,624	0,777
Perdas (W)	353	297	330	249	284	352	219	321
Componentes Identificadas	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª
% THD médio								
Valor	3,36	3,05	3,35	3,26	3,24	3,31	3,20	3,14
Carregamento trafo (%)	30,7	32,4	34,4	30,6	35,5	29,4	35,3	39,4
Fator de potência	0,833	0,897	0,594	0,724	0,711	0,521	0,592	0,660
Perdas (W)	279	289	301	278	307	271	306	330
Componentes Identificadas	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª	5ª, 7ª
Valores de %THD, sob:								
- Carregamento máximo	2,81	3,01	2,94	3,45	3,04	3,18	3,23	3,09
- Carregamento mínimo	3,40	3,68	3,44	3,27	3,16	3,52	3,34	3,21
- Carregamento médio	3,19	3,24	2,76	2,62	2,87	3,18	3,45	2,63
- Fator de potencia máximo	3,11	3,17	3,51	3,02	3,28	3,28	3,59	3,16
- Fator de potencia mínimo	3,65	3,54	3,22	3,34	3,59	3,18	2,93	3,10
- Fator de potencia médio	3,20	3,25	3,31	3,42	3,47	3,13	3,02	3,75

3.3 Campinas, Av. Carlos Grimaldi (45 kVA - Medição em AT e BT);
Período: de 02 a 09.05.2002

Tabela 13 – Dados de Medições de Distorções Harmônicas da Av. Carlos Grimaldi – Campinas

Mês/dia	Maio / 2002							
Parâmetro	10	11	12	13	14	15	16	17
% THD máximo								
Valor	5,16	5,39	5,22	5,28	5,78	5,29	5,02	5,33
Carregamento trafo (%)	58,9	64,7	83,2	53,8	59,2	80,4	78,4	74,3
Fator de potência	0,868	0,542	0,880	0,875	0,859	0,955	0,498	0,753
Perdas (W)	447	481	591	416	448	574	562	538
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
% THD mínimo								
Valor	3,20	3,09	3,48	2,95	3,24	3,28	3,36	3,04
Carregamento trafo (%)	31,4	29,6	33,1	25,2	40,0	26,3	34,6	27,5
Fator de potência	0,740	0,737	0,912	0,782	0,894	0,789	0,800	0,855
Perdas (W)	283	272	293	246	334	252	302	260
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
% THD médio								
Valor	3,42	4,06	3,84	3,99	3,66	3,15	3,47	4,11
Carregamento trafo (%)	47,6	37,2	44,3	57,3	42,2	42,3	42,8	50,6
Fator de potência	0,913	0,559	0,779	0,642	0,724	0,634	0,494	0,895
Perdas (W)	379	318	360	437	347	347	351	397
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
Valores de %THD, sob:								
- Carregamento máximo	3,27	3,87	4,95	3,62	3,41	3,94	3,73	3,67
- Carregamento mínimo	3,12	3,35	3,49	3,04	3,75	3,61	4,98	3,50
- Carregamento médio	5,07	3,46	3,70	3,08	3,92	3,77	4,03	5,09
- Fator de potencia máximo	3,80	3,29	3,01	3,62	3,55	3,67	3,70	3,51
- Fator de potencia mínimo	3,79	3,47	4,16	3,53	3,20	3,87	3,29	3,72
- Fator de potencia médio	3,73	3,04	3,68	3,32	4,11	3,73	3,89	3,54

3.4 Campinas, Av. Emílio Ribas (75 kVA - Medição em AT e BT).

Período: de 09 a 16.05.2002

Tabela 14 – Dados de Medições de Distorções Harmônicas da R. Dr. Emilio Ribas – Campinas

Mês/dia	Maio / 2002							
Parâmetro	02	03	04	05	06	07	08	09
% THD máximo								
Valor	2,72	3,05	3,16	2,84	2,35	3,12	3,37	2,23
Carregamento trafo (%)	37,2	46,3	38,9	27,7	45,6	54,1	35,9	52,8
Fator de potência	0,882	0,848	0,817	0,911	0,812	0,888	0,833	0,863
Perdas (W)	254	316	265	192	311	372	245	362
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
% THD mínimo								
Valor	1,82	1,68	1,87	1,57	1,90	2,02	1,89	1,82
Carregamento trafo (%)	49,1	28,0	32,9	39,2	37,8	35,8	39,2	30,5
Fator de potência	0,872	0,656	0,857	0,750	0,798	0,690	0,935	0,875
Perdas (W)	336	194	225	267	258	244	267	210
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
% THD médio								
Valor	1,94	1,80	2,00	1,97	1,93	1,96	2,12	1,86
Carregamento trafo (%)	35,4	49,9	45,2	44,4	43,8	38,7	41,2	40,2
Fator de potência	0,855	0,891	0,776	0,856	0,733	0,733	0,698	0,791
Perdas (W)	242	341	308	303	299	264	281	274
Componentes Identificadas	5 ^a , 7 ^a							
Valores de % THD, sob:								
- Carregamento máximo	2,44	2,38	2,76	2,00	2,27	2,26	2,98	2,15
- Carregamento mínimo	2,48	2,38	2,69	2,82	2,00	2,59	2,87	1,79
- Carregamento médio	2,45	2,54	2,59	2,34	1,87	2,60	2,31	2,19
- Fator de potencia máximo	2,38	2,41	2,34	2,01	2,33	2,30	2,69	2,11
- Fator de potencia mínimo	1,77	2,31	1,92	2,28	1,86	2,26	1,74	2,42
- Fator de potencia médio	2,22	2,31	2,24	2,60	1,87	2,56	1,93	2,04

ANEXO A - Principais conceitos de Eletrotécnica relacionados á Circuitos Magnéticos e Propriedades Magnéticas do Ferro e os conceitos empregados nos Projetos de Transformadores

2.1 Circuitos Magnéticos e Propriedades Magnéticas do Ferro

2.1.1 Campo magnético devido a um solenóide em anel

Um solenóide é uma bobina de fio enrolado em forma de hélice, como mostra a Figura 1. Quando se faz circular uma corrente elétrica por esta bobina, ela se comporta como um eletroímã e o sentido do campo magnético pode determinar-se pela regra do saca-rolhas.

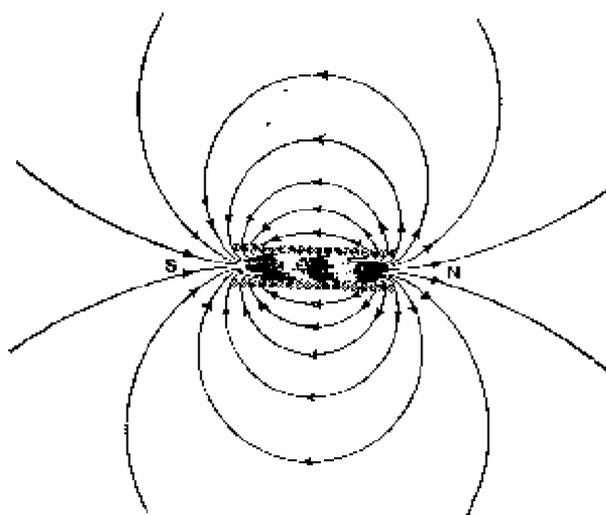


Figura 1 - Campo magnético produzido por um solenóide

O solenóide representado na Figura 2 tem a forma de anel. Se as espiras se acham muito cerradas, um exame dos efeitos magnéticos mostrará que o campo produzido por este solenóide fica inteiramente confinado no espaço interior do mesmo, e que as linhas de força dentro do solenóide são todas circulares, como mostra a Figura 2.

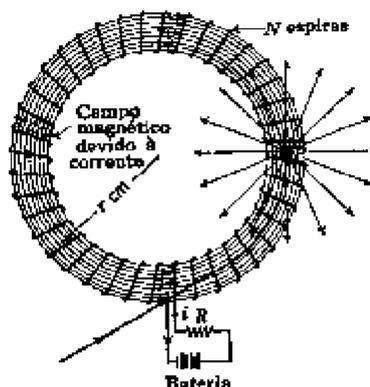


Figura 2 - Campo magnético produzido por um solenóide em anel

Para determinar a intensidade do campo magnético produzido no solenóide em anel de N espiras, por uma corrente de i ampéres que circula nestas espiras, imaginemos um pólo magnético unidade P dentro do solenóide, como mostra a Figura 2, o qual se move ao longo do eixo do solenóide, vencendo a força do campo, com a velocidade de 1 r.p.s. Na figura imaginou-se que o pólo magnético unidade se encontra na extremidade de uma barra magnética infinitamente longa, fina e flexível. Pode-se dar a este dispositivo idealizado um certo aspecto de realidade mecânica, imaginando que o pólo magnético unitário é guiado em seu movimento, ao longo do eixo do solenóide, por barras guias, sem atrito, de material não magnético e não condutor.

Quando o pólo magnético unitário se move ao longo do eixo do solenóide, as linhas de fluxo que partem do pólo magnético cortam as espiras do solenóide e geram nelas uma f.e.m. Existem 4π linhas de fluxo que partem de um pólo unitário e cada uma destas linhas cortada espira uma vez, enquanto o pólo unitário dá uma volta completa do circuito. Por conseguinte, se o pólo unitário dá uma volta por segundo, cada espira do solenóide é cortada por 4π linhas por segundo, e nela gera-se uma f.e.m. de 4π abvolts. A f.e.m. total, e, gerada no solenóide será, portanto, $4\pi N$ abvolts. O sentido desta força pode ser determinado e verificar-se-á que esta f.e.m. tem o mesmo sentido que a f.e.m. da bateria. O efeito da introdução deste pólo unitário móvel consistiu, portanto, em aumentar a f.e.m. total que atua no circuito, e, conseqüentemente, em aumentar a intensidade da corrente. A corrente poderá ser mantida com seu valor original i , reduzindo a f.e.m. da bateria ou aumentando a resistência R .

Enquanto o pólo unitário se mantiver em movimento, ele gera parte da f.e.m. necessária para manter a corrente i . O pólo unitário, movendo-se ao longo do solenóide, constitui um gerador elementar que converte energia mecânica em energia elétrica, e, visto que não existem perdas mecânicas, o rendimento da transformação é 100%.

A potência mecânica absorvida quando a unidade de pólo se move no anel com a velocidade de 1 r.p.s. é igual a

Hl ergs por seg.

Sendo: H = força, em dinas, com a qual o campo magnético se opõe ao movimento do pólo unitário,

l = comprimento do solenóide, em centímetros, isto é, da trajetória percorrida pelo pólo magnético unitário.

A potência elétrica restituída pelo gerador é

$e_i = 4\pi Ni$ ergs por seg

e ambas as potências são iguais.

Por conseguinte:

$Hl = 4\pi Ni$

$$H = \frac{4\pi Ni}{l} \text{ dinas por unidade de pólo (oersteds)} \quad (1)$$

Mas, a intensidade de um campo magnético se mede, em função da força que ele exerce sobre o pólo unitário. Portanto, a intensidade do campo magnético no centro do solenóide é dada pela Eq. (1), na qual i é a intensidade da corrente em abampéres.

