unesp

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

ADO

1210001267

Gerenciamento de Transformadores de Distribuição Operando em Ambientes Não-Senoidais

Devair Rios Garcia

Ilha Solteira - SP

cm 1 2 3 4 5 6 7 8 unesp 12 13 14 15 16 17 18 19

UNESP
FEIS
DEE

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO EM AMBIENTES NÃO SENOIDAIS.

Devair Rios Garcia

Proc. 071/2002 - NPD 27
UNESP - "CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA"
SERVIÇO TÉC. DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO

DATA DE CHEGADA	DATA DE TOMBO
06.05.02	30.05.02
REGISTRADO POR	TOMBO
Aiza	Te. 1267
AQUISIÇÃO	CLASSIFICAÇÃO
Doação autor R$ 10,00	G216g

Orientador:
Prof. Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

1210001267

Ilha Solteira, Fevereiro de 2002

199145
55451
20404029

BCpIS - FEIS - UNESP

"Gerenciamento de transformadores de distribuição operando em ambientes não senoidais"

DEVAIR RIOS GARCIA

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À FACULDADE DE ENGENHARIA DO CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA – UNESP – COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA (ME).

Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin – Coordenador

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira - orientador

Prof. Dr. Antônio Carlos Delaiba

Prof. Dr. Luiz Fernando Bovolato

Ilha Solteira/SP, fevereiro de 2002

BCpIS - FEIS - UNESP

AGRADECIMENTOS

A Deus, por conceder-me o dom da vida e a alegria de viver esse momento;

Aos meus pais (Onice e Ademir), pelo apoio, amor e compreensão a cada dia;

Ao meu orientador professor Luís Carlos Origa de Oliveira, não só pela orientação precisa; mas também pela amizade, incentivo e confiança em mim depositada;

Ao professor José Carlos Rossi, pela participação direta na minha formação técnica, pelo incentivo, amizade e presteza que sempre me atendeu;

Ao professor Luiz Fernando Bovolato, pelas inúmeras contribuições dadas a esse trabalho;

Ao meu irmão (Demilson), a quem dedico esta dissertação, por toda amizade e companheirismo;

A minha noiva Eliane, por todo o amor, carinho, incentivo e apoio emocional demonstrados ao longo desses anos;

Aos companheiros de laboratório, Fábio Toshiaki, Fausto e Flávio, por todo apoio e amizade.

A todos os amigos da pós graduação pela agradável convivência em especial, Daniella; Fabíola, Jackson, Silvio, Gustavo, Tadao;

Aos funcionários Arlindo, Maria de Fátima e Deoclécio pelo excelente trabalho desenvolvido;

A todos os professores do departamento de engenharia elétrica pela contribuição em minha formação técnica;

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Cientifico e Tecnológico) pelo financiamento sem o qual esse trabalho não seria possível.

BCpIS - FEIS - UNESP

Índice

CAPÍTULO I 1

1 Introdução geral 1

1.1 Estado da Arte 1

CAPÍTULO II 4

2 PERDAS NOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA 4

2.1 Análise das Perdas em Transformadores de Potência Sujeitos à Tensões e Correntes Perfeitamente Senoidais 4

2.1.1 Perdas no Núcleo 4

2.1.2 Perdas nos Enrolamentos 7

2.1.3 Perdas Normalizadas 9

2.1.4 Aquecimento nos Transformadores de Potência 12

2.2 Análise das Perdas em Transformadores de Potência Sujeitos à Tensões e Correntes Distorcidas. 12

2.2.1 Introdução 12

2.2.2 Análise dos Efeitos da Variação da Freqüência 13

2.2.2.1 Introdução 13

2.2.2.2 Efeitos da Freqüência nas Resistências e Indutâncias dos Enrolamentos do Transformador. 13

2.2.2.3 Efeitos da Freqüência nas Resistências dos Enrolamentos Primário e Secundário do Transformador. 16

2.2.2.4 Efeitos da Freqüência nas Indutâncias dos Enrolamentos Primário e Secundário do Transformador. 17

2.2.3 Aquecimentos e Perdas 19

2.2.4 Perdas no Ferro Sob Condições de Tensão Não Senoidais 20

2.2.4.1 Perdas por Histerese para Condições Não Senoidais 21

2.2.4.2 Perdas por Correntes de Foucalt 23

2.2.5 Perdas no Cobre dos Transformadores Sujeitos à Correntes não Senoidais 24

2.2.6 Considerações Adicionais 33

2.2.7 Fontes de Aquecimento Devido às Perdas Adicionais 35

BCo/IS - FEIS - UNESP

unesp

2.3 Conclusões....36
CAPÍTULO III....37
3 CÁLCULO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS 37
3.1 Perdas Constantes 39
3.2 Perdas Variáveis 40
3.3 Considerações Adicionais 43
3.4 Resultados 43
3.5 Conclusões....45
CAPÍTULO IV....46
4 GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM AMBIENTES NÃO SENOIDAIS 46
4.1 Custo Operacional dos Transformadores de Distribuição 46
4.2 Suprimento de Transformadores de Distribuição 48
4.2.1 Custo das Perdas 49
4.2.1.1 Custo Anual das Perdas no Ferro 50
4.2.1.2 Custo Anual das Perdas no Cobre 50
4.2.1.3 Custo Total Capitalizado 52
4.3 Planejamento e Projeto 54
4.4 Substituição de Transformadores de Distribuição 57
4.5 Resultados Obtidos 60
4.6 Conclusões....65
CAPÍTULO V....66
5 CONCLUSÕES 66
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS....68
ANEXOS....70

RESUMO

Devido ao fato da existência de uma grande quantidade de transformadores trifásicos de distribuição no nosso sistema elétrico, faz se necessário o gerenciamento destes transformadores do ponto de vista das perdas técnicas.

O objetivo deste trabalho é fazer uma análise do comportamento dos transformadores de distribuição sob a ótica do gerenciamento operacional, quando os mesmos estão instalados em ambientes senoidais e não senoidais.

O presente trabalho está voltado para a avaliação do custo das perdas técnicas através do calculo dos seus custos unitários, tornando possível assim o gerenciamento dos transformadores trifásicos de distribuição nos processos de suprimento (compra), substituição (instalação) e planejamento (operação) sob o ponto de vista econômico.

Para isso, foram utilizados conceitos de economia financeira como taxa de inflação, valor presente e custo anual para pagamentos anuais, já que a analise é feita para vida útil do transformador.

Foram definidos como parâmetros básicos para esta análise, o conhecimento das curvas de carga médias, fatores de carga e fatores de perdas.

unesp

ABSTRACT

Due to the existence of a great amount of distribution three-phase transformers in our electric system, it is necessary to manage these transformers considering the technical losses.

The objective of this work is to analyze the behavior of the distribution transformers under the operational administration point of view, when they are installed in sinusoidal and non-sinusoidal environments.

The present work considers the evaluation of the cost of the technical losses by calculating their unitary costs, making it possible the administration of the distribution three-phase transformers in the supply processes (acquisition), substitution (installation) and planning (operation) under the economical point of view.

For that, concepts of financial economy as inflation rate, present value and annual cost for annual payments, were used since the analyzes is done for the transformer useful life.

It was defined as basic parameters for this analysis, the knowledge of the medium load curves, load factors and factors of losses.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 1 12 13 14 15 16 17 18

Capítulo I

1 INTRODUÇÃO GERAL

Os transformadores de distribuição são equipamentos existentes em grande quantidade nas redes de distribuição de energia elétrica, de modo que, embora sejam de baixo custo unitário, em conjunto representam boa parte dos investimentos das empresas de energia.

Assim, a seleção e o gerenciamento desses transformadores torna-se um fator importante para todas as empresas do setor, visto que, a utilização adequada resulta em economia nos investimentos da empresa, redução da ociosidade dos equipamentos e um melhor compromisso de perdas.

Deste modo, o carregamento econômico dos transformadores das redes de distribuição está na ordem do dia das empresas concessionárias de energia elétrica. Neste contexto, o conhecimento das curvas diárias de carga aparece como uma necessidade estratégica essencial, tanto na sua utilização para dimensionamento otimizado da rede, quanto na análise tarifária e no gerenciamento de cargas.

A definição de qual é o carregamento adequado para o menor custo não é uma tarefa simples, pois de um lado está o consumidor que exige qualidade no fornecimento com preços baixos, e do outro está a concessionária de energia que deverá investir altas somas para manter esse fornecimento a contento dos consumidores, tanto qualitativa quanto economicamente. O carregamento econômico da rede de distribuição é, então, aquele que satisfaz ambos os lados, o que significa fornecer uma energia de qualidade, com tarifas moderadas, mas que permitam as concessionárias os investimentos necessários na rede de distribuição. Os transformadores, elementos fundamentais dentro da área de distribuição, merecem um tratamento diferenciado em relação aos demais elementos do sistema.

O grande número de variáveis que se apresentam no momento da decisão da instalação, remoção e substituição de um transformador no sistema de distribuição, requer estudos cada vez mais aprofundados visto que, além da imposição técnica de projeto entram os custos indexados, sendo o custo/benefício um fator determinante.

Segundo estes aspectos buscou-se, na bibliografia existente, quais eram os critérios propostos e aqueles que realmente são os mais adotados. Segue abaixo, um resumo da bibliografia estudada.

1.1 ESTADO DA ARTE

a) - "Políticas de Instalação e Operação de Transformadores" Neste trabalho, Brandão Jr. A. F. [06], [07] apresenta um método para a escolha do mínimo custo de instalação de transformadores de potência em uma subestação. O método baseia-se na comparação dos custos de

várias políticas de instalação de transformadores variando-se a potência nominal, vida útil e número de unidades instaladas.