Se a corrente for medida em ampéres, e se representa por I , como 1 abampére – 10 ampéres, tem-se:

$$H = \frac{4\pi Ni}{10 l} \text{ dinas por unidade de pólo (oersteds)} \quad (2)$$

Para deduzir a Eq. (2) foi suposto que o pólo unitário se movia ao longo do eixo do solenóide. Se, entretanto, o fazemos girar próximo do lado interno do solenóide, a distância percorrida

em uma revolução é apreciavelmente menor; porém, ainda, toda linha que parte do pólo corta cada espira da mesma forma que antes. Portanto, a potência elétrica gerada é a mesma, e, em consequência, a potência mecânica fornecida deverá também ser a mesma. Mas, visto que a distância é menor, a força deve ser maior; por conseguinte, H no lado interno do anel, é maior que no lado de fora do mesmo. O valor de H no centro é sempre ligeiramente menor que o valor médio de H correspondente à secção do solenóide, mas a diferença é usualmente desprezível, e o número total de linhas de força do solenóide pode considerar-se igual à área de sua secção transversal multiplicada pelo valor de H no centro.

2.1.2 Substâncias magnéticas. Permeabilidade.

Introduz-se agora, no solenóide em anel da Figura 3, um núcleo de substância magnética, tal como o ferro, o aço ou as ligas de ferro e níquel, e investiga-se o efeito que ele tem sobre o campo.

Para medir B , faz-se no núcleo magnético um estreito corte perpendicular ao campo, de modo que possa passar por ele um fio fino capaz de cortar as linhas de força.

Mantendo constante a corrente no solenóide, para que o campo magnetizante H seja constante, verificar-se-á que a f.e.m. induzida quando o fio corta o campo estando o solenóide cheio de uma substância magnética é muito maior que quando o solenóide não contém nenhuma substância magnética. A indução magnética B evidentemente aumentou muito devido à presença da substância magnética.

A permeabilidade, μ , de uma substância é definida pela equação

$$\mu = B / H \quad (3)$$

sendo B o valor da indução magnética dentro do solenóide, quando está completamente cheio da substância dada, e H o campo magnetizante produzido pela corrente que circula no solenóide. Seja μ_0 a permeabilidade do espaço vazio. Então, quando B se mede em gauss e H em oersteds, $\mu_0 = 1$.

Na maior parte das substâncias magnéticas, os valores de B obtidos para valores decrescentes de H são consideravelmente maiores que os obtidos com valores crescentes de H. Por conseguinte, ao aplicar-se a Eq. (3) a um caso prático dado, deve-se especificar como se chegou ao valor de H desejado.

Combinando as Eqs. (2) e (3), obtemos:

$$B = \mu H = \frac{4\pi Ni \mu}{10 l} \text{ gauss} \quad (4)$$

Se A é a área da secção do solenóide em centímetros quadrados, o fluxo magnético total Φ no solenóide é

$$\Phi = BA = \frac{4\pi}{10} (NI) \frac{\pi A}{l} \text{ maxwells, ou linhas} \quad (5)$$

O produto NI se denomina *ampère-espiras*.

Para as substâncias não magnéticas, $\mu = 1$.

2.1.3 Relutância.

Da eq. (5) se deduz que o fluxo total produzido em um solenóide em anel é diretamente proporcional á área da secção transversal e á permeabilidade, e inversamente proporcional ao comprimento do solenóide, permanecendo constante o número NI de ampère-espiras. Analogamente, a corrente elétrica produzida em um condutor dado, para uma f.e.m. determinada, é diretamente proporcional á secção do condutor e á sua condutividade (que é o inverso da sua resistência específica) e inversamente proporcional ao comprimento do condutor. Em conseqüência, a lei de Ohm poderá aplicar-se nos problemas de circuitos magnéticos.

O fator $l / \pi A$ da eq. (5) é chamado relutância do circuito magnético, do mesmo modo que $\rho l / A$ é denominado a resistência do circuito elétrico.

A força magnetizante da corrente, que produz o campo magnético, se denomina força magnetomotriz (f.m.m.) e se mede geralmente em ampère-espiras. Então

$$\Phi = \frac{4\pi}{10} \times \frac{\text{f.m.m., em ampère-espiras}}{\text{relutância}} \quad (6)$$

que é análoga á equação que exprime a lei de Ohm

$$I = \frac{\text{f.e.m.}}{\text{resistência}}$$

Ressalvando-se que a Eq. (6) contém a constante $4\pi/10$. Esta constante pode, evidentemente, ser eliminada variando o valor da unidade de f.m.m., o que, sendo feito, resulta:

$$\Phi = \frac{\text{f.m.m., em gilberts}}{\text{relutância}} \quad (7)$$

sendo 1 gilbert = $10 / 4\pi$ ampère-espira.

Entretanto, a unidade de f.m.m. mais usada é o ampère-espira, e não nos referiremos novamente ao gilbert.

Infelizmente para a simplicidade do que poderíamos chamar método da lei de Ohm para o cálculo dos circuitos magnéticos, a permeabilidade das substâncias magnéticas varia muito com a densidade de fluxo. Além disso, a relação entre a permeabilidade e a densidade de fluxo não pode ser expressa por uma equação matemática simples (ver Figura 3). Não obstante, as Eqs. (6) e (7) podem aplicar-se facilmente, se dispõe de uma curva de permeabilidade para a substância em questão. O processo consiste em admitir um valor da densidade do fluxo, com o qual se determina a permeabilidade, e depois se acha a f.m.m.

Exemplo:

Quantos ampère-espiras serão necessários para produzir um fluxo de 60.000 linhas em um anel de chapa de aço que tem um diâmetro médio de 20 cm e uma secção transversal de 5 cm^2 ?

$$\text{Densidade de fluxo necessária} = 60000/5 = 12000 \text{ linhas por cm}^2$$

Da Figura 3 se deduz que, para esta densidade de fluxo no aço laminado, a permeabilidade da chapa de aço é 2200.

$$\text{Relutância} = \frac{l}{\mu A} = \frac{20 \pi}{2200 \times 5}$$

Da eq. (6) tira-se:

$$\text{f.m.m.} = \Phi \times \text{relutância} \times 10 / 4\pi = 60000 \times 20\pi / 2200 \times 5 \times 10 / 4\pi = 273 \text{ ampère-espiras.}$$

O campo mais importante de aplicação dos conceitos de “relutância”, “permeabilidade”, e do método da lei de Ohm para estudar os circuitos magnéticos, se encontra nas considerações de tipo teórico mais do que na obtenção de soluções numéricas.

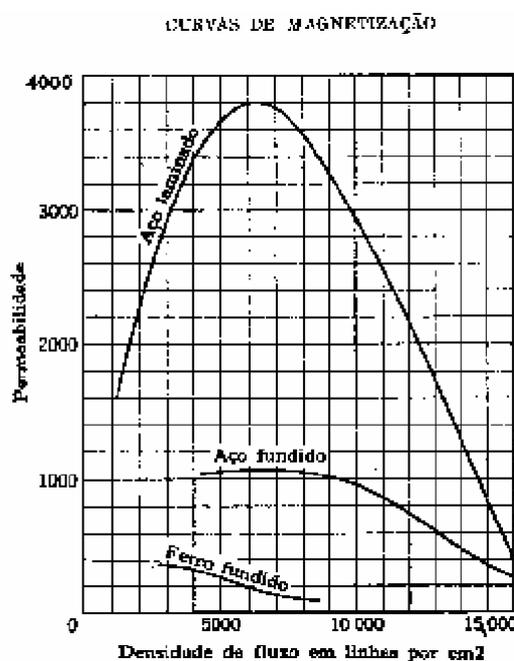


Figura 3 - Curvas de Magnetização

2.1.4 Curvas de magnetização.

As propriedades magnéticas do ferro e aço e de suas ligas se representam geralmente por meio de curvas de magnetização, tais como a que é mostradas na Fig. 4. Os dados que serviram para traçar estas curvas podem ser obtidos dos seguintes modos: as peças de ensaio dematerial magnético se constroem em forma de anel, com uma secção de $A \text{ cm}^2$, e um comprimento médio de trajetória magnética de $l \text{ cm}$. Sobre estes anéis se enrolam uniformemente N espiras de fio isolado, como indica a Figura 2, e por meio de instrumentos especiais mede-se o fluxo para diversos valores da corrente excitadora I . Os valores da

densidade do fluxo, Φ/A , se tomam como ordenadas, e como abscissas os correspondentes de NI/l , como mostra a Figura 4, que representa o que se denomina a curva de imantação da substância dada.

As curvas de permeabilidade da Figura 3 são obtidas a partir das curvas de magnetização da Figura 4, dividindo os valores da densidade de fluxo que se produziriam em um núcleo de ar pelo mesmo número de ampéres-espiras, calculados pela Eq. (1).

Por exemplo, na Figura 4 vemos que em um anel uniforme de aço laminado se produz uma densidade de fluxo de 13000 linhas por centímetro quadrado para uma f.m.m. de 6 ampéres-espiras por centímetro de comprimento do anel. Segundo a Eq. (1) vê-se que se o anel fosse de ar, a densidade de fluxo produzida nele, para 6 ampéres-espiras por centímetro, seria $(4 \times \pi \times 6) / 10 = 7,54$ linhas por cm^2 . Portanto, a permeabilidade será $13000/7,54 = 1724$, que coincide com o valor indicado na Figura 3 para aquela densidade de fluxo.

Exemplo:

Quantos ampéres-espiras se necessitariam para produzir 36000 linhas de fluxo magnético em um anel de aço fundido cuja secção é de 3 cm^2 , sendo o comprimento médio do circuito magnético de 50 cm ?

A densidade do fluxo necessário é :

$$36000 / 3 = 12000 \text{ linhas por } \text{cm}^2$$

Utilizando as curvas de magnetização da Figura 4, encontramos que para produzir 12000 linhas por centímetro quadrado são necessários 12,5 ampéres-espiras, ou 5 A através de 125 espiras ou 25 A através de 25 espiras, etc., conforme seja mais conveniente em cada caso.

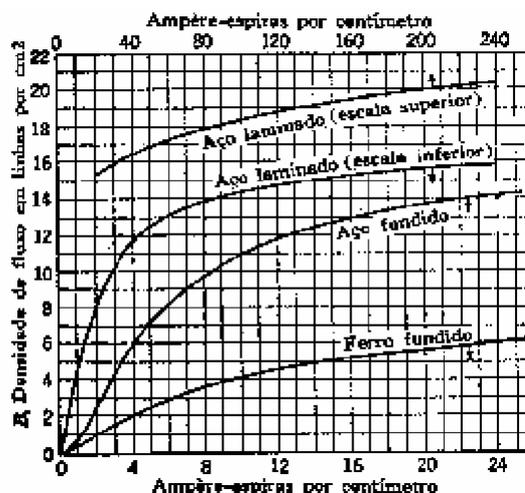


Figura 4 - Curvas de magnetização

2.1.5 Saturação magnética.

No ar, e em todas as demais substâncias não magnéticas, a densidade do fluxo magnético é sempre diretamente proporcional à f.m.m. que a produz, e a curva de magnetização é uma linha reta que passa pela origem. Referindo-nos às curvas de magnetização da Figura 4, podemos observar que, para valores pequenos, a densidade do fluxo aumenta muito rapidamente com a f.m.m., porém nas densidades mais elevadas, a densidade de fluxo aumenta lentamente com a f.m.m. Quando a densidade de fluxo de um material dado é tão elevada que seu aumento é muito lento com a f.m.m., diz-se que o material está saturado.

Todas as substâncias magnéticas apresentam este fenômeno da saturação magnética, e as curvas de magnetização são freqüentemente denominadas curvas de saturação.