O autor utiliza-se de conceitos de vida útil provável e taxa de deterioração da isolação no cálculo da sobrecarga admissível do transformador. O valor de potência nominal do transformador de subestação é escolhido sem admitir sobrecarga em regime normal de operação, deixando esta ocorrer apenas em situações de emergência. Não obstante, no caso dos transformadores de distribuição aqui estudados, o critério de escolha da potência pode admitir sobrecarga em regime, desde que esta leve à perda de vida útil controlada.

Na sua conclusão, o autor, diz que a aplicação do método descrito leva a uma utilização mais racional da unidade transformadora, pois fornece um número: a vida útil provável, o qual dá uma medida do grau de solicitação do equipamento, tornando possível uma previsão do comportamento futuro do transformador. Ainda diz que, para esse planejamento ser coerente, é imprescindível a existência de dados históricos sobre a temperatura ambiente, dados de crescimento de carga e forma da curva de carga diária na subestação estudada, pois a confiança depositada nos resultados dos estudos é diretamente proporcional à representatividade dos dados com os quais foi elaborado.

b) - "Curvas Diárias de Carga – Base de dados estabelecida com medições de campo". Jardini J. A., et al [18], apresentam um estudo elaborado para a determinação das curvas diárias de carga de consumidores residenciais, comerciais e industriais baseado em medições de campo, além de uma metodologia de agregação dessas cargas para a determinação do carregamento esperado em equipamentos e partes da rede, utilizando-se as curvas determinadas de cada atividade e os consumos mensais dos consumidores conectados.

Em sua conclusão, os autores comparam as curvas obtidas por agregação e por medição e verificam uma boa consistência entre os valores medidos e calculados.

c)- "Comitê de Distribuição (CODI) - Documentos Técnicos"- [12], [16], [17], apresentam um estudo do gerenciamento de transformadores de potência no processo de suprimento (compra) e planejamento (operação e substituição). A metodologia apresentada está baseada no conhecimento de fatores de carga típicos e dos custos unitários das perdas técnicas. Em sua conclusão, verifica-se que o método apresentado, mesmo utilizando-se de mecanismos de cálculo simplificados e aproximados, leva a resultados satisfatórios para a maioria dos casos práticos.

d)- "Corrected Harmonic Loss factor For Transformers suppling Nonsinusoidal Load currents" – Alexander E. Emanuel & Sergey N. Makarov, [02]; Neste trabalho os autores apresentam uma comparação entre dois métodos de calculo para as perdas no cobre de transformadores de potência operando em ambientes não senoidais. Estes métodos baseiam-se no

unesp

chamado fator de perda harmônica (K). Em sua conclusão os autores afirmam que as perdas por correntes parasitas nos enrolamentos dos transformadores de potência só são proporcionais ao quadrado da freqüência para transformadores que utilizam em seus enrolamentos condutores iguais ou inferiores a 3mm.

Após a revisão bibliográfica a modelagem dos cálculos das perdas em transformadores de potência, encontra-se capitulo II. Essas perdas foram analisadas em dois grandes grupos: Perdas no núcleo, também chamadas perdas no ferro e perdas nos enrolamentos do transformador, também chamadas perdas no cobre, ambas em ambientes senoidais e não senoidais de tensão e corrente.

A determinação dos custos unitários das perdas em transformadores é encontrada no capitulo III, levando em consideração as normas tarifárias vigentes. Estes custos são calculados em R$/kW para que, obtendo as perdas em kW, com uma simples multiplicação tenhamos os custos das perdas nos transformadores em reais.

O gerenciamento e equacionamento dos custos operacionais para o suprimento (compra), substituição (instalação), e planejamento (operação) dos transformadores de distribuição, em ambientes senoidais e não senoidais é encontrado no capitulo IV. Este capítulo também mostra as diferenças operacionais apresentadas quando os transformadores estão instalados em diferentes ambientes

O capitulo V apresenta as conclusões gerais obtidas com o desenvolvimento desta dissertação.

unesp

Capítulo II

2 PERDAS NOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A estimativa das perdas técnicas é um dos principais requisitos nos processos de análise dos custos operacionais dos transformadores de potência. As perdas nos transformadores de distribuição, como estão concentradas nestes equipamentos permitem, a princípio, uma modelagem fácil e consequentemente uma boa estimativa. Como se sabe, existem dois grupos fundamentais de perdas nos transformadores, sendo denominadas perdas no ferro e perdas no cobre as quais estão associadas ao núcleo magnético e aos condutores respectivamente.

2.1 ANÁLISE DAS PERDAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SUJEITOS À TENSÕES E CORRENTES PERFEITAMENTE SENOIDAIS

2.1.1 PERDAS NO NÚCLEO

As perdas no ferro são produzidas pelas correntes parasitas, chamadas correntes de Foucalt e por histerese magnética

Perdas por correntes de Foucalt - Numa massa metálica sujeita à variação de fluxo, geram-se forças eletromotrizes (f.e.m) que produzem, dentro da própria massa metálica condutora, correntes muito intensas, chamadas correntes parasitas. Estas correntes produzem uma força eletromotriz que pela lei de Lenz se opõe à causa que a produz, isto é, ao fluxo. Assim sendo, o efeito destas correntes constitui uma perda de potência que pode ser expressa em watts [08] conforme estabelecido pela equação (2.1).

$$W_F = 10^{-12} \frac{\pi^2}{8\rho} B_M^2 f^2 \delta^2 \ell S \qquad (2.1)$$

Sendo:

W_F – perdas por correntes parasitas (W)

ρ - resistividade do material das lâminas ($\mu\Omega$.cm);

B_M - densidade de fluxo magnético (T);

f - freqüência da rede de alimentação (Hz);

δ - espessura das lâminas (mm);

n - número de espiras;

S - área das laminas (m^2);

ℓ - comprimento das laminas (m);

v - tensão de alimentação (V).

Sabendo-se que:

$$v = n\frac{d\phi}{dt} \tag{2.2}$$

sendo:

ϕ - fluxo magnético no núcleo (T)

Tem-se:

$$\phi = \frac{1}{n}\int v.dt \tag{2.3}$$

Admitindo-se que:

$$v = V_m.\text{sen}(wt) \tag{2.4}$$

Substituindo-se (2.4) em (2.3), obtém-se;

$$\phi = \frac{V_m}{n.w}.\cos(wt) \tag{2.5}$$

Ou:

$$B = \frac{V_m}{nSw}\cos(wt) \tag{2.6}$$

unesp

Analisando-se a expressão (2.1), verifica-se que a perda no núcleo depende diretamente do valor máximo da densidade de fluxo magnético e da freqüência da rede. Os demais parâmetros envolvidos na expressão (2.1) estão associadas ao tipo de material utilizado e suas dimensões físicas.

Por outro lado, os materiais ferromagnéticos utilizados na confecção dos núcleos dos transformadores estão sujeito a magnetizar-se e percorrer então um ciclo de histerese (próprio do material ferro-magnético) todas as vezes que o campo magnetizante variar de $+B_M$ a $- B_M$ e deste novamente para $+ B_M$, sendo a potência perdida proporcional à superfície do ciclo. Esta perda é interpretada como sendo necessária para vencer os atritos entre os magnetos elementares que compõem o núcleo, e é chamada de perda por histerese magnética. Sua compensação é feita por meio de uma energia equivalente, absorvida da linha de alimentação. A potência em watts perdida por efeito da histerese pode ser calculada pela expressão (2.7). Neste caso verifica-se também uma dependência direta das perdas por histerese com a tensão de alimentação, conforme discutido anteriormente.

$$W_h = 10^{-7}\,\mu B_M^s f \ell S \qquad (2.7)$$

sendo:

W_h – perdas por histerese magnética (W)

B_M - densidade de fluxo magnético (T);

f - freqüência de alimentação da rede (Hz);

s - um expoente que depende do material do núcleo utilizado. Para os materiais mais comumente utilizados ele varia de 1,5 a 2,5.

μ - coeficiente de Steinmetsz que depende da natureza do material.

Existem ainda perdas originadas pela indução magnética nas ferragens do tanque, e de outras origens aleatórias nem sempre de perfeita definição. Entretanto, a magnitude destas contribuições são desprezíveis quando comparadas com as perdas principais desenvolvidas no interior do núcleo magnético. Por outro lado, quando da realização dos ensaios para determinação das perdas, estas são medidas juntamente com as principais.

As perdas totais em condições normais de funcionamento podem então ser dadas, com boa aproximação, por:

$$P_{fe} = W_h + W_F \tag{2.8}$$

Desta forma conclui-se finalmente que, admitindo-se a freqüência constante, as perdas no núcleo dos transformadores dependem unicamente da tensão de alimentação. Considerando-se que a tensão varia dentro de limites estreitos e controlados é comum admitir-se as perdas no núcleo como sendo constantes ao longo de toda a vida útil do transformador. Por esta razão as perdas no núcleo são denominadas simplesmente como perdas constantes.

Nos transformadores de potência de distribuição operando com freqüência de 60Hz as perdas por correntes parasitas (Foucalt) tendem a ser menores em relação às perdas por histerese, ficando entre 20 e 50% das perdas totais no ferro [13], dependendo dos materiais empregados e a forma de fabricação do transformador.

2.1.2 PERDAS NOS ENROLAMENTOS

Estas perdas são denominadas perdas no cobre e possuem duas componentes. A principal parcela refere-se as perdas por efeito Joule devidas à resistência ôhmica dos enrolamentos. Essas perdas variam de acordo com o aumento ou diminuição da carga no transformador e precisamente com o quadrado da corrente fornecida. Considerando-se pois os enrolamentos primário e secundário, tem-se [08].:

$$P_{cobre} = R_p I_p^2 + R_s I_s^2 \tag{2.9}$$

Sendo:

P_{cobre} - perda no cobre (W);

R_p , R_s - resistências dos enrolamentos primário e secundário respectivamente (Ω);

I_p, I_s - corrente eficaz nos enrolamentos primário e secundário respectivamente (A).

Relacionando-se as correntes nos enrolamentos primário e secundário através da relação de transformação n, obtém-se:

$$P_{cobre} = R_p I_p^2 + R_s n^2 I_p^2 = \left(R_p + R_s n^2\right) I_p^2 = R_{eq} I_p^2 \tag{2.10}$$

Sendo:

R_{eq} - resistência elétrica equivalente (Ω);

n - relação de transformação.

A plena carga, tem-se:

$$P_{cu} = R_{eq} I_{po}^2 \tag{2.11}$$

sendo:

P_{cu} - perda no cobre para corrente nominal do transformador (plena carga)

I_{po} - corrente primária nominal (plena carga)

relacionando-se as perdas para a condição da potência processada Sp e a plena carga Sn, tem-se:

$$\frac{P_{cobre}}{P_{cu}} = \frac{R_{eq} I_p^2}{R_{eq} I_{po}^2} = \frac{I_p^2}{I_{po}^2} = \frac{(VI_p)^2}{(VI_{po})^2} = \left[\frac{S_p}{S_n}\right]^2 \tag{2.12}$$

portanto:

$$P_{cobre} = \left[\frac{S_p}{S_n}\right]^2 P_{cu} \tag{2.13}$$

sendo:

S_n - potência nominal do transformador (kVA)

S_p - potência processada pelo transformador (kVA)

A outra componente das perdas no cobre está relacionada com a circulação de correntes parasitas produzidas nos condutores pelo fluxo de dispersão e são denominadas perdas suplementares. Estas perdas dependem da corrente, do carregamento elétrico e da geometria dos condutores das bobinas. Sua determinação analítica não é simples, entretanto sua contribuição para as perdas totais no cobre, quando da operação normal dos transformadores é relativamente pequena. Nos ensaios experimentais para a determinação das perdas no cobre, as perdas suplementares são obtidas juntamente com as perdas no cobre, essas perdas variam entre 0,12% e 0,46% das perdas equivalentes na resistência a corrente contínua dos enrolamentos [14].

unesp

2.1.3 PERDAS NORMALIZADAS

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), através de sua publicação NBR 5440/87 estabelece perdas máximas para transformadores imersos em óleo, em função da potência, do número de fases e da tensão primária. Estes limites, para transformadores trifásicos, classe 15 kV, e classe 24,2 a 36,2 são mostradas na Tabela 2.1.

Nesta tabela, as perdas no núcleo (P_{fe}) são consideradas constantes, embora dependam da tensão aplicada. As perdas nos enrolamentos (P_{cu}) variam, como se sabe, quadraticamente com a carga. Os valores incluídos na Tabela 2.1 referem-se ao carregamento nominal dos transformadores.

Tabela 2.1 – Perdas Normalizadas (NBR 5440/87)

Potência Nominal (kVA)	Tensão nominal 13,8 kV		Tensão nominal 34,5 kV	
	P_{fe} [kW]	P_{cu} [kW]	P_{fe} kW]	P_{cu} [kW]
15	0,120	0,340	0,130	0,390
30	0,200	0,570	0,215	0,645
45	0,260	0,780	0,290	0,870
75	0,390	1,140	0,425	1,275
112,5	0,520	1,550	0,575	1,725
150	0,640	1,910	0,715	2,145
225	0,900	2,700	0,970	2,910
300	1,120	3,360	1,200	3,600

Os limites máximos de perdas no ferro (a vazio) e totais são freqüentemente questionados no sentido de promover uma redução global das perdas considerando a crescente capacitação tecnológica dos fabricantes nacionais. Trabalhos recentes publicados pelo LAC – Laboratório Central de Pesquisas da UFPR e Copel [09], mostram que existe de fato espaço para proposições desta natureza. Ensaios experimentais realizados com 21 transformadores classe 15 kV de sete fabricantes nacionais, mostram uma tendência decrescente das perdas nominais. Os resultados obtidos revelam que, em média, as perdas a vazio medidas em transformadores de distribuição trifásicos novos, são aproximadamente 71% (desvio padrão de 9%) das perdas máximas padronizadas na NBR 5440/87. Por outro lado, a medição das perdas características em chapas de grão orientado revela ainda discrepâncias entre os valores medidos no LAC e aqueles publicados pelos fabricantes, indicando a falta de uniformidade na matéria prima que pode ocasionar a fabricação de transformadores com perdas a vazio inadequadas.

As perdas totais tendem a aproximar-se do valor máximo padronizado pela ABNT, com valor médio de 93,3%(desvio padrão de 6,3%). Observa-se entretanto que tais resultados indicam que o menor valor obtido nas perdas em vazio é compensado com perdas em carga (cobre) superiores às previstas na padronização. A figura 2.1 ilustra a composição das perdas a vazio e em carga para os transformadores de 45 kVA e 75 kVA

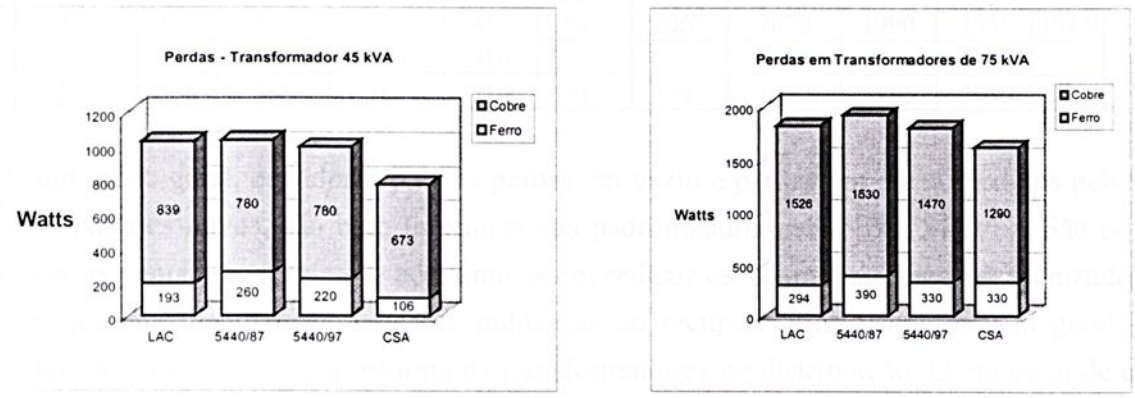


Figura 2.1 – Distribuição das perdas em transformadores de potência

As valores médios das perdas em vazio e totais medidos pelo LAC e os valores máximos prescritos pelas normas ABNT NBR 5440/87 e sua versão atual NBR 5440/97 estão apresentados na Tabela 2.2. Adicionalmente, são mostrados os limites máximos de perdas definidos pela norma canadense CSA 802/94. Pode-se observar que mesmo os limites atuais de perdas em vazio padronizados pela norma NBR5440/97, são significativamente superiores àqueles prescritos pela norma canadense. As perdas em vazio de transformadores de distribuição novos medidos pelo LAC, entretanto , estão praticamente em consonância com as prescrições da norma canadense. Além disso, as perdas totais admissíveis no Canada correspondem , em média, a aproximadamente 70% das perdas máximas padronizadas recentemente pela ABNT, indicando que a redução das perdas a vazio e perdas totais estabelecida na revisão do padrão brasileiro de transformadores de distribuição em 1997, foi ainda muito conservadora.

Tabela 2.2 – Perdas nos transformadores de distribuição (LAC,NBR 5440/87,NBR 5440/97, CSA)

Potência	Perdas em Vazio (W)- P_{fe}					Perdas Totais (W)				
kVA	LAC	5440/87	5440/97	CSA	LAC (%)	LAC	5440/87	5440/97	CSA	LAC (%)
15	99	120	100	95	98,5	432	460	440	345	98,1
30	147	200	170	158	86,6	704	770	740	577	95,1
45	193	260	220	206	87,9	1032	1040	1000	779	103,2
75	294	390	330	330	89,2	1526	1530	1470	1290	103,8
112,5	400	520	440	411	91	2067	2070	1990	1551	103,9
150	0	640	540	510			2550	2450	1810	
225	566	900	765	710	74	3547	3600	3465	2780	102,4

De um modo geral, os valores para as perdas em vazio e perdas em carga medidos pelo LAC, em transformadores novos, são bem inferiores aos padronizados pela NBR 5440/87. São portanto muito claras as vantagens técnicas e econômicas em reduzir os valores máximos padronizados pela ABNT, já que sua manutenção favorece indústrias ou recuperadoras pequenas, em geral pouco qualificadas para a fabricação ou reforma de transformadores de distribuição. O emprego de chapas de grão orientado de melhor rendimento e o uso de tecnologias modernas de construção dos núcleos possibilitam a fabricação de transformadores de distribuição otimizados, com perdas em vazio ainda muito inferiores àquelas verificadas nos ensaios do LAC [09].

Foram também realizados testes em transformadores recuperados e retirados de operação. As perdas em vazio medidas nesses transformadores foram respectivamente, da ordem de 26% e 10% superiores àquelas medidas em transformadores novos. Apesar disso, diversos transformadores retirados de operação apresentaram perdas em vazio similares às medidas em equipamentos novos, sugerindo que não há acréscimo nestas perdas ocasionado pelo envelhecimento natural.

As perdas totais verificadas nos transformadores recuperados e retirados de operação foram superiores aos limites padronizados, No caso dos transformadores recuperados, o acréscimo de aproximadamente 19% em relação aos equipamentos novos pode revelar a introdução de modificações no projeto original.