2.1.6 Cálculo dos circuitos magnéticos mistos

Os circuitos magnéticos de seção constante formados inteiramente de ar ou outra substância não magnética se calculam por meio da eq. (4) ou (5), com $\mu = 1$. Os circuitos magnéticos de seção constante formados inteiramente por uma substância magnética se calculam por meio das curvas de magnetização, como se explicou no exemplo. Na prática, entretanto, os circuitos magnéticos são geralmente mistos, sendo constituídos por uma substância magnética e parte pelo ar. O circuito magnético representado na Figura 5 é um exemplo típico destes circuitos mistos, e sua resolução é de importância fundamental nos projetos de máquinas elétricas.

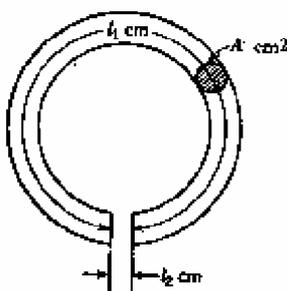


Figura 5 - Circuito magnético com um entreferro

O circuito magnético mostrado na Figura 5 consiste de l_1 cm de aço fundido e l_2 cm de ar, em série, sendo o comprimento total do circuito $l_1 + l_2$ cm. A área da seção transversal do circuito é, em todas as partes A cm². Deseja-se determinar o número de ampéres-espiras necessários para produzir uma dada densidade de fluxo magnético no entreferro.

O método de resolução deste problema é simples. O cálculo do circuito é feito primeiramente considerando-o como se fosse composto inteiramente de aço fundido. Isto proporciona o número de ampéres-espiras In_1 por cm de comprimento do solenóide para a parte do circuito composta de aço fundido. Portanto para esta parte do circuito serão necessários In_1n_1 ampéres-espiras. Considera-se agora que o circuito seja formado somente por ar e utiliza-se a Eq. (4). Isto nos dá os ampéres-espiras In_2 por cm de comprimento do solenóide para a parte de ar do circuito. Em conseqüência são necessários In_2n_2 ampéres-espiras para o entreferro do circuito magnético. O número total de ampéres-espiras necessários é, portanto, $In_1n_1 + In_2n_2$.

Este método equivale a projetar dois solenóides completos, um com um núcleo todo de aço e outro com um núcleo todo de ar, para dar a mesma densidade de fluxo. Corta-se então do solenóide de núcleo de aço uma fatia com a espessura desejada (l_2 cm) que se substitui por uma fatia igual, cortada no solenóide de núcleo de ar. O resultado é um solenóide misto, tal como o representado na Figura 6. O número de ampéres-espiras necessários para o entreferro é, naturalmente, muito maior que o número requerido para o núcleo de aço, por ser a relutância do ar muito maior que a do aço.

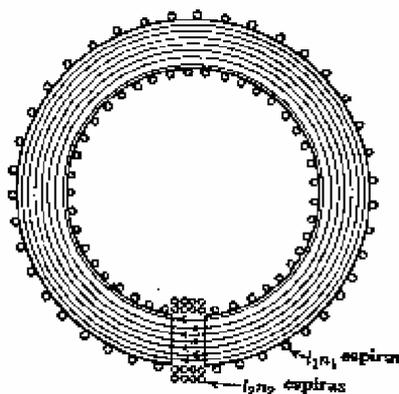


Figura 6 – Melhor disposição possível das espiras de excitação para gerar um campo magnético uniforme

Exemplo:

Se na Figura 5, $l_1 = 49,5$ cm de aço fundido e $l_2 = 0,5$ cm de ar, e quantos ampères-espiras seriam necessários para produzir uma densidade de fluxo de 12000 linhas por centímetro quadrado no circuito magnético ?

Da Figura. 4 deduzimos que para produzir 12000 linhas por cm^2 no aço fundido são necessários 12,5 ampère-espiras por cm de comprimento do circuito magnético. Portanto, os ampère-espiras necessários para a parte do circuito magnético formada pelo aço fundido são $I_1 n_1 = 49,5 \times 12,5 = 619$ ampère-espiras.

Se escrevermos a Eq. (4) sob a forma $NI = 10Bl/4\pi\mu$, resulta que um núcleo de ar requer $10B/4\pi$ ampère-espiras por cm, e como $l_2 = 0,5$ cm, o número de ampère-espiras requeridos pelo entreferro é

$$\frac{10 \times 12000 \times 0,5}{4} = 4775 \text{ ampère-espiras}$$

Portanto, o número total de ampère-espiras = $619 + 4775 = 5394$

Com o fim de produzir um campo uniforme de 12000 linhas por centímetro quadrado em todas as partes do circuito, as espiras deverão ser dispostas como indica a Figura 6, fazendo $I_1 n_1 = 619$ e $I_2 n_2 = 4775$.

Observe-se que, embora o comprimento do entreferro seja apenas 1% do comprimento total do circuito magnético, ele requer 88,5% do número total de ampère-espiras.

2.1.7 Efeito do deslocamento das espiras excitadoras de sua posição ideal

A solução do exemplo anterior foi baseada na suposição tácita de que as espiras excitadoras do entreferro pudessem ser concentradas no entreferro, em uma bobina de uma camada somente, de mesmo diâmetro que o núcleo. Se isto pudesse ser realizado, o fluxo seria uniforme, e a solução seria precisa. Entretanto, em geral, seria de todo impossível comprimir todas as espiras do entreferro em uma única camada. Na prática não é possível colocar-se um número qualquer de espiras de modo que todas rodeiem o entreferro. Elas deverão ser dispostas, por conseguinte, sobre a parte do circuito correspondente à substância magnética, como na Figura 7.

O efeito do deslocamento das espiras do entreferro, deste modo, é estender os limites da parte do circuito magnético formada pelo ar e criar assim uma dispersão de fluxo magnético. O fluxo que passa de um ao outro pólo pelo espaço situado fora do entreferro propriamente dito se chama fluxo de dispersão.

Se as espiras do entreferro se acham colocadas tão próximo dele como indica a Figura 7, a densidade do fluxo no entreferro é quase exatamente a mesma que com a disposição ideal de enrolamento suposta primitivamente. O fluxo na parte do circuito magnético correspondente ao aço aumentará, entretanto, do valor do fluxo de dispersão. Em geral, o fluxo de dispersão não é utilizado de nenhum modo, porém terá de ser transportado pela parte de ferro do circuito magnético, e quem projeta este deverá ter em conta que esse fluxo não venha saturar o ferro e assim introduzir um grande erro cálculo do número de espiras necessárias para essa parte do circuito. Portanto, se os ampéres-espiras do entreferro deverão ser dispostos sobre a parte do circuito correspondente à substância magnética, como indicam as Figs. 7 e 8, o projetista deverão estimar do valor do fluxo de dispersão e somá-lo ao fluxo do entreferro de modo a determinar o fluxo total na substância magnética. As curvas de magnetização fornecem então os ampéres-espiras necessários para produzir este fluxo.

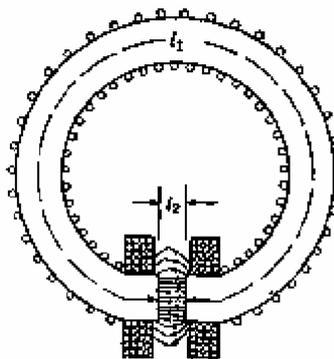


Figura 7 – Campo magnético produzido, quando as espiras excitadoras do entreferro estão colocadas sobre o núcleo de ferro, perto do entreferro

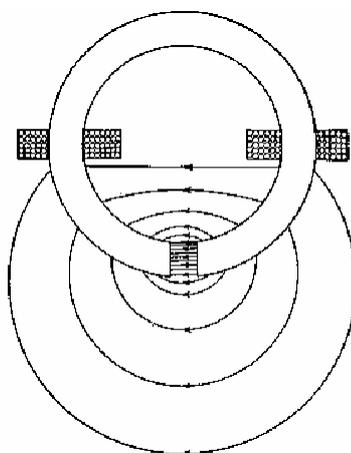


Figura 8 – Campo produzido, quando as espiras de excitação do entreferro se acham distante do mesmo

Exemplo:

Se na Figura 7 $l_1 = 49,5$ cm de aço fundido e $l_2 = 0,5$ cm de ar, e os ampéres-espiras do entreferro se devem dispor como indica a figura, quantos ampéres-espiras serão necessários para produzir uma densidade de fluxo de 12000 linhas por cm^2 no entreferro ?

Ampéres-espiras para o entreferro = $10Bl_2 / 4\pi = 10 \times 12000 \times 0,5 / 4\pi = 4775$ ampére- espiras.

A dispersão do fluxo é estimada em 20% do fluxo do entreferro. Portanto:

Densidade do fluxo no aço = $12000 \times 1,20 = 14400$ linhas por cm^2 .

Das curvas de imantação da Figura 4, se deduz que 14400 linhas por cm^2 necessitam de 26 ampéres-espiras por cm. Em conseqüência, a parte de aço fundido do circuito necessita de $26 \times 49,5 = 1287$ ampére-espiras. E a

F.m.m. total necessária = $4775 + 1287 = 6026$ ampére-espiras.

Se comparar-se este resultado com a solução do exemplo anterior, observa-se que, desprezando inteiramente o fluxo de dispersão, um erro de 11% seria introduzido no número total de ampéres-espiras calculados.

O valor do erro que resulta de não se levar em consideração o fluxo de dispersão depende de quão próximo está a substância magnética da saturação.

Geralmente é muito difícil – se não impossível – calcular o valor do fluxo de dispersão, e, na prática, o projetista se baseia em grande proporção na sua experiência pra fazer a sua estimativa. Os fatores de dispersão utilizados na prática foram determinados, em sua maior parte, experimentalmente.

Se um projetista tiver de calcular um circuito magnético de tipo fora do comum, no qual, por alguma razão, os ampére-espiras do entreferro deverão ser colocados a considerável distância do mesmo, como sucede na Figura 8, de maneira que o fluxo de dispersão seja muito grande, então, a única coisa que se pode fazer, a menos que se disponha de experiência prévia sobre esse tipo, é construir um modelo e medir o fluxo de dispersão. Em tais circuitos, não se pode prescindir de considerar o fluxo de dispersão, mesmo para cálculos aproximados. Por exemplo, o fluxo de dispersão no caso da Figura 8 é aproximadamente igual ao fluxo no próprio entreferro. Portanto, se desejam-se obter, digamos, 10000 linhas por cm^2 no entreferro, a densidade de fluxo no aço fundido na metade superior do anel deverá ser de 20000 linhas por cm^2 . Da Figura 4 se deduz que isto constitui um grau muito elevado de saturação do aço. Aproximadamente 400 ampéres-espiras por cm seriam necessários para produzir uma densidade tão elevada no aço fundido, enquanto que apenas 8 ampéres-espiras por cm seriam suficientes se o fluxo de dispersão não fosse considerado e se tivesse tomado como densidade do fluxo 10000 linhas por cm^2 .

Não é econômico utilizar um grau tão alto de saturação no aço. Em conseqüência, se as espiras excitadoras devem ser dispostas como na Figura 8, a seção transversal do aço deve

aumentar de modo que a densidade do fluxo diminua até 12000 linhas por cm^2 ou menos. O aço deve ir-se adelgaçando para as peças polares até dar um entreferro com as mesmas dimensões que antes, as dimensões do entreferro sendo presumivelmente determinadas pelas condições nas quais se vai utilizar o ímã.

2.1.8 Magnetismo residual

Se, depois de imantar uma peça de ferro por meio de uma bobina de excitação, a corrente excitadora é reduzida até zero, verificar-se-á que a imantação não desaparece, mas que permanece uma parte dela, denominada magnetismo residual. Se tratar-se de ferro doce e recozido, e existir um entreferro no circuito magnético, este magnetismo residual será muito fraco, e pode-se fazer desaparecer os últimos vestígios dele, submetendo o ferro a vibração. Se for utilizado o aço duro, o magnetismo residual será forte, e somente poderá fazer desaparecer com dificuldade, e por isso os ímãs permanentes são construídos geralmente com aços especiais duros, tais como o aço ao cobalto.

2.1.9 Teoria do magnetismo no ferro

Para poder explicar o comportamento peculiar do ferro, supõe-se geralmente que os átomos de ferro equivalem a ímãs naturais, cada um dos quais tem seus próprios pólos norte e sul. Nesta hipótese, as propriedades magnéticas do ferro podem ser ilustradas cobrindo um tabuleiro grande com pequenas agulhas magnéticas muito próximas umas das outras. Se o tabuleiro cheio de agulhas magnéticas não está sujeito á influência de nenhum campo magnético exterior, as agulhas apontarão em todas as direções, como indica a Figura 9a.

A direção de cada agulha magnética individualmente é determinada pelas forças de atração e repulsão entre ela e as demais agulhas que rodeiam. Como resultado destas forças, as agulhas tendem a dispor-se em grupos compactos, confrontando-se os pólos norte e sul. O tabuleiro, em conjunto, não mostra propriedades magnéticas, e representa uma barra de ferro nãoimantada. Se introduzirmos o tabuleiro dentro de um grande solenóide e fizermos passar por este uma corrente cuja intensidade aumentar-se gradualmente, a corrente produzirá um campomagnético que tende a obrigar todas as agulhas a orientar-se na mesma direção, paralela ao eixo do solenóide. Enquanto a corrente é pequena, esta força também é pequena, e somente os grupos mais instáveis são separados por ela, embora todos eles resultem deformados em

certa extensão. Quando a corrente continua aumentando, mais e mais grupos vão se dispersando e todas as agulhas magnéticas tendem a girar para alinhar-se com o campo do solenóide, até que, por fim todas as agulhas apontam na mesma direção, como indica a Figura 9b, que representa o estado de saturação completa do ferro. Os campos magnéticos dos pequenos ímãs se somam ao campo produzido pelo solenóide, e o campo resultante é muito mais intenso do que o produzido pelo solenóide isoladamente.

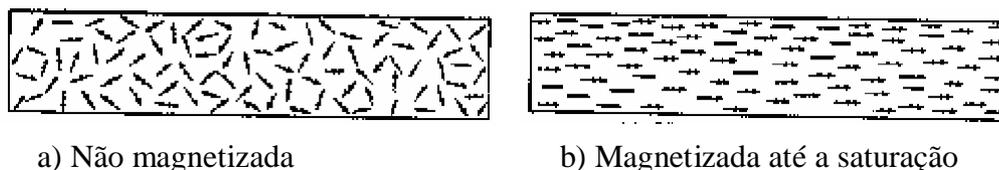


Figura 9 – Disposições das moléculas em uma barra imantada

Se a corrente excitadora do solenóide for reduzida a zero, os ímãs moleculares tendem a reconstruir os grupamentos, porém, devido ao atrito molecular não voltam exatamente às suas posições iniciais, mas apresentam ligeiro deslocamento permanente no sentido no qual haviam sido alinhados, e isto explica o magnetismo residual.

Acredita-se que as moléculas de ferro devem seus campos magnéticos a correntes elétricas. Cada átomo contém elétrons giratórios, e um elétron giratório pode considerar-se equivalente a um minúsculo solenóide de uma espira. Nas substâncias não magnéticas, os campos produzidos pelos diversos elétrons giratórios se neutralizam entre si, de modo que não se produz campo magnético exterior. Nas substâncias magnéticas, os campos não se neutralizam mutuamente. De acordo com esta teoria, por conseguinte, todos os campos magnéticos são produzidos por correntes elétricas, e um ímã permanente é simplesmente um conjunto de diminutos solenóides que transportam correntes elétricas permanentes.

2.1.10 Histerese

Se uma barra de ferro for colocada no interior de um solenóide e se inverte a corrente neste, a imantação da barra se inverterá, convertendo-se o pólo norte em pólo sul. O processo de inversão da imantação produz calor no ferro, devido ao atrito que se opõe à mudança de orientação dos átomos. A conversão de energia elétrica em energia calorífica, como resultado do atrito molecular que se opõe à variação do magnetismo, é chamada histerese magnética.

2.1.11 Ciclo de histerese

A Figura 10 mostra como varia a indução magnética B em um solenóide em anel, cheio de uma substância magnética, quando a corrente experimenta variações periódicas. Partindo de uma substância completamente desmagnetizada, o gráfico de B é a linha oa quando o campo magnetizante H aumenta de zero ao valor op . Se H decresce até zero, o gráfico segue a linha ab . Se H se inverte e alcança o valor op' , para voltar novamente a zero, o gráfico de B durante este processo segue a linha $bcde$. Quando H novamente se inverte e aumenta até op , o gráfico de B completa o ciclo até o ponto a .

Pode-se provar que a área do ciclo constitui uma medida da energia transformada em calor por histerese durante um ciclo de magnetização.

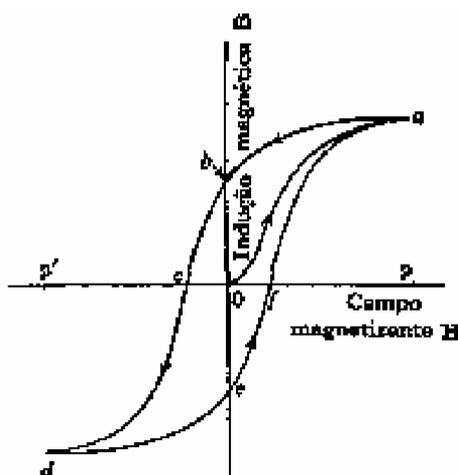


Figura 10 – Ciclo de histerese. A densidade de fluxo magnético residual é representada pela distância ob . A força coercitiva necessária para reduzir o magnetismo residual a zero é representada pela distância oe

A Figura 10 mostra dois valores de B para cada valor de H , dependendo de que se tenha chegado ao valor particular de H por valores crescentes ou decrescentes. As curvas de magnetização da Fig. 4 mostram somente um valor de B para cada valor de H . Isto nos leva a perguntar que significam realmente estas curvas de magnetização. A resposta é que uma curva de magnetização é o lugar geométrico dos máximos dos ciclos de histerese produzidos por campos magnetizantes periódicos de valores máximos distintos. A curva de magnetização para o aço laminado da Figura 4, indica que uma densidade de fluxo de 150000 linhas por cm^2 é produzida por um campo magnetizante de 14 ampéres-espiras por cm ; porém isto só é

verdadeiro se o aço foi submetido, pelo menos durante um ciclo completo de magnetização, a um campo magnetizante máximo de 14 ampére-espiras por cm.

Observe-se que, no caso das substâncias não magnéticas, tais como o ar, o ciclo de histerese torna-se uma simples linha reta diagonal que passa pela origem.

2.2 TRANSFORMADORES

2.2.1 Conceitos básicos

Com o objetivo de que a energia elétrica possa ser transmitida economicamente a grandes distâncias, é necessário tensões elevadas; porém, para que os circuitos elétricos possam ser manejados sem risco, são necessárias tensões baixas para a distribuição. O transformador de corrente alternada é um equipamento por meio do qual a energia recebida com uma certa tensão é fornecida com outra tensão, mais elevada ou mais baixa. Do mesmo modo que um par de engrenagens, na transmissão mecânica da energia, transforma um conjugado e dada velocidade em outro conjugado e velocidade, assim também um transformador, na transmissão elétrica da energia, transforma uma tensão e corrente dadas em outra tensão e corrente.

Um transformador consiste essencialmente de dois enrolamentos independentes sobre um núcleo de ferro; um recebe energia e é chamado o primário, e o outro restitui energia e é denominado o secundário. A Figura 11 representa um circuito magnético fechado de ferro, sobre o qual estão colocados os dois enrolamentos que têm n_1 e n_2 espiras, respectivamente. Em um transformador real deste tipo, dada um dos dois enrolamentos acha-se distribuído sobre ambos os lados do núcleo de ferro, o enrolamento de alta-tensão envolvendo o de baixa-tensão como indica a Figura 19. Os símbolos e_1 e i_1 indicam os valores instantâneos da tensão de saída e corrente no secundário. Os valores eficazes são indicados por E_1 , I_1 , E_2 e I_2 . As setas indicam simplesmente quais os sentidos que foram escolhidos como sendo positivos para o traçado dos diagramas vetoriais ou das senóides. As tensões, correntes e o fluxo agem alternadamente em ambos os sentidos, cada qual invertendo o sentido duas vezes por ciclo. Os ângulos de defasagem entre as várias grandezas ficam para ser investigados.

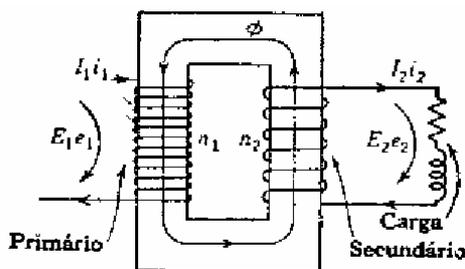


Figura 11 – O transformador. As setas indicam simplesmente os sentidos tomados como positivos e a escolha é inteiramente arbitrária

A pequena corrente no primário que circula quando o secundário não está ligado a nenhuma carga se denomina corrente excitadora, e se utilizam os símbolos i_0 e I_0 para representar seus valores instantâneo e eficaz. Assim, i_0 e I_0 são os valores sem carga de i_1 e I_1 .

Consideremos em primeiro lugar um transformador ideal ao qual não existem perdas no ferro, a resistência dos enrolamentos é suficientemente pequena para que possa ser desprezadas, e todo o fluxo se enlaça com ambos os enrolamentos. Então, quando o secundário não está ligado a nenhuma carga, mas se encontra em circuito aberto e nenhuma corrente pode circular por ele, o enrolamento primário é simplesmente uma bobina de indutância pura. A Figura 12 mostra, conseqüentemente, que quando se aplica uma f.e.m. alternada e_1 ao enrolamento primário deste transformador ideal, a corrente i_0 que ela produz está atrasada de 90° sobre e_1 e haverá uma f.e.m. de auto-indução e_{1g} exatamente igual a e_1 e defasada exatamente 180° sobre e_1 .

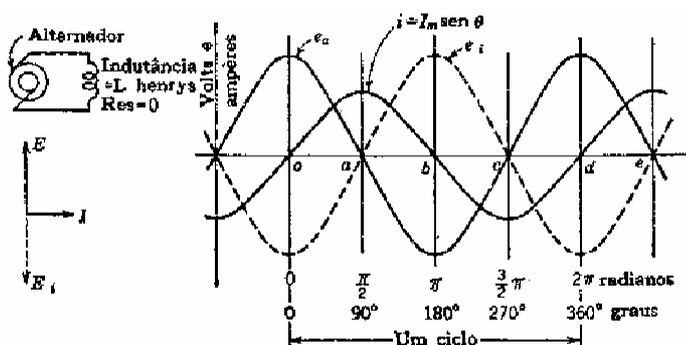


Figura 12 – Relação entre a tensão e a corrente em um circuito puramente indutivo.

Estas relações entre fases são também representadas no diagrama vetorial da Figura 12. A tensão E_{1g} pode ser chamada contratensão do primário, porque se opõe á f.e.m. aplicada E_1 e de fato limita a corrente do primário, do mesmo modo que a força contra-eletromotriz de um motor de corrente contínua limita a corrente do induzido.