Diante dos fatos relatados constata-se claramente que há disponibilidade de tecnologia no país para a fabricação de transformadores de distribuição com alternativas de custos e níveis de perdas diferenciados. O mercado nacional, entretanto, ainda não exige a fabricação de transformadores nessas condições. Estima-se que somente 60% dos transformadores de distribuição fabricados no país são adquiridos por concessionárias de energia que possuem procedimentos rígidos de comissionamento e/ou empregam critério de capitalização das perdas. Mesmo os grandes e experientes fabricantes de transformadores de distribuição nacionais não desprezam os restantes 40% do mercado, principalmente para não perder a competitividade com fábricas menores que não possuem a mesma disponibilidade de tecnologia.

unesp

2.1.4 AQUECIMENTO NOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Das diversas pesquisas referentes ao fenômeno do envelhecimento, sabe-se que um transformador pode ser sobrecarregado durante determinado intervalo de tempo, sem que isto ocasione a sua destruição ou uma perda de vida excessiva. Assim, visto que a curva de carga não é constante durante todo o tempo, pode-se considerar em um dimensionamento que o transformador está sobrecarregado parte do tempo.

O carregamento médio, em geral, em transformadores de distribuição é menos de 50% da sua carga máxima. De modo que, se a demanda máxima da curva de carga durante o dia for igual à potência nominal do transformador, então ele estará operando ocioso em boa parte do tempo. Da mesma forma, uma sobrecarga de curta duração, especialmente se a temperatura ambiente for baixa, não reduzirá a expectativa de vida do transformador. Assim, permitindo uma sobrecarga ocasional, a relação custo/benefício será mais favorável.

2.2 ANÁLISE DAS PERDAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SUJEITOS À TENSÕES E CORRENTES DISTORCIDAS.

2.2.1 INTRODUÇÃO

Nos tempos atuais muito se fala em "qualidade de energia elétrica". Este termo está relacionado com qualquer desvio que possa ocorrer na magnitude, forma de onda ou freqüência da tensão e/ou corrente elétrica. Relaciona-se ainda com as interrupções de natureza permanente ou transitória, que afetam o desempenho da transmissão, distribuição e utilização da energia elétrica.

O interesse por esse tema tem aumentado tanto por parte das concessionárias, quanto pelos consumidores. Isso se deve, principalmente, pela evolução tecnológica dos diversos equipamentos elétricos/eletrônicos e outros, que são hoje utilizados em grande escala nas redes elétricas. Esses equipamentos com características não lineares, tais como: Retificadores, inversores, microcomputadores, etc, apresentam muitas vantagens técnicas e econômicas, mas por outro lado comprometem o sistema elétrico deteriorando a qualidade da energia fornecida.

Estudos e medições no sistema tem mostrado níveis significativos de perda da qualidade, com tendências a um aumento progressivo se medidas preventivas não forem tomadas a tempo.

A geração, propagação e efeitos das distorções harmônicas nas redes elétricas de potência, tem sido apontado como um dos principais fatores responsáveis por essa perda de qualidade na energia fornecida, e isso cresce em importância à medida que mais dispositivos com características não lineares são inseridos no sistema.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 1 12 13 14 15 16 17 18

Um conceito bem simples do que são componentes harmônicas é dizer que são correntes ou tensões cujas freqüências são componentes inteiras e múltiplas de uma dada freqüência fundamental, cada uma delas tem seu nome associado ao numero multiplicador da freqüência fundamental, ou seja, se a freqüência fundamental é 60 Hz, a segunda harmônica terá uma freqüência de 120 Hz, a terceira 180 Hz e assim sucessivamente.

Sabendo que as componentes harmônicas podem causar danos aos equipamentos ligados à rede e considerando que o transformador é um dos componentes vitais dos sistemas elétricos de potência, pois permite a utilização tão difundida de sistemas de energia com corrente alternada, tornando possível tanto para geração quanto transmissão e distribuição trabalharem com níveis de tensões mais econômicas e também a utilização da energia na tensão mais apropriada ao equipamento, vamos investigar o seu comportamento fazendo uma análise física e uma modelagem das perdas em transformadores operando em um sistema com correntes e/ou tensões não senoidais.

2.2.2 ANÁLISE DOS EFEITOS DA VARIAÇÃO DA FREQÜÊNCIA

2.2.2.1 Introdução

Nos livros técnicos cujo texto traz projetos de transformadores, os parâmetros internos que representam o seu circuito equivalente são considerados invariáveis com a freqüência. Essa afirmação esta correta quando se trata da freqüência fundamental, entretanto, quando são realizados estudos com freqüências mais elevadas o fenômeno pode merecer atenção especial. Pois à medida que a freqüência se eleva, parâmetros como as resistências e indutâncias podem sofrer significativas alterações.

2.2.2.2 Efeitos da Freqüência nas Resistências e Indutâncias dos Enrolamentos do Transformador.

Existem dois fenômenos físicos que estão presentes simultaneamente nos enrolamentos de um transformador. O efeito pelicular e o efeito proximidade.

Efeito pelicular ou efeito skin: Esse fenômeno acontece porque a indutância própria através das secções retas do condutor não é uniforme. Como o centro do condutor é enlaçado por mais linhas de fluxo que a sua superfície, sua indutância (reatância) nesse ponto, ou seja, do centro, é maior que na superfície fazendo com que a corrente circule em menor densidade no centro do condutor. Essa distribuição de corrente faz com que a resistência à corrente alternada (CA) seja maior.

unesp

Efeito Proximidade: Esse fenômeno acontece devido à iteração entre dois ou mais condutores. Nesse caso, os campos magnéticos dos condutores próximos interagem entre si distorcendo a distribuição de correntes dos mesmos e, conseqüentemente, alterando o valor da resistência elétrica.

Para ilustrar melhor esses fenômenos vejamos a figura 2.1, extraída da referência [01], que mostra a relação entre as resistências *CA* e *CC* em função da freqüência para diferentes condutores e a figura 2.2, extraída da mesma referência, ilustra os dois efeitos (Pelicular e Proximidade) separadamente em função da freqüência para um cabo de 95 mm^2.

Na figura 2.2, pode-se observar que para altas freqüências o efeito skin é maior, enquanto que para freqüências menores destaca-se mais o efeito proximidade.

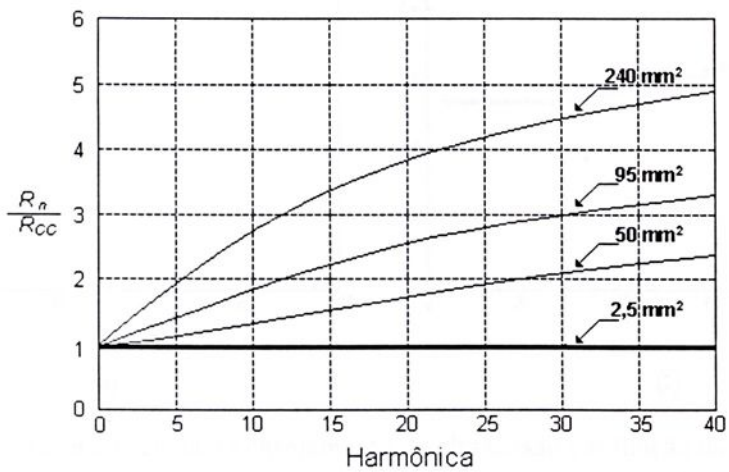


Figura 2.1 – Relação entre as resistências *CA* e *CC* em função da freqüência para condutores de diferentes secções

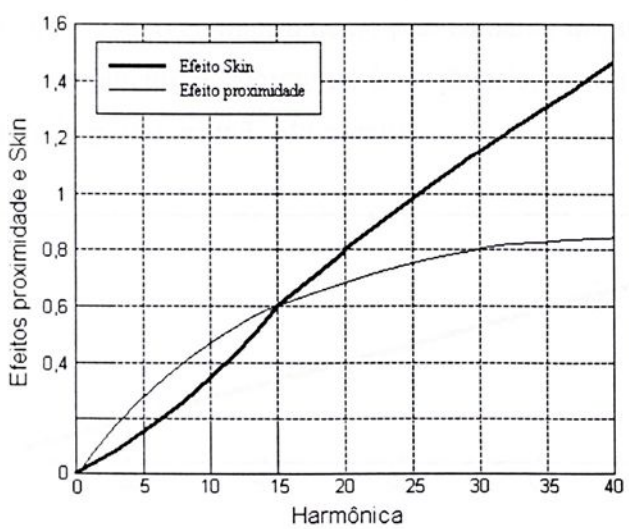


Figura 2.2 – Efeitos Skin e Proximidade em função da freqüência para um condutor de secção circular 95 mm^2.

É necessário observar que a precisão do modelo desses efeitos é muito importante para estimar o aumento das perdas Joule devido às altas resistências dos enrolamentos para freqüências elevadas. Entretanto, como a maioria dos transformadores possui pequenas secções transversais nos enrolamentos de alta tensão, o efeito pode ser considerado desprezível para esses enrolamentos. Contrariamente, os enrolamentos de baixa tensão que possuem maiores secções transversais, terão, portanto, maior sensibilidade ao efeito. A figura 2.3 ilustra as variações das resistências ôhmicas dos enrolamentos de alta e baixa tensão em função da freqüência para um transformador de 300 kVA.

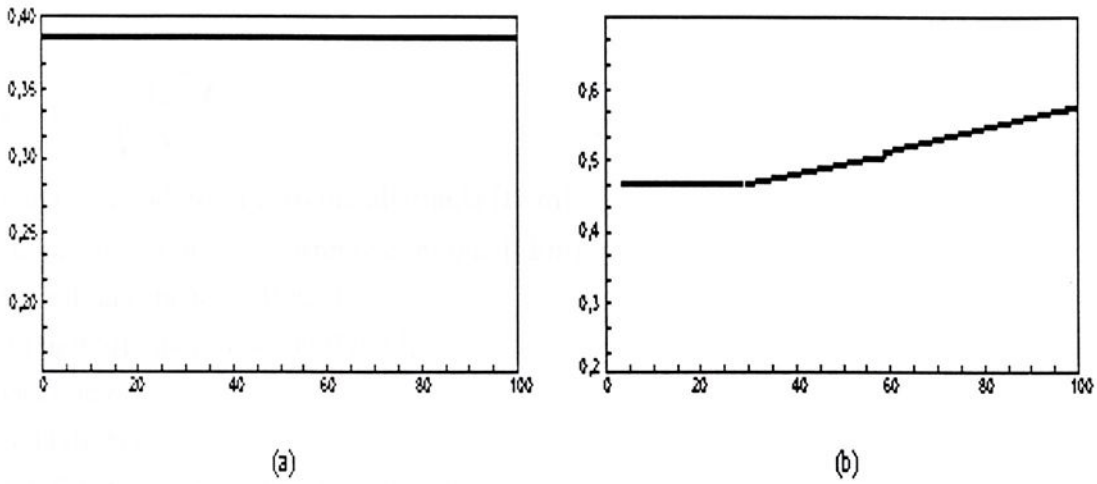


Figura 2.3 – (a) Resistência do enrolamento de alta tensão em função da freqüência;
(b) Resistência do enrolamento de baixa tensão em função da freqüência

Como ilustração, apresenta-se na figura 2.4 o comportamento da reatância de dispersão em função da freqüência. Considerando-se o comportamento praticamente linear observado e sabendo – se que a reatância indutiva é diretamente proporcional à freqüência, ou seja $X_L=2\pi fL$, conclui-se que a reatância é pouco afetada pela variação da mesma.

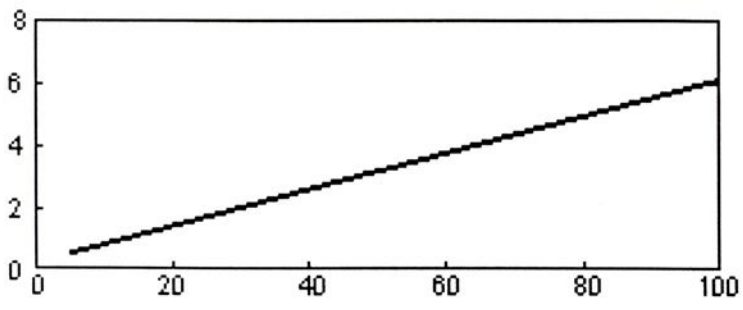


Figura 2.4 – Reatância de dispersão em função da freqüência;

2.2.2.3 Efeitos da Freqüência nas Resistências dos Enrolamentos Primário e Secundário do Transformador.

Para um condutor retilíneo de secção circular, muitas são as expressões propostas para corrigir a resistência com a freqüência. Porém a mais citada é a da expressão 2.14 [10].

$$\frac{R_n}{R_{CC}} = \frac{mr}{2} \cdot \frac{ber(mr).bei'(mr) - bei(mr).ber'(mr)}{[bei'(mr)]^2 + [ber'(mr)]^2} \qquad (2.14)$$

sendo:

$$mr = 15{,}84 \times 10^{-4} \cdot \sqrt{\frac{\mu_{rc} \cdot f}{R_{CC}}}$$

R_n - resistência do condutor à corrente alternada [Ω/m];

R_{CC} - resistência do condutor à corrente contínua [Ω/m];

ber a - parte real da função de Bessel;

bei - parte imaginária da função de Bessel;

ber' - derivada de *ber*;

bei' - derivada de *bei*;

μ_{rc} - permeabilidade magnética relativa do cobre;

f - freqüência da rede de alimentação [Hz].

A figura 2.5 mostra a relação $\frac{R_n}{R_{CC}}$ para diferentes valores de *mr*.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 1 12 13 14 15 16 17 18

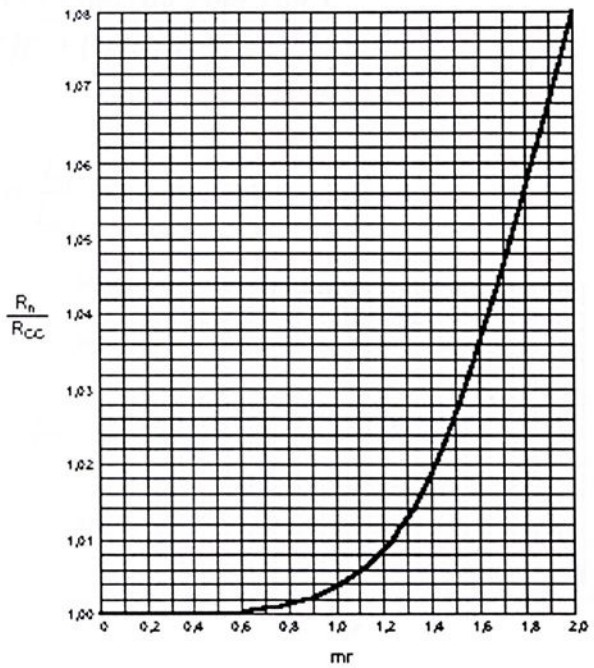


Figura 2.5 – Relação R_n/R_{CC} para diferentes valores de *mr*.

Outra formulação que pode ser considerada é a da expressão 2.15 [01].

$$\frac{R_n}{R_{CC}} = \sqrt{n} \tag{2.15}$$

E por fim somente para ilustrar a existência de varias formulações, temos a seguir a fórmula sugerida para um transformador de 150 kVA, ilustrada na expressão 2.16 [01].

$$R_n(s) = R_{CC}(s) \cdot \left[1 + 3{,}039 \times 10^{-2} \cdot n^2\right] \tag{2.16}$$

Como podemos notar existem várias formulações muitas delas não mostradas aqui até pelo fato que a mais citada é a primeira (2.14), de modo que a escolha da melhor formulação depende do fim ao qual ela servirá.

2.2.2.4 Efeitos da Freqüência nas Indutâncias dos Enrolamentos Primário e Secundário do Transformador.

Para um condutor retilíneo de seção circular, é sugerida para a correção da indutância com a freqüência a seguinte expressão [10].

$$\frac{L_n}{L_{CC}} = \frac{4}{mr} \cdot \frac{bei(mr).bei'(mr) - ber(mr).ber'(mr)}{[bei'(mr)]^2 + [ber'(mr)]^2} \qquad (2.17)$$

A figura 2.6 mostra a relação $\frac{L_n}{L_{CC}}$ para diferentes valores de *mr*.

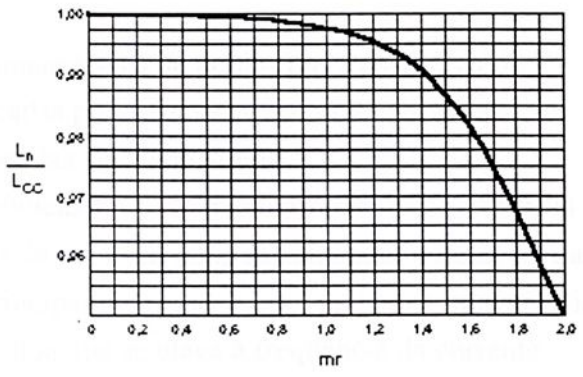


Figura 2.6 – Relação L_n/L_{CC} para diferentes valores de *mr*.

Sendo:

$$mr = 15{,}84 \times 10^{-4} \cdot \sqrt{\frac{\mu_{rc} \cdot f}{R_{CC}}}$$

L_n - indutância do condutor na freqüência f_n [H/m];

Lcc - indutância do condutor à corrente contínua [H/m];

ber - parte real da função de Bessel;

bei - parte imaginária da função de Bessel;

ber' - derivada de *ber*;

bei' - derivada de *bei*;

μ_{rc} - permeabilidade magnética relativa do cobre ;

f - freqüência de alimentação de rede [Hz].

2.2.3 AQUECIMENTOS E PERDAS

Como mencionado anteriormente a estimativa das perdas técnicas é um dos principais requisitos nos processos de análise dos custos operacionais dos transformadores de potência Neste caso o cálculo de seus custos e a definição de níveis ótimos são procedimentos básicos para a formulação de um plano de ação, de aplicação prática e que possibilite atingir a sua operação econômica.

Existem dois grupos fundamentais de perdas nos transformadores:

Perdas no ferro, provocadas por histerese e correntes parasitas.

Perdas no cobre, provocadas por efeito Joule.

As componentes harmônicas na tensão estão relacionadas com as perdas no ferro, enquanto que componentes harmônicas de corrente estão relacionadas com as perdas no cobre. A elevação das perdas no cobre deve-se principalmente ao efeito pelicular, que implica numa redução da área efetivamente condutora à medida que se eleva a freqüência da corrente.

A forma com que o um transformador trifásico responde às harmônicas depende do tipo de conexão utilizada. Para a conexão estrela-estrela, qualquer desbalanceamento de corrente resulta em um deslocamento do centro estrela e como conseqüência as tensões fase-neutro resultam desequilibradas. As correntes harmônicas, mesmo sob condições equilibradas, provocam distorções nas tensões fase-neutro dos enrolamentos primário e secundário bem como uma flutuação na tensão do centro estrela com relação ao neutro. Se o enrolamento primário é alimentado através de um sistema elétrico a quatro fios, o centro estrela formado pela conexão do enrolamento primário é conectado ao condutor neutro do sistema. Desta forma é criado um caminho natural para circulação das componentes harmônicas reduzindo substancialmente as distorções harmônicas nas tensões fase neutro.