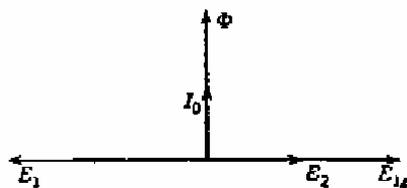


Figura 13 – Diagrama vetorial, sem carga, de um transformador ideal sem perdas no ferro e com enrolamentos sem resistência ($n_1/n_2 = 2$).

Como se supôs que não existem perdas no ferro, o fluxo produzido por I_0 deve estar em fase com I_0 , o que também se acha indicado na Figura 13. Em um transformador real a maior parte do fluxo segue o percurso do ferro e se enlaça com ambos os enrolamentos, como se indica na Figura 11. Qualquer porção do fluxo que se enlace somente com um dos enrolamentos terá de completar o seu circuito através do ar e é, portanto, relativamente fraca. Este fluxo se denomina fluxo de dispersão. Para o transformador ideal, considerado, se supõe que não há fluxo de dispersão, de modo que todo o fluxo atravessa ambos os enrolamentos. Este fluxo, quando cresce e diminui, induz as tensões e_{1g} e e_{2g} nos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. Portanto, e_{2g} está em, fase com e_{1g} . Se o gráfico da f.e.m. aplicada e_1 é uma senóide, os gráficos de e_{1g} do fluxo Φ devem também ser curvas senoidais, de modo que

$$\Phi = \Phi_m \sin \theta = \Phi_m \sin(2\pi ft) \quad (9)$$

$$\text{Mas, } e_{1g} = -n_1 (d\Phi/dt) 10^{-8} \text{ volts} \quad (10)$$

na qual o sinal menos é necessário porque e_{1g} se opõe á variação de i_0 que produz a variação de Φ . Analogamente,

$$e_{2g} = -n_2 (d\Phi/dt) 10^{-8} \text{ volts} \quad (11)$$

na qual o sinal menos pode considerar-se convencional, embora seja óbvia a convenção de dar a e_{2g} o mesmo sinal que a e_{1g} , visto serem produzidos pelo mesmo fluxo.

Substituindo o valor de Φ deduzido da Eq. (9) na Eq. (10), se obtém

$$e_{1g} = -n_1 \Phi_m \cos \theta (d\theta/dt) 10^{-8} \text{ volts}$$

$$= -2\pi f n_1 \Phi_m \cos\theta \cdot 10^{-8} \text{ volts} \quad (12)$$

que mostra, de passagem, que o gráfico do fluxo é uma senóide, o gráfico de e_{1g} é também uma senóide e está em atraso de 90° sobre o fluxo.

Os valores máximos de e_{1g} correspondem a $\cos\theta = +1$ e -1 .

Portanto,

$$E_{1g(\max)} = 2\pi f n_1 \Phi_m \cdot 10^{-8} \text{ volts}$$

e dividindo ambos os membros por $\sqrt{2}$,

$$E_{1g} = 4,44 f n_1 \Phi_m \cdot 10^{-8} \text{ volts} \quad (13)$$

Analogamente

$$E_{2g} = 4,44 f n_2 \Phi_m \cdot 10^{-8} \text{ volts} \quad (14)$$

Dividindo

$$\frac{E_{2g}}{E_{1g}} = \frac{n_2}{n_1} \quad (15)$$

Neste transformador ideal, que não tem fluxo de dispersão e cujos enrolamentos não têm resistência, a tensão terminal E_2 é igual á tensão induzida E_{2g} ; também E_1 e E_{1g} são iguais em grandeza, embora de sinais opostos.

Portanto:

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{n_2}{n_1} \quad (16)$$

A Eq. 16 é exata para o transformador ideal em todas as cargas, e também é precisa para um transformador real sem carga, visto que quando I_2 é nula, não existe diferença entre E_2 e E_{2g} ; também quando I_2 é nula, I_1 é pequena, de modo que a diferença entre os valores de E_1 e E_{1g} deve ser pequena. No caso de transformadores reais a plena carga, a Eq. 16 dá geralmente um erro de 2 ou 3%, embora este erro possa ser algo maior se o fator de potência da carga for baixo. Isto completa a explicação da Figura 13. Tenhamos agora em conta a perda no ferro. O fluxo em um núcleo de ar está sempre em fase com a corrente que o produz, e não há perda

de potência em um núcleo de ar. Analogamente, em um núcleo de ferro ideal que não tivesse perdas no ferro, o fluxo estaria em fase com a corrente excitadora como indica a Figura 13. Entretanto, em qualquer núcleo de ferro real, o fluxo está em atraso sobre a corrente excitadora I_0 , como indica a Figura 14. Como E_{1g} está sempre em atraso exatamente 90° sobre Φ , como indica a Eq. (12), e como E_1 é oposta a E_{1g} , segue-se que se o vetor fluxo for desviado no sentido dos ponteiros de um relógio, ele arrastará consigo a E_{1g} e E_1 , e o resultado definitivo de considerar a perda no ferro é equivalente a desviar I_0 no sentido contrário aos ponteiros de um relógio em relação aos outros vetores. Existe agora uma potência fornecida ao transformador, igual a $E_1 I_0 \cos \alpha$, e como a potência restituída pelo transformador é nula, a potência fornecida ao mesmo é toda absorvida pelas perdas. Praticamente todas estas perdas são perdas no ferro. Há uma pequena perda $I^2 R$ no cobre do primário, mas como I é pequena, esta perda no cobre é muito pequena.

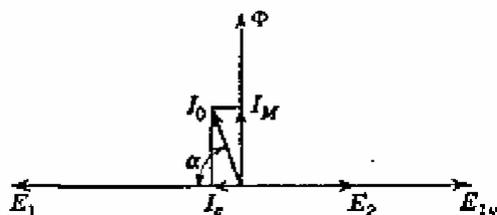


Figura 14 – Diagrama vetorial de um transformador sem carga. (A razão entre os números de espiras do primário e do secundário é igual a dois).

A corrente excitadora I_0 pode ser considerada como formada por duas componentes: (1) a componente magnetizante $I_M = I_0 \sin \alpha$, que é necessária para produzir o fluxo Φ ; (2) a componente correspondente à perda no núcleo $I_C = I_0 \cos \alpha$, que quando multiplicada por E_1 dá as perdas por histerese e correntes parasitas no ferro. Ambas as componentes variam extensamente com o valor máximo da densidade de fluxo e com a classe do ferro.

Consideremos agora o que sucede quando se liga o secundário a uma carga, como na Figura 11, de modo que nele circule uma corrente I_2 . Se a carga não contem nenhuma fonte de f.e.m., mas é simplesmente uma impedância Z realizada, por uma combinação de resistência, indutância e capacitância, então $I_2 = E_2/Z$, e o ângulo de atraso de I_2 sobre E_2 é qualquer, de zero a mais ou menos 90° , dependendo da natureza de Z . A corrente I_2 que circula no enrolamento do secundário exerce uma força magnetomotriz (f.m.m.) de $I_2 n_2$ ampéres-espiras, que atua sobre o mesmo circuito magnético que a f.m.m. $I_0 n_1$ ampéres-espiras do primário. Além disso, a plena carga, $I_2 n_2$ é geralmente pelo menos vinte vezes maior que $I_0 n_1$. A menos

que esta f.m.m. no secundário seja neutralizada por corrente adicional circulando no primário, o fluxo no núcleo será grandemente alterado, e o equilíbrio entre E_1 e E_{1g} será completamente desfeito. Mas neste transformador ideal nada existe que se oponha á corrente no primário, exceto E_{1g} e, portanto, se algum desequilíbrio se produzir entre E_1 e E_{1g} , a corrente no primário variará e continuará variando até que o equilíbrio se restabeleça. Mas o equilíbrio poderá ser restabelecido apenas pela neutralização da f.m.m. no secundário, $I_2 n_2$. Seja I_1' a corrente no primário necessária para neutraliza $I_2 n_2$.

Então:

$$I_1' n_1 = I_2 n_2 \quad (17)$$

Além disso, I_1' deve estar defasado de I_2 de 180° de modo que suas f.m.ms. estejam em oposição em todos os pontos do ciclo. A corrente total no primário I_1 é a soma vetorial de I_0 e I_1' . A Figura 15 representa o diagrama vetorial de um transformador ideal com carga com um fator de potência de 86,6%, de modo que I_2 está em atraso de 30° sobre E_2 .

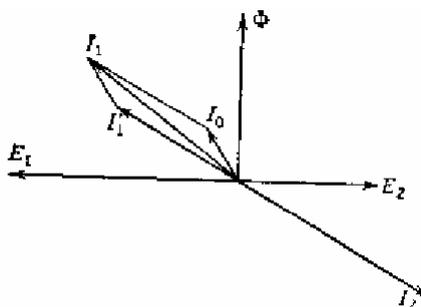


Figura 15 – Diagrama vetorial de um transformador com carga. (A razão entre os números de espiras do primário e do secundário é igual a dois)

A plena carga, I_1' é muito maior que I_0 , e nos cálculos grosseiros podemos desprezar I_0 e substituir I_1 por I_1' na Eq. (17). Então:

$$I_1 n_1 = I_2 n_2$$

Ou

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{n_2}{n_1} \text{ aproximadamente.} \quad (18)$$

Deve-se ter o devido cuidado ao aplicar a Eq. (18). Ela resulta completamente imprecisa para cargas muito leves.

Observemos aqui que, se tivéssemos decidido omitir o sinal menos na Eq. (11), invertendo desta forma a convenção de sinais no secundário, as setas associadas com a tensão e a corrente no secundário na Figura 11 ficariam invertidas, E_2 ficaria em fase com E_1 nas Figs.13 e 15, e I_2 ficaria em fase com I_1' . Esta outra convenção de sinais é preferida por alguns.

2.2.2 Fluxo de Dispersão

Na teoria do item anterior, se supôs que todo o fluxo se enlaçava com ambos os enrolamentos. Contudo, na prática, ambos os enrolamentos produzem algum fluxo que somente se enlaça com o enrolamento que o produz. A Figura 16 mostra as correntes instantâneas reais e os fluxos em um instante particular no ciclo quando i_1 é positiva e i_2 é negativa. Em geral estas duas correntes são de sinais opostos através da maior parte do ciclo, se seguirmos a convenção de sinais representada na Figura 11.

Os ampére-espiras $n_1 i_1$ produzem um fluxo Φ_{11} , chamado fluxo de dispersão no primário, que é proporcional a i_1 e que atravessa a bobina n_1 , porém não atravessa n_2 .

Os ampére-espiras $n_2 i_2$ produzem um fluxo Φ_{21} , chamado fluxo de dispersão no secundário, que é proporcional a i_2 e que atravessa a bobina n_2 , porém não atravessa n_1 .

Agora, qualquer bobina na qual uma corrente i produz um fluxo Φ que é proporcional á corrente, se diz que tem auto-indutância e a tensão necessária para enviar uma corrente alternada I através da referida bobina é IX , sendo X a reatância da bobina; a corrente fica em atraso de 90° sobre a tensão.

Na Figura 16, o fluxo Φ_{11} é proporcional á corrente i_1 , e seu efeito é o mesmo que se a bobina n_1 tivesse uma reatância X_1 , de modo que, em vez de considerar o efeito do fluxo Φ_{11} , pode-se considerar o efeito da reatância equivalente X_1 . Da mesma maneira, o fluxo de dispersão Φ_{21} pode ser representado por uma reatância equivalente X_2 . A Figura 17 representa o esquema de um transformador real no qual os fluxos de dispersão Φ_{11} e Φ_{21} foram substituídos pelas reatâncias equivalentes X_1 e X_2 , as quais, junto com as resistências E_1 e R_2 das bobinas, são colocadas, por conveniência, fora do enrolamento real.

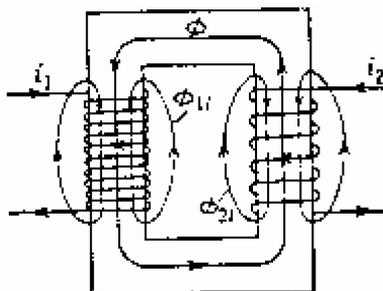


Figura 16 – Transformador mostrando as correntes instantâneas e fluxos reais durante a parte do ciclo em que i_1 é positiva e i_2 é negativa

Entre os terminais ab e cd, o esquema do transformador da Figura 17 é o mesmo que o do esquema ideal da Figura 11. O diagrama vetorial para este transformador ideal acha-se representado na Figura 280. Deve-se observar, entretanto, que as tensões terminais do transformador ideal da Figura 17 se acham indicadas por E_1' e E_{2g} , e não por E_1 e E_2 como na Figura 15. A Eq. (16) torna-se, portanto, em:

$$\frac{E_{2g}}{E_1'} = \frac{n_2}{n_1}$$

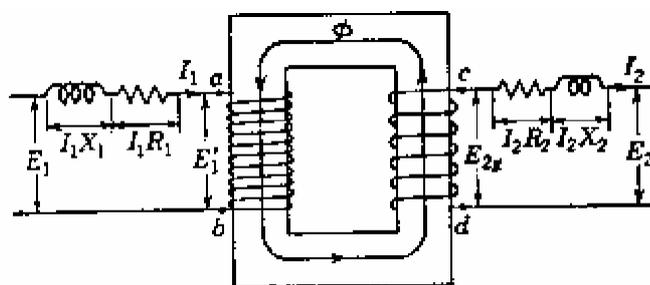


Figura 17 – Circuito equivalente de um transformador real. Compõe-se do transformador ideal da Figura 11 mais as resistências R_1 e R_2 e as reatâncias de dispersão X_1 e X_2

A tensão terminal real E_2 se obtém subtraindo de E_{2g} os vetores I_2R_2 e I_2X_2 , que são as tensões necessárias para fazer circular a corrente I_2 através da resistência e reatância do secundário, respectivamente, estando I_2R_2 em fase com I_2 , e I_2X_2 em avanço de 90° sobre I_2 .

A tensão aplicada no primário E_1 é obtida somando-se a E_1' os vetores I_1R_1 e I_1X_1 , sendo I_1R_1 traçado paralelo a I_1 , e I_1X_1 em avanço de 90° sobre I_1 . Estas adições e subtrações acham-se representadas graficamente na Figura 18.

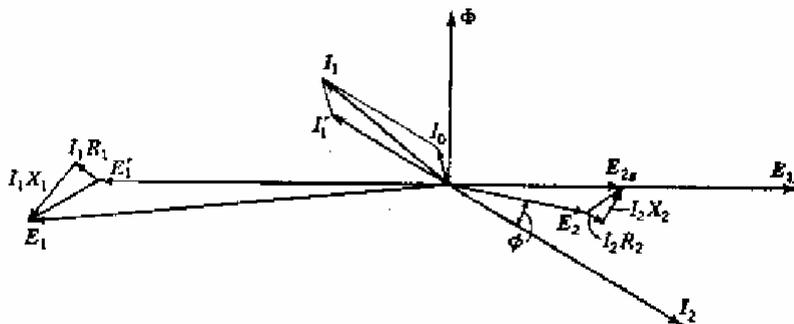


Figura 18 – Diagrama vetorial completo de um transformador real com carga, com fator de potência 95% em atraso. Relação de espiras igual a 2. A fim de tornar mais clara a figura, as quedas IR e IX foram tomadas com cerca de três vezes o seu tamanho normal

Quando o fator de potência da carga no secundário está em atraso, E_2 é menor que E_{2g} , e E_1 é maior que E_1' , devido às quedas na resistência e na reatância, como indica a Figura 18. Estas quedas são proporcionais às correntes, de modo que a tensão no secundário cai quando a carga aumenta. Com fatores de potência de carga no secundário em avanço, E_2 pode ser maior que E_{2g} e E_1 menor que E_1' , de modo que a tensão no secundário pode elevar-se quando a carga aumentar. O estudante deverá convencer-se a si próprio disto traçando o diagrama vetorial.

O cálculo da queda de tensão em um transformador é idêntico ao cálculo da queda de tensão em uma linha de transmissão, ou antes em duas linhas de transmissão, visto que R_1 e X_1 são equivalentes a uma linha de transmissão e R_2 e X_2 a uma outra. Não existe queda de tensão no transformador ideal que fica depois de suprimir R_1 , R_2 , X_1 e X_2 ; há somente uma transformação de tensão, que é constante para todas as condições de funcionamento e igual à relação do número de espiras.

2.2.3 Reatância de dispersão nos transformadores usuais.

Nos transformadores usados na distribuição de energia elétrica as reatâncias X_1 e X_2 se mantêm pequenas, construindo-se o transformador de modo que Φ_{11} e Φ_{21} sejam pequenos. A Figura 19a representa um transformador com uma bobina primária e uma bobina secundária em cada ramo e mostra também os fluxos de dispersão. Pode-se ver neste esquema, em cada ramo, que Φ_{11} e Φ_{21} atuam em sentidos opostos, de modo que, se n_2 fosse interbobinada com n_1 , os fluxos de dispersão se neutralizariam e somente ficaria o fluxo principal Φ . Conseguir-se este resultado aproximadamente na prática construindo o transformador como indica a

Figura 19b, na qual a metade do enrolamento primário e a metade do secundário se acham colocados um sobre o outro em cada ramo do núcleo do transformador. Os fluxos de dispersão terão que apertar-se, então, dentro do espaço x compreendido entre os enrolamentos, e quanto menor for este espaço x , tanto menores serão os fluxos de dispersão e, em consequência, as reatâncias de dispersão.

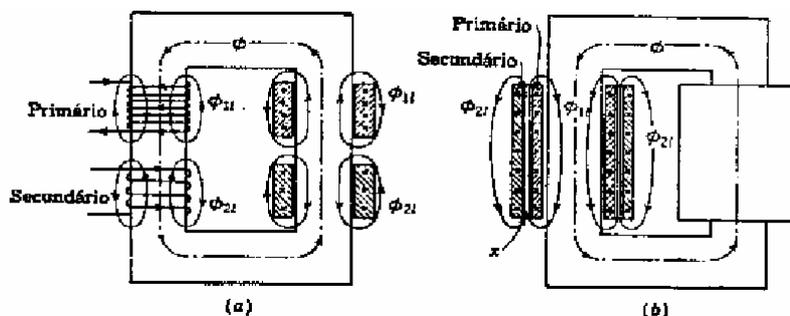


Figura 19 – Fluxo de dispersão nos transformadores

No que concerne á manutenção da tensão adequada nos pontos consumidores, o resultado será tanto melhor quanto menores forem as reatâncias de dispersão; porém, a reatância de dispersão realiza uma função apreciável, porque limita a corrente de curto-circuito. Isto não só protege o próprio transformador contra sua destruição durante o segundo os dois segundos necessários para que funcionem os dispositivos protetores, como, também, possibilita a redução da capacidade de ruptura dos disjuntores e a perturbação de tensão no resto do sistema. Por conseguinte, na prática, os transformadores não são geralmente construídos com a menor reatância de dispersão possível, mas, usualmente têm reatância suficiente para limitar a corrente de curto-circuito até dez ou vinte vezes a corrente de plena carga, conforme as condições de serviço.

2.2.4 Relação entre tensão e densidade de fluxo em um transformador.

Durante cada ciclo, o fluxo cresce até alcançar seu valor máximo Φ_m , diminui até zero, volta a crescer até alcançar seu valor máximo no sentido oposto, e de novo diminui até zero. Portanto, Φ_m corta os enrolamentos quatro vezes por ciclo, e $4f$ vezes por segundo. Em consequência a tensão média, E_{med} gerada em um enrolamento de n espiras, é:

$$E_{med} = 4f \Phi_m 10^{-8} \text{ volts} \quad (19)$$

Mas, o valor médio de uma curva senoidal é igual a $2/\pi$ multiplicado pelo valor máximo, e o valor eficaz de uma curva senoidal é igual a $1/\sqrt{2}$ multiplicado pelo valor máximo. Portanto,

o valor eficaz é igual a $\pi/2 \times 1/\sqrt{2} = 1,1$ vezes o valor médio. Por conseguinte, o valor eficaz da tensão gerada é dado pela equação:

$$E = 4,44 f n \Phi_m 10^{-8} \text{ volts} \quad (20)$$

Daqui se deduz que o fluxo Φ_m é proporcional á tensão aplicada. Se aumenta-se pouco a pouco a tensão aplicada, e se efetuam as leituras dos valores correspondentes da corrente excitadora I_0 , pode-se representar a curva de saturação como indica a Figura 20. É evidente desta curva que, se fizermos funcionar um transformador com uma tensão consideravelmente maior que sua tensão nominal, a corrente excitadora I_0 poderá alcançar um valor que seja muitas vezes o normal, resultando que a perda no cobre no primário será anormalmente elevada e o isolamento pode ficar prejudicado pelo aquecimento excessivo.

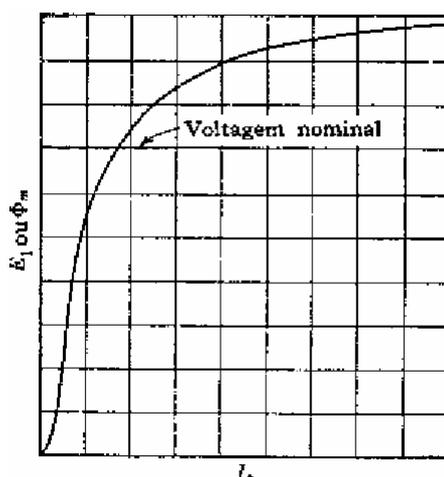


Figura 20 – Curva de saturação de um transformador

A altura da linha de “tensão nominal” ou tensão de regime normal na Figura 20 depende muito das condições que o transformador adquirido deverá satisfazer, e pode ser desfavoravelmente alta se o custo foi reduzido a um mínimo.

Seja B a densidade de fluxo máxima permissível, em linhas por centímetro quadrado, e A a seção reta do núcleo de ferro em centímetros quadrados, então $\Phi_m = BA$, e substituindo-se BA por Φ_m na Eq. (20).

$$E = 4,44 f n BA 10^{-8} \text{ volts.}$$

Ou

$$aN = \frac{E10^8}{4,44fB} \quad (21)$$

A Eq. (21) é a principal equação para o projeto de um transformador. Por exemplo, suponhamos que desejamos projetar um transformador para funcionar com uma tensão no secundário de 115 volts, 60 ciclos. Voltando á Figura 40, verificamos que um valor máximo conveniente para B situa-se entre 12000 e 14000 linhas por cm². Tomando 13000, e substituindo na Eq. (21), encontramos:

$$An_2 = 3285 \quad (22)$$

Se fizermos n₂ igual a 100 espiras, então o núcleo deverá ter uma seção reta de 32,85 cm². Se n₂ = 50 espiras, então A = 65,70cm². Existe, evidentemente, um número infinito de combinações de A e n₂ que satisfazem á Eq. (22). Se a quantidade de cobre diminuir, pela diminuição do número de espiras, a quantidade de ferro aumentará. O projetista determinará pela experiência qual a proporção do ferro para o cobre resulta no mínimo custo.