Para transformadores com conexão em delta-estrela, as componentes harmônicas desbalanceadas circulam no interior dos enrolamentos em triângulo e não propagam pelo sistema alimentador. Devido principalmente a esta característica, esta configuração tem sido recomendada e utilizada nos transformadores de distribuição[12].

De um modo geral todas as componentes harmônicas, propagando-se ou não através dos transformadores, causam aumento das perdas nos enrolamentos e no núcleo. Este fato sugere, portanto uma cuidadosa investigação sobre o comportamento destas perdas.

2.2.4 PERDAS NO FERRO SOB CONDIÇÕES DE TENSÃO NÃO SENOIDAIS

O aumento das perdas no núcleo com as harmônicas depende das ordens e das amplitudes harmônicas nas tensões de alimentação bem como do tipo de núcleo empregado, material e laminação.

A perda por corrente parasita possui uma relação direta com as taxas de variação do fluxo magnético. O conteúdo harmônico deste fluxo magnético está, por sua vez diretamente relacionado com a distorção harmônica presente nas tensões aplicadas ao transformador.

A perda por histerese está relacionada com a energia necessária para orientar os domínios magnéticos. A distorção harmônica da tensão e consequentemente do fluxo magnético normalmente exerce pequena influência no comportamento da perda por histerese devido principalmente as suas baixas amplitudes. No caso de amplitudes mais altas e consequentemente com o aparecimento de ciclos de histerese secundários essas perdas aumentam pois as perdas por histerese são diretamente proporcionais à área do ciclo.

Um transformador operando sob condições senoidais, com uma excitação de freqüência f, tem suas perdas totais no ferro calculadas através da expressão 2.18.

$$P_{FE} = P_H + P_F = \eta f B_{\max}^{s} + \lambda f^2 B_{\max}^2 \qquad (2.18)$$

Sendo:

P_H - as perdas provocadas pela histerese do material magnético do núcleo [W];

P_F - as perdas causadas pelas correntes de Foucalt [W];

η, λ - constantes dependentes do material do núcleo;

f - a freqüência do sinal aplicado [Hz];

B_{max} - o valor máximo da densidade de fluxo magnético [T];

s - um expoente dependente do material do núcleo. Para os materiais mais comumente usados ele varia de 1,5 à 2,5.

Entretanto, faz-se necessária a adaptação da equação 2.18 para condições não senoidais de operação, ou seja, para o caso em que as excitações dos transformadores sejam distorcidas. Dessa forma, realiza-se a seguir a análise isolada dos efeitos associados à histerese e correntes de Foucalt.

unesp

2.2.4.1 Perdas por Histerese para condições não senoidais

Considere-se uma tensão distorcida, com zero simples[1] para $\omega t = 0$ e $\omega t = \pi$, ou seja $v(0)=v(\pi)=0$.

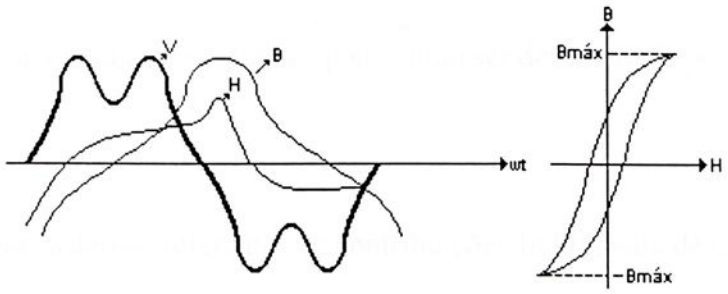


Figura 2.7 – Tensão distorcida com zero simples e seu respectivo laço de histerese

Nessas condições, a densidade de fluxo magnético $B(\omega t)$ é expressa por:

$$B(\omega t) = k_1 \int v(\omega t) \cdot d\omega t \qquad (2.19)$$

Sendo:

$k_1 = \dfrac{1}{2NS\omega}$ - constante de proporcionalidade;

N - número de espiras do enrolamento;

S - área da secção transversal do núcleo [m^2];

$\omega = 2\pi f$ - velocidade angular [rad/s].

A tensão distorcida $v(\omega t)$ em sua forma mais geral é dada pela equação 2.20.

$$v(\omega t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2}.V_n \operatorname{sen}(n\omega t + \varphi_n) \qquad (2.20)$$

Sendo:

V_n - o valor eficaz da harmônica de ordem n;

φ_n - a fase da harmônica de ordem n;

---

[1] Ondas de tensão com zeros múltiplos, introduzem ciclos internos ao laço de histerese, são encontradas muito raramente na prática, de modo que não se faz necessária a sua análise.

unesp

Assim, a densidade de fluxo instantânea para cada uma das componentes harmônicas da tensão distorcida é dada por:

$$B(\omega t) = -\frac{\sqrt{2}}{2NS\omega}\frac{V_n}{n}\cos(n\omega t + \varphi_n) \tag{2.21}$$

A amplitude da curva de indução magnética pode então ser determinada pela equação 2.22.

$$B_{\max} = \frac{\sqrt{2}}{NS\omega}\frac{V_n}{n}\cos\varphi_n \tag{2.22}$$

Assim, as perdas por histerese referentes às contribuições individuais de cada harmônica são dadas por:

$$P_{Hn} = \eta f B_{\max}^{s} = \eta f \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{NS\omega}\frac{V_n}{n}\cos\varphi_n\right)^{s} \tag{2.23}$$

Fazendo $n=1$ na equação 2.23, obtém-se as perdas por histerese na freqüência fundamental.

$$P_{H1} = \eta f\left(\frac{\sqrt{2}}{NS\omega}V_1\right)^{s} \tag{2.24}$$

Dividindo-se a expressão 2.23 por 2.24, e somando-se os efeitos de cada componente harmônica, obtém-se as perdas por histerese para condições não senoidais em função das perdas na freqüência fundamental.

$$\frac{P_{HN}}{P_{h1}} = \sum_{n=1}^{\infty}\left(\frac{1}{n}\cdot\frac{V_n}{V_1}\cdot\cos\varphi_n\right)^{s} = \left[1 + \sum_{n=2}^{\infty}\left(\frac{1}{n}\cdot\frac{V_n}{V_1}\cdot\cos\varphi_n\right)^{s}\right] \tag{2.25}$$

Sendo:

P_{HN} - perdas por histerese para um suprimento distorcido [W];

P_{H1} - perdas por histerese na freqüência fundamental [W];

n - ordem harmônica;

V_n - tensão eficaz do n-ésimo harmônico [V];

V_1 - valor eficaz da tensão fundamental [V];

φ_n - fase do n-ésimo harmônico [rad].

unesp

2.2.4.2 Perdas por Correntes de Foucalt

Considere-se a mesma onda de tensão considerada no momento da análise das perdas por histerese. Nessas condições, o valor da amplitude da densidade de fluxo magnético B_{max} para cada componente harmônica pode ser representado pela equação 2.26:

$$B_{\max} = \frac{\sqrt{2}}{NS\omega}\frac{V_n}{n}\cos\varphi_n \tag{2.26}$$

Entretanto, para as harmônicas de alta freqüência, as correntes parasitas fazem com que a densidade de fluxo magnético não seja uniforme, apresentando-se maior nas extremidades das chapas do material do núcleo. Esse fenômeno implica na redução das perdas parasitas, e é considerado pela inclusão do parâmetro C_{en} nas expressões apresentadas a seguir.

$$P_F = \lambda f^2 B_{\max}^2 \tag{2.27}$$

$$P_{Fn} = n^2 \lambda f^2 B_{\max}^2 C_{en} \tag{2.28}$$

sendo:

$$C_{en} = \begin{cases} 1 - 0{,}0017\xi^{3{,}61} \text{ se } \xi < 3{,}6 \\ \dfrac{3}{\xi} \quad \text{se } \xi > 3{,}6 \end{cases}$$

$$\xi = \Delta \cdot \sqrt{\pi\mu\gamma nf}$$

P_{Fn} - perdas por correntes parasitas para a harmônica de ordem n [W];
μ - permeabilidade magnética do núcleo [H/m];
γ - condutividade elétrica do núcleo [Ω.m];
Δ - espessura da chapa do núcleo [m];
n - ordem harmônica da tensão;
f - freqüência de alimentação da rede [Hz].

Para a freqüência da fundamental, o termo C_{en} é igual a 1,0 e as perdas por correntes parasitas são dadas pela equação 2.29 substituindo-se nela a expressão de B_{max}. Assim:

unesp

$$P_{F1} = \lambda f^2 \left(\frac{\sqrt{2}}{NS\omega} V_1 \right)^2 \tag{2.29}$$

Para uma tensão não senoidal, as perdas por correntes parasitas são dadas pela equação 2.30 substituindo-se o valor de B_{max} . Assim:

$$P_{Fn} = n^2 \lambda f^2 \left(\frac{\sqrt{2}}{NS\omega} \cdot \frac{V_n}{n} \cos\varphi \right)^2 C_{en} \tag{2.30}$$

Dividindo-se a equação 2.30 pela 2.29 e somando-se as contribuições individuais, obtém-se o aumento das perdas por correntes de Foucalt devido às condições não senoidais de operação.

$$\frac{P_{FN}}{P_{F1}} = \sum_{n=1}^{\infty} \left(\left(\frac{V_n}{V_1} \cdot \cos\varphi \right)^2 \cdot C_{en} \right) \tag{2.31}$$

2.2.5 PERDAS NO COBRE DOS TRANSFORMADORES SUJEITOS A CORRENTES NÃO SENOIDAIS

Na literatura clássica, as perdas no cobre são freqüentemente consideradas como sendo composta por duas parcelas. A primeira representa as perdas na resistência a corrente contínua dos enrolamentos denominadas perdas Joule e a segunda parcela é representa as perdas suplementares ou por correntes parasitas. Estas últimas são compostas principalmente , pelas perdas magnéticas nas partes metálicas e pelas perdas no cobre, devidas ao fluxo de dispersão.