O tamanho do condutor será determinado pelo valor da corrente que ele deverá transportar.

A Eq. (86) também mostra porque os transformadores de 60 ciclos são mais leves e mais baratos que os de 25 ciclos de mesmas características. Se E se supõe fixo, aN será inversamente proporcional a f, de modo que, se a freqüência se duplica, pode-se reduzir á metade ou o número de espiras ou a seção do ferro, ainda dividir ambas por $\sqrt{2}$.

2.2.5 Rendimento de um transformador.

$$\text{Rendimento} = \frac{\text{potência fornecida}}{\text{potência absorvida}} = \frac{\text{potência fornecida}}{\text{potência fornecida} + \text{perdas}} \quad (23)$$

na qual as perdas são:

$$\text{Perdas no ferro} \left\{ \begin{array}{l} \text{Perdas por histerese} \\ \text{Perdas pelas correntes parasitas} \end{array} \right.$$

$$\text{Perdas no cobre} \left\{ \begin{array}{l} I_1^2 R_1 \text{ watts} \\ I_2^2 R_2 \text{ watts} \end{array} \right.$$

Não há perdas de potência nas reatâncias do primário e do secundário

2.2.6 Perdas por histerese.

Como o fluxo em um transformador é alternado, requer-se energia para realizar as contínuas inversões dos ímãs elementares de que se compõe o ferro. Esta perda de potência se denomina perda por histerese. A perda por histerese em um transformador varia proporcionalmente com a frequência, e aproximadamente com $B^{1.6}$, sendo B a densidade de fluxo máxima.

2.2.7 Perdas pelas correntes parasitas.

Se o núcleo do transformador da Figura 21 é feito de um bloco de ferro maciço, então o fluxo alternado Φ que atravessa este núcleo faz circular correntes conforme se indica em a, da mesma maneira que circulariam em um enrolamento secundário curto-circuitado. Requer-se uma certa potência para manter estas correntes. Esta potência é chamada perda pelas correntes parasitas.

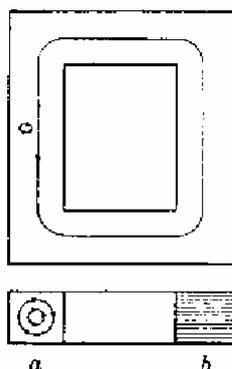


Figura 21 – Núcleo de um transformador

Para fazer com que estas correntes parasitas sejam pequenas coloca-se uma resistência elevada no seu percurso. Isto se consegue laminando o núcleo, como se indica em b, as lâminas sendo separadas umas das outras por verniz. As perdas pelas correntes parasitas variam com o quadrado da densidade do fluxo, e também com o quadrado da frequência.

2.2.8 Prova de circuito aberto.

As perdas por histerese e pelas correntes parasitas, tomadas em conjunto, constituem o que se denomina perdas no ferro. Supondo que a tensão aplicada E_1 seja constante, o fluxo Φ_m será praticamente constante, independente da carga, porque Φ_m não pode variar sem destruir o equilíbrio entre E_{1g} e E_1 , permitindo assim que circule no primário uma corrente adicional para contrabalançar a variação do fluxo. Como o fluxo é praticamente independente da carga, a perda no ferro é suposta constante para todas as cargas.

As perdas no ferro são facilmente determinadas por meio das ligações representadas na Figura 22, na qual foi aplicada ao enrolamento primário a tensão normal na frequência normal, enquanto que o circuito do secundário é deixado aberto. A potência fornecida nestas condições é igual à perda no ferro adicionada de uma perda no cobre de grandeza desprezível.

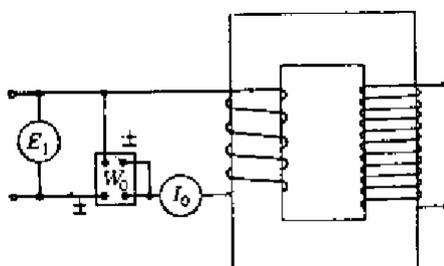


Figura 22 – Prova de circuito aberto de um transformador (secundário aberto)

A leitura do wattímetro W_0 inclui a perda de potência no seu próprio circuito de potencial, a menos que o wattímetro seja compensado. W_0 também inclui a perda de potência no amperímetro. Portanto:

$$\text{Perda no ferro} = W_0 - E_1^2/R_p - I_0^2 R_a - I_0^2 R_1 \quad (24)$$

Sendo

R_p = resistência do circuito de potencial do wattímetro

R_a = resistência do amperímetro

R_1 = resistência do circuito do transformador que está sendo usado como primário na prova.

O meio mais fácil para eliminar a correção $I_0^2 R_a$ consiste em curto-circuitar o amperímetro enquanto se faz a leitura do wattímetro. A correção $I_0^2 R_1$ é geralmente desprezível, mas a correção E_1^2/R_p poderá ser bastante importante, especialmente se o transformador for pequeno. A prova de circuito aberto é sempre realizada no enrolamento de baixa tensão. A

perda no ferro é a mesma, medida em qualquer dos enrolamentos, desde que seja aplicada a tensão normal para esse enrolamento, mas se a medição se fizesse no enrolamento de alta tensão, a corrente I_0 tornar-se-ia inconvenientemente pequena, e a tensão inconvenientemente grande.

2.2.9 Rendimento diário.

É definido como a razão entre a energia total fornecida durante vinte e quatro horas e a energia total absorvida durante o mesmo tempo. Este rendimento tem uma importância especial quando o transformador suporta pouco ou nenhuma carga durante a maior parte das 24 horas, e se acha sempre ligado á linha. No caso mais simples, em que a potência fornecida é constante durante h horas e é nula nas horas restantes, o rendimento diário será:

$$\frac{\text{potência fornecida} \times h}{\text{potência fornecida} \times h + \text{perda no ferro} \times 24 + \text{perda no cobre} \times h} \quad (25)$$

Em muitos casos, entretanto, a carga é variável, e é necessário então ter a curva de carga em função do tempo, com o objetivo de calcular a energia dissipada pelas perdas no cobre durante as 24 horas. Para obter as perdas no cobre fazem-se as leituras dos valores da corrente a intervalos iguais, por exemplo, cada meia hora, e elevam-se ao quadrado cada um destes valores. A soma destes quadrados dividida pelo número de leituras, neste caso 48, dá o valor médio de I_2 , que, multiplicado pela resistência do enrolamento dá a perda média de potência no cobre, em watts, para o período de 24 horas. Na prática, se obtém em conjunto as perdas no cobre dos enrolamentos primário e secundário utilizando a resistência equivalente. Os quilowatts-hora fornecidos durante as 24 horas poderão ser obtidos por meio de um medidor de watts-hora, ou determinando a área compreendida entre a curva de carga e o eixo dos tempos. Então, o rendimento diário será:

$$\frac{\text{quilowatts} - \text{hora fornecidos}}{\text{kWh fornecidos} + 24(\text{kW perdidos no ferro} + \text{kW perdidos no cobre})} \quad (26)$$

2.2.10 Resistência e reatância equivalentes de um transformador.

O cálculo da queda de tensão em um transformador pode ser consideravelmente simplificado se não se leva em conta I_0 e se substituem R_1 , R_2 , X_1 e X_2 por uma resistência e uma reatância equivalentes, R_e e X_e , as quais produzem a mesma queda de tensão.

Se R_e e X_e devem colocar-se no circuito primário, como se indica na Figura 23, então:

$$R_e = R_1 + (n_1/n_2)^2 R_2 \quad (27)$$

$$X_e = X_1 + (n_1/n_2)^2 X_2 \quad (28)$$

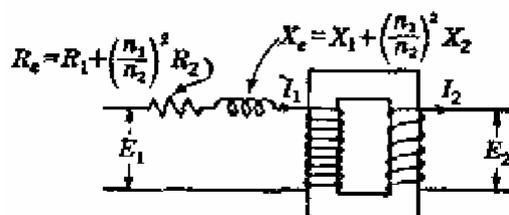


Figura 23 – Transformador equivalente

Pode-se mostrar que as equações anteriores são corretas, do seguinte modo: seja R_1' a resistência adicional que se deve colocar no primário para produzir a mesma queda em E_2 que produziria a resistência R_2 quando estava colocada no secundário.

Então R_1' produz uma queda de tensão no primário igual a $I_1 R_1'$, mas todas as tensões aplicadas ao enrolamento primário produzem tensões secundárias que são n_2/n_1 vezes as tensões primárias; portanto $I_1 R_1'$ produz uma queda de tensão no secundário igual a $(n_2/n_1) I_1 R_1'$, e esta há de ser igual à queda de tensão produzida inicialmente por R_2 no secundário. Portanto:

$$(n_2/n_1) I_1 R_1' = I_2 R_2$$

e $R_1' = I_2/I_1 \times (n_1/n_2) R_2$ como: $I_2/I_1 = n_1/n_2$, vem:

$$R_1' = (n_1/n_2)^2 R_2.$$

2.2.11 Prova de curto-circuito.

A resistência e a reatância equivalentes podem medir-se facilmente por meio de um voltímetro, amperímetro e wattímetro, como se indica na Figura 24. O secundário será curto-

circuitado, e a tensão E_1 ajustada até que I_1 atinja o seu valor de plena carga. Então I_2 tem também o seu valor de plena carga, posto que $I_2/I_1 = n_1/n_2$. Não há potência fornecida; em conseqüência, a potência absorvida se transforma toda em perda, e esta perda é quase inteiramente no cobre, porque a perda no ferro varia grosseiramente com o quadrado da tensão, e o valor de E_1 , requerido para fazer circular a corrente de plena carga através dos enrolamentos quando do secundário se acha curto-circuitado, é somente cerca de um décimo da tensão normal. Em conseqüência, a perda no ferro é somente cerca de um centésimo da normal, e, portanto desprezível.

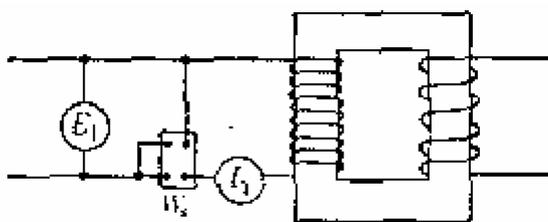


Figura 24 – Prova de curto-circuito de um transformador (secundário curto-circuitado)

Por conseguinte, $W_s = \text{perda no cobre} = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 = I_1^2 / R_e$

onde:

$$R_e = W_s / I_1^2 \quad (29)$$

Além disso, como o secundário está curto-circuitado, nada existe para opor-se á circulação da corrente no primário, exceto R_e e X_e . Agora,

$$Z_e = \sqrt{R_e^2 + X_e^2}$$

e

$$Z_e = E_1 / I_1$$

e

$$X_e = \sqrt{Z_e^2 - R_e^2} \quad (30)$$

Uma das razões de se utilizar a reatância equivalente é que não existem meios para medir X_1 e X_2 , separadamente.

Quando se realiza a prova de curto-circuito, é sempre o enrolamento de alta tensão que é usado como primário, enquanto que o de baixa tensão é curto-circuitado. Se a medição de fizesse no enrolamento de baixa tensão, a tensão seria inconvenientemente baixa, enquanto

que a corrente seria inconvenientemente elevada. A resistência e a reatância equivalentes medidas no lado de alta tensão poderão ser transferidas para o lado de baixa tensão dividindo simplesmente seus valores pelo quadrado da razão das espiras.