Para considerar analiticamente os efeitos das correntes não senoidais nas perdas no cobre é usual, considerar que as perdas por correntes parasitas, nos enrolamentos é proporcional ao quadrado da freqüência. Baseado neste procedimento de cálculo, a ANSI/IEEE C57.110/D7, 1998, define parâmetros para o dimensionamento de transformadores para o suprimento de uma determinada carga não senoidal. Este método está baseado no uso do chamado FATOR DE PERDA HARMONICA (K) [02]. Para ilustrar melhor, nesta dissertação, será ilustrado dois métodos de calculo desse "FATOR" e também a comparação entre eles, como se mostra a seguir:

Quando um condutor, ilustrado na Figura 2.8, está imerso em um campo magnético alternado dado por [02]:

unesp

$$H(t) = \sqrt{2} H \operatorname{sen}(n\omega t) \tag{2.32}$$

Sendo:

$\omega = 2\pi f$ - Velocidade angular [rad/s];

H - valor eficaz da densidade de campo magnético [A/m];

f - freqüência do sistema alimentador [Hz];

n - ordem harmônica.

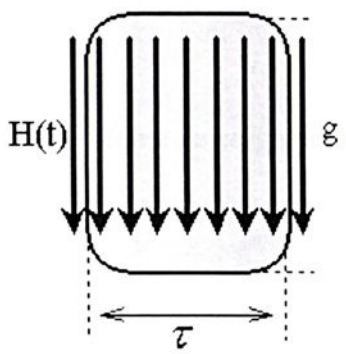


Figura 2.8 – Condutor retangular imerso em um campo magnético perpendicular a dimensão τ .

Sendo:

τ - dimensão do condutor perpendicular ao campo magnético H (t)

g – dimensão do condutor paralela ao campo magnético H (t)

Uma estimativa básica para a determinação das perdas específicas por corrente parasitas, causadas pelo campo magnético paralelo com o lado do condutor, pode ser obtida utilizando-se a expressão:

$$P_{CP} \approx \frac{\pi^2 f^2 \tau^2 \mu_o^2 H^2}{3\rho} \tag{2.33}$$

sendo:

P_{cp} – perdas provocadas por correntes parasitas [W/m^3];

f - freqüência da rede de alimentação [Hz];

τ - espessura do lado do condutor perpendicular ao Campo Magnético [m];

$\mu_o = 4\pi.10^{-7}$ - permeabilidade magnética do vácuo [Ω.s/m]

H - valor eficaz da densidade de campo magnético [A/m];

ρ - resistividade do condutor do enrolamento secundário [Ωm].

O campo magnético enlaçado pelos condutores de um transformador é proporcional à corrente de carga, ou seja:

$$H.l = N.I \qquad H = K_H.I \tag{2.34}$$

Para uma corrente de carga periódica e não-senoidal, o valor eficaz dessa corrente é dado por:

$$I = \sqrt{\sum_{n=1} I_n^2} \tag{2.35}$$

$$I = A\sqrt{\sum_{n=1} J_n^2} \tag{2.36}$$

sendo:

I_n - Valor eficaz da corrente harmônica de ordem n [A];

J_n - Valor eficaz da densidade da corrente harmônica de ordem n [A/m^2];

A - Área da seção transversal do condutor [m^2].

O campo magnético de dispersão em situações não-senoidais produz perdas por correntes parasitas que podem ser calculadas pela formula a seguir:

$$P_{cp} \approx K_e \sum_{n=1} n^2 I_n^2 \approx K_e A \sum_{n=1} n^2 J_n^2 \tag{2.37}$$

Sendo: $K_e = \dfrac{\pi^2 f^2 \tau^2 \mu_o^2 K^2{}_H}{3\rho}$.

Então para a corrente nominal (I_R) do transformador, as perdas provocadas pelas correntes parasitas nos condutores podem ser expressas por:

$$P_{cp.R} = K_e I_R^2 = K_e A J_R^2 \tag{2.38}$$

Sendo:

J_R - Valor eficaz nominal da densidade de corrente no secundário do transformador [A/m^2];

Desta forma, as perdas específicas totais para um ponto ao longo do enrolamento são dadas pela soma das perdas provocadas por efeito Joule (P_{cc}) e das perdas provocadas pelas correntes parasitas (P_{cp}), como mostra a equação (2.39):

$$P_T = P_{cc} + P_{cp} \ (\mathrm{W/m^3}) \tag{2.39}$$

Normalizando-se a equação anterior em função da perda Joule em condições nominais (P_{ccR}), tem-se:

$$\frac{P_T}{P_{cc.R}} = \frac{P_{cc}}{P_{cc.R}} + \frac{P_{cp}}{P_{cc.R}} \tag{2.40}$$

Em que:

$P_{cc.R} = \rho . J_R^2$.

Sendo:

J_R - Valor eficaz nominal da densidade de corrente no secundário do transformador [A/m^2];

ρ - resistividade do condutor do enrolamento secundário do transformador [Ωm].

A normalização aqui é feita porque além de se eliminar nas equações dados de difícil obtenção, as equações ficam em função das perdas nominais (a plena carga) que são facilmente obtidas através de informações fornecidas pelos fabricantes, perdas essas que seus limites máximos definidos em norma pela ABNT; como visto anteriormente neste capitulo.

Analisando-se os termos da equação (2.40), tem-se:

$$\frac{P_{cc}}{P_{cc.R}} = \left(\frac{J}{J_R}\right)^2 = \left(\frac{I}{I_R}\right)^2 = \frac{\sum_{n=1} I_n^2}{I_R^2} \tag{2.41}$$

unesp

$$\frac{P_{cp}}{P_{cc,R}} = \frac{K_e A \sum_{n=1} n^2 J^2}{P_{cc,R}} = \frac{K_e A J_R^2 \sum_{n=1} n^2 \left(\frac{J}{J_R}\right)^2}{P_{cc,R}} = \frac{P_{cp,R} \sum_{n=1} n^2 \left(\frac{I}{I_R}\right)^2}{P_{cc,R}} \qquad (2.42)$$

Substituindo-se as equações (2.41) e (2.42) em (2.40), tem-se:

$$\frac{P_T}{P_{cc,R}} = \frac{\sum_{n=1} I_n^2}{I_R^2} \left[1 + \frac{P_{cp,R}}{P_{cc,R}} \frac{\sum_{n=1} n^2 I_n^2}{\sum_{n=1} I_n^2} \right] \qquad (2.43)$$

Sendo:

$I_{pu}^2 = \frac{\sum_{n=1} I_n^2}{I_R^2}$ - corrente normalizada quadrática;

$P_{cp,R(pu)} = \frac{P_{cp,R}}{P_{cc,R}}$ - Perdas por correntes parasitas normalizadas sob condições nominais (60 Hz, senoidal);

$$K = \frac{\sum_{n=1} n^2 I_n^2}{\sum_{n=1} I_n^2} \qquad (2.44)$$

K - fator de perda harmônica.

Sob condições senoidais e nominais , $I_{pu} = 1$, e $K = 1$ e as perdas específicas no ponto quente [01] dos enrolamentos do transformador é:

$$P_{T,R(pu)} = 1 + P_{cp,R(pu)} \qquad (2.45)$$

O efeito das harmônicas sobre as perdas por correntes parasitas é então introduzido através do fator de perda harmônica $K > 1$. Nestas condições, as perdas no ponto quente $P_{T(pu)}$ podem exceder os valores nominais $P_{T,R(pu)}$, ainda que para uma corrente abaixo da nominal ($I_{pu} < 1$).

Nos dias atuais, vários transformadores utilizados em plantas industriais, instalados inicialmente para suprirem cargas lineares, estão gradualmente sendo carregados com cargas não-lineares que injetam correntes harmônicas. Muitas vezes, tais condições exigem providências no sentido de aliviar o carregamento máximo admissível no transformador ("*derating*") ou quando isto não for possível, substituir o transformador por unidades de potências maiores e mais econômicas, [02]. Dessa forma, o conceito de "*derating*" é baseado em:

$$P_{T,R(pu)} = I^2_{\max(pu)}\left[1 + P_{cp,R(pu)}.K\right] \qquad (2.46)$$

Sendo:

$I_{\max(pu)}$ - é o máximo valor de corrente não-senoidal por unidade, com fator de perda harmônica K, que provoca as mesmas perdas por correntes parasitas no ponto quente que uma corrente senoidal pura.

$$I_{\max(pu)} = \sqrt{\frac{P_{T,R(pu)}}{\left[1 + P_{cp,R(pu)}.K\right]}} \qquad (2.47)$$

Esse método é recomendado para transformadores a seco, [03]. Entretanto é possível verificar que tal recomendação pode levar a resultados muito conservativos dependendo das dimensões dos condutores. Os resultados experimentais mostram que, para baixas freqüências harmônicas, esta metodologia convencional apresenta resultados compatíveis com aqueles encontrados nas medições. Entretanto para freqüências superiores à ordem 9, os erros encontrados são bastante significativos. Isto se deve fundamentalmente à dificuldade de se distinguir as perdas por correntes parasitas das outras perdas provocadas pelo fluxo de dispersão, e que são menos sensíveis à variação da freqüência. A metodologia convencional não faz esta distinção e admite as perdas suplementares globais variando indistintamente com o quadrado da freqüência. Tal fato provoca resultados pessimistas no cálculo do aumento das perdas no cobre devido à harmônicas[02].