2.2.12 Circuitos equivalentes de um transformador.

Os problemas concernentes às tensões e correntes em um transformador podem ser resolvidos com precisão por meio do diagrama vetorial da Figura 18, mas este método é trabalhoso, e por isso é usual substituir-se o transformador por um circuito equivalente simplificado. O circuito representado na Figura 25a poderá ser feito equivalente a qualquer um transformador, atribuindo valores adequados a R_e e X_e para tornar a corrente I_0 igual à corrente excitadora, tanto em grandeza como em defasagem. A resistência e a reatância do enrolamento secundário foram transferidas para o circuito primário, e da mesma forma a carga. Se a carga for expressa em quilovolts-ampère ou quilowatts, ela não será afetada por sua transferência ao primário; mas se for expressa em função de R e X em série, R e X deverão ser multiplicados por $(n_1/n_2)^2$ ao serem transferidos ao primário. Em qualquer caso, a tensão real no secundário $E_2 = E_2' (n_2/n_1)$, e a corrente real no secundário $I_2 = I_1' (n_1/n_2)$.

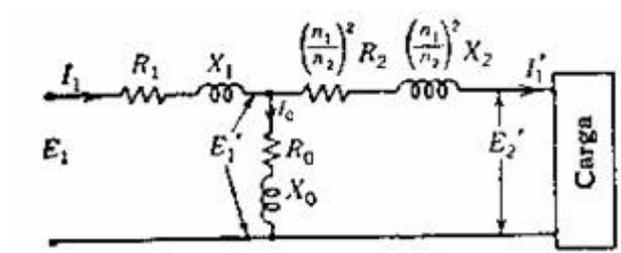


Figura 25a – Circuito equivalente de um transformador

Os valores corretos de R_0 e X_0 são prontamente obtidos pela prova de circuito aberto. $I_0^2 R_0$ representará as perdas no ferro; portanto,

$$R_0 = \frac{\text{perdas no ferro}}{I_0^2},$$

No funcionamento sem carga, a diferença entre E_1 e E_1' é desprezível. Portanto, podemos escrever $Z_0 = E_1 / I_0$. Então:

$$X_0 = \sqrt{Z_0^2 - R_0^2}$$

O chamado circuito equivalente exato da Figura 25a poderá ser simplificado consideravelmente movendo o ramo R_0X_0 para o outro lado de R_1 e X_1 , como representado na Figura 25b. Em geral, isto introduz um erro de 1 a 3 por cento em I_0 , mas como I_0 é pequena em comparação com I_1 , os erros resultantes nos valores calculados de I_1 , I_1R_1 , I_1X_1 e E_1 são desprezíveis. R_1 e $(n_1/n_2)^2R_2$ poderão agora ser combinados em uma única resistência R_e , e X_1 e $(n_1/n_2)^2X_2$ poderão ser combinados em uma única reatância X_e para dar o circuito equivalente simplificado final representado na Figura 25b.

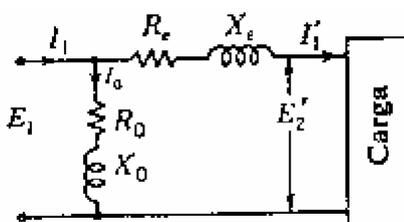


Figura 25b – Circuito equivalente aproximado de um transformador

2.2.13 Reatância e resistência em porcentagem.

Tornou-se prática correte exprimir a reatância e a resistência equivalentes de um transformador em porcentagem. Por exemplo, diz-se que a reatância equivalente de um transformador é 5% se a tensão na reatância a plena carga I_1X_e é igual a 5% da tensão no primário, sendo X_e a reatância equivalente no circuito primário. Assim, a reatância e a resistência em porcentagem do transformador são calculados pelas fórmulas:

$$\text{Reatância \%} = I_1X_e / E_1 \times 100$$

$$\text{Resistência \%} = I_1R_e / E_1 \times 100$$

Naturalmente, a reatância e a resistência equivalentes poderão ser calculadas também para dispo-las no secundário em lugar de no primário. Se X_e e R_e tiverem sido medidas no lado de alta tensão, como é usual, poderão ser transsferidas para o lado de baixa tensão depois de multiplicar cada uma delas por $(n_2/n_1)^2$, em que o índice 2 se refere ao lado de baixa tensão.

Uma razão de exprimir a reatância equivalente em porcentagem em vez de em ohms é que, quando se exprime em ohms, ela tem dois valores, conforme for colocada no primário ou no secundário, ao passo que, quando se a exprime em porcentagem só tem um valor, pois

qualquer queda de tensão no primário representa a mesma porcentagem da tensão do primário que a queda correspondente no secundário representa da tensão do secundário.

As reatâncias e impedâncias expressas em porcentagem são cômodas para calcular as correntes que circulariam em um transformador quando o secundário fosse curto-circuitado acidentalmente. Quando o secundário está curto-circuitado, $I_1 = E_1/Z_e$, ou $I_1 Z_e = E_1$. Assim quando o secundário está curto-circuitado, $I_1 Z_e$ é os 100% de E_1 . Em consequência, a corrente de curto-circuito será dada pela equação:

$$\text{Corrente de curto-circuito, } I_1 = \frac{100}{\text{Impedância em \%}} \times \text{corrente } I_1 \text{ de plena carga} \quad (31)$$

A menos que o transformador seja muito pequeno, R_e é desprezível na Eq. (30), e a reatância em porcentagem pode ser substituída pela impedância em porcentagem na eq. (31).

2.2.14 Regulação da tensão

A regulação da tensão de um transformador pode ser calculada, quer como a variação na tensão do secundário, do funcionamento sem carga até plena carga, expressa em porcentagem da tensão nominal do secundário, supondo a tensão do primário constante, quer como a variação da tensão do primário necessário para manter a tensão do secundário constante, do funcionamento sem carga até plena carga, expressa em porcentagem da tensão nominal do primário. O fator de potência da carga deverá ser sempre especificado quando se calcula a regulação da tensão, visto que ela varia amplamente com o fator de potência.

O circuito equivalente do transformador da Figura 25b é usado para calcular a regulação de tensão. Sem carga, $i_1' = 0$, a queda $I_1' Z_e$ é nula, e $E_1 = E_2'$. A plena carga, se E_2' deve ficar constante, E_1 deverá ser aumentada para ser igual á soma vetorial de E_2' e $I_1' Z_e$. O aumento aritmético de E_1 , expresso em porcentagem da tensão nominal E_1 , vem a ser a regulação em porcentagem. Por conseguinte,

$$\text{Regulação de tensão} = \frac{E_1 - E_2'}{E_2'} \times 100\%$$

2.2.15 Resfriamento dos transformadores

Os transformadores se aquecem devido às perdas. Este calor deverá dissipar-se para manter a temperatura dos enrolamentos do transformador abaixo do valor para o qual o isolamento começa a deteriorar-se. Os pequenos transformadores de baixa tensão podem dissipar seu calor por radiação direta. Os transformadores para tensões superiores a 600 volts são geralmente colocados dentro de depósitos de aço, cheios de óleo isolante, ou ainda se não se cuida de algum outro modo do perigo de inflamação do óleo, são cheios com líquidos mais caros, não inflamáveis, tais como derivados de silicone e óleos aditivados.. O óleo melhora o isolamento, e se produzem correntes de convecção no óleo, por meio das quais o calor é transportado desde a superfície dos enrolamentos e do núcleo do transformador para a superfície maior do depósito, da qual se dissipa no ar ambiente. Torna-se portanto necessário prover os meios para remover o calor do óleo. Para as potências fornecidas até 500 kVA, as paredes corrugadas do depósito ou a adição de radiadores fornecem uma superfície de radiação, suficiente para resfriar o óleo. Para potencias acima de 500 kVA, podem ser necessários a adição de meios de ventilação forçada.

2.2.16 Transformadores de núcleo envolvido e de núcleo envolvente.

O transformador representado na Figura 26 é chamado de núcleo envolvido. Se a bobina B for retirada e colocada sobre a bobina A e, uma metade do núcleo de ferro da bobina B for colocada do outro lado da bobina A, como indica a Figura 27, o transformador resultante é denominado de núcleo envolvente.

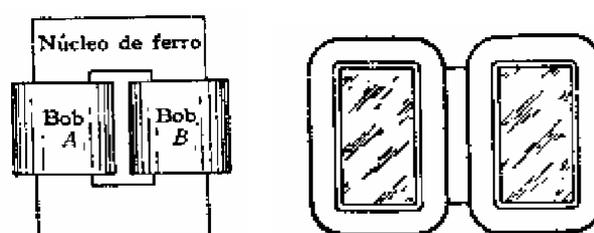


Figura 26 – Transformador de núcleo envolvido

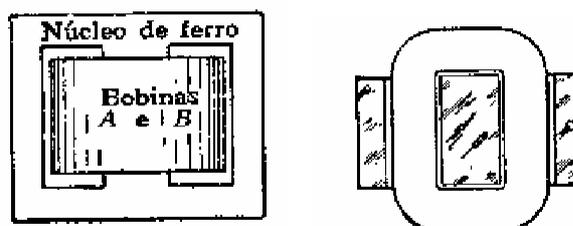


Figura 27 – Transformador de núcleo envolvente

Em geral, o tipo de núcleo envolvente é mais econômico para os transformadores de baixa tensão, enquanto que o tipo de núcleo envolvido é mais econômico para os de tensão elevada. Contudo, a linha divisória entre as escalas de tensão dos dois tipos se eleva rapidamente com a potência em kVA. Os transformadores do tipo de núcleo envolvente têm sido construídos para tensões até 230 kV.

Os núcleos de ferro são construídos com chapas finas de aço ao silício, uma liga de ferro que contém geralmente 4 a 5% de silício. A espessura usual das chapas é de 0,36mm. O silício reduz a perda de histerese e também aumenta a resistência do ferro, reduzindo deste modo as correntes parasitas.

2.2.17 Transformadores trifásicos.

Um transformador trifásico consiste essencialmente de três transformadores monofásicos com seus três núcleos montados conjuntamente em um só núcleo, como mostram as Figs. 28 e 29. Para os circuitos trifásicos, há uma considerável economia tanto de custo como de espaço, quando um transformador trifásico é empregado em vez de três transformadores monofásicos, cada qual em seu próprio depósito. As principais desvantagens dos transformadores trifásicos são que uma interrupção no enrolamento de uma das fases coloca todo o transformador fora de serviço, como também o serviço de reparação custa mais caro.

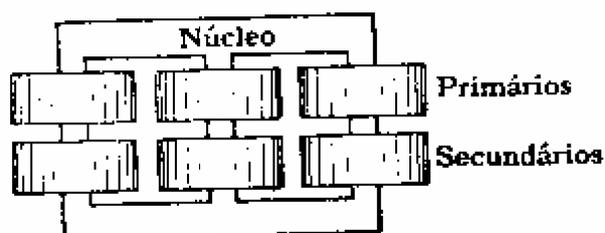


Figura 28 – Transformador trifásico do tipo de núcleo envolvido

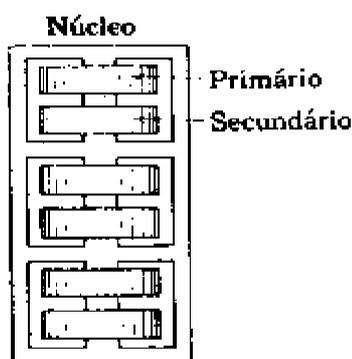


Figura 29 – Transformador trifásico do tipo de núcleo envolvente

Fonte do material deste anexo:

Eletrotécnica – Princípios e Aplicações – Autores: Alexander Gray e G. A. Wallace, tradução de Miguel Magaldi – Livros Técnicos e Científicos Editora – 7ª. Edição – 1983.