A referência [02] apresenta resultados comparativos utilizando uma metodologia convencional e outro método mais exato levando assim a resultados mais precisos no sentido de prevenir quanto a real capacidade de transformadores que operam alimentando cargas não-lineares. Esta metodologia

unesp

alternativa, mais precisa, para a determinação das perdas específicas por correntes parasitas foi proposta em 1892 por Thompson [04] e aplicada pela primeira vez para análise do carregamento de motores de indução em 1979 por Davies [05] , em que:

$$P_{CP} = \mu_o \omega . H^2 F(\xi) \qquad (2.48)$$

Sendo :

$$F(\xi) = \frac{1}{\xi} \frac{\text{senh}(\xi) - \text{sen}(\xi)}{\cosh(\xi) + \cos(\xi)};$$

$$\xi = \frac{\tau}{\delta};$$

sendo:

τ - dimensão do condutor perpendicular ao campo magnético H (t)

$\delta = \delta_R \sqrt{n}$; é a profundidade de penetração da freqüência harmônica nf

$\delta_R = \sqrt{\rho / \pi \mu_o f}$;

Para condutores de cobre a 60 Hz e que estão a 90° em relação ao campo magnético aplicado, $\delta_R = 9{,}7$ mm, e para condutores de alumínio nas mesmas condições $\delta_R = 12{,}4$ mm.

Então para a n-ésima ordem harmônica, tem-se:

$$\xi_n = \frac{\tau}{\delta_R \sqrt{n}} \qquad (2.49)$$

Rescrevendo novamente a equação das perdas por correntes parasitas P_{CP} em função da corrente, tem-se:

$$P_{CP-R} = KfF(\xi) I^2 \qquad (2.50)$$

Sendo :

$H = K_H . I$

$K = 2\pi\mu_0 K_H^{\ 2}$

No caso geral para correntes não-senoidais

$$P_{CP} = Kf \sum_{n=1} F(\xi) n I^2 \tag{2.51}$$

Da mesma forma normalizando-se a equação em relação às perdas por correntes parasitas em condições nominais, tem-se:

$$\frac{P_{cp}}{P_{cp,R}} = \frac{\sum_{n=1} F(\xi) n \ I_n^2}{F(\xi) I_R^2} \tag{2.52}$$

Ou ainda;

$$\frac{P_{cp}}{P_{cc,R}} = \frac{P_{cp,R}}{P_{cc,R}} \frac{\sum_{n=1} F(\xi) n \ I_n^2}{F(\xi) I_R^2} \tag{2.53}$$

Nestas condições, a nova versão para a equação (2.43), fica;

$$\frac{P_T}{P_{cc,R}} = \frac{\sum_{n=1} I_n^2}{I_R^2} \left[1 + \frac{P_{cp,R}}{P_{cc,R}} \frac{\sum_{n=1} \left(\frac{F(\xi_n)}{F(\xi_R)} \right) n \ I_n^2}{\sum_{n=1} I_n^2} \right] \tag{2.54}$$

De forma similar ao desenvolvimento anterior, é possível escrever a equação (2.54) em função das grandezas por unidade:

$$P_{T,(pu)} = I_{(pu)}^2 \left[1 + P_{cp,R(pu)} \frac{\sum_{n=1} \left(\frac{F(\xi_n)}{F(\xi_R)} \right) n \ I_n^2}{\sum_{n=1} I_n^2} \right] \tag{2.55}$$

Comparando-se as equações (2.43) e (2.55), verifica-se que o fator de perdas harmônicas correto é dado por:

$$K^{\bullet} = \frac{\sum_{n=1} n\left(\frac{F(\xi_n)}{F(\xi_R)}\right)\left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2}{\sum_{n=1}\left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2} \qquad (2.56)$$

Na definição do parâmetro K, proposto na formulação simplificada, as correntes harmônicas quadráticas são multiplicadas pelo quadrado da respectiva ordem harmônica, n^2, enquanto que, na formulação atual, $K^{\bullet}$, as correntes são multiplicadas pelo fator $nF(\xi_n)/F(\xi_R)$.

A importância da utilização desta metodologia mais precisa pode ser constatada na Figura 2.9 onde se apresenta graficamente a variação do parâmetro $nF(\xi_n)/F(\xi_R)$ em função da ordem harmônica n, para condutores de cobre a 90° em relação campo, imersos em campos magnéticos com freqüência fundamental de 60 Hz.

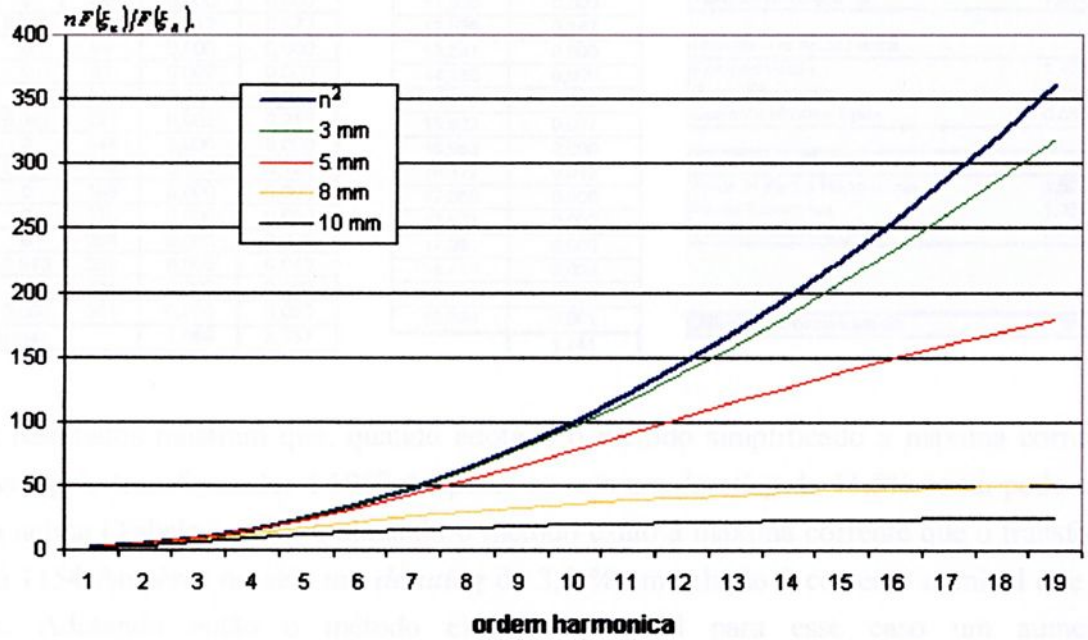


Figura 2.9– Comportamento da função $nF(\xi_n)/F(\xi_R)$, com relação a ordem harmônica para condutores de cobre com espessura τ. (freqüência base 60 Hz).

As curvas da Figura 2.9 ilustram o comportamento do fator de perdas harmônicas em função da largura dos condutores utilizados no enrolamento secundário. Como referência é também representada na figura o parâmetro n^2, que é o fator multiplicador no caso do K simplificado. Para ordens harmônicas $1 < n < 20$, os resultados obtidos com a metodologia simplificada são razoáveis somente para transformadores que utilizam condutores de largura τ menores que 3 mm.

unesp

Para comparar os resultados obtidos com o método convencional e exato, admitiu-se um transformador com $P_{cp\text{-}R}$ = 0,15% da perda em condições nominais. Os enrolamentos secundários são compostos por 6 condutores paralelos com dimensões de 3,65 x 11,00 mm. Adotou-se uma corrente distorcida cujo conteúdo harmônico normalizado é apresentado na Tabela 2.3 A THD (distorção harmônica total) desta corrente é de 26,2%, típico de instalações industriais onde existem cargas não-lineares instaladas. As perdas específicas normalizadas no ponto quente, foram determinadas a partir das equações (2.46) e (2.55).

Tabela 2 3– Comparação entre o método convencional (ANSI/IEEE C57.110/D7) e método exato

n	I_n	n^2	$(I_n/I_1)^2$	$(I_n/I_1)^2 n^2$
1	1	1	1,000	1
2	0	4	0,000	0,000
3	0	9	0,000	0,000
4	0	16	0,000	0,000
5	0,233	25	0,054	1,357
6	0	36	0,000	0,000
7	0,108	49	0,012	0,572
8	0	64	0,000	0,000
9	0	81	0,000	0,000
10	0	100	0,000	0,000
11	0,042	121	0,002	0,213
12	0	144	0,000	0,000
13	0,027	169	0,001	0,123
14	0	196	0,000	0,000
15	0	225	0,000	0,000
16	0	256	0,000	0,000
17	0,013	289	0,000	0,049
18	0	324	0,000	0,000
19	0,008	361	0,000	0,023
Somatórios:			1,069	3,337

$nF(\xi_n)/F(\xi_R)$	$I_n^2 F(\xi_n)/F(\xi_R)(I_n/I_1)^2$
1,000	1
3,369	0,000
6,011	0,000
8,307	0,000
10,123	0,550
11,530	0,000
12,636	0,147
13,531	0,000
14,283	0,000
14,936	0,000
15,523	0,027
16,063	0,000
16,572	0,012
17,059	0,000
17,531	0,000
17,991	0,000
18,444	0,003
18,891	0,000
19,334	0,001
	1,741

Dados Nominais do	
Largura dos Condutores (	11
Delta_R (mm	9,7
Perda Especifica Nominal	0,15
Corrente Nominal	1200
Condições de	
Taxa de Distorção da	0,262
Resultados ANSI / IEEE	
Fator de Perda	3,123
Perda Específica	1,569
Corrente Máxima (pu -	0,885/ 1062
Resultados- Método	
Fator de Perda Harmonica-	1,629
Perda Específica	1,330
Corrente Máxima (pu /	0,961/ 1154
Diferença Porcentual de	7,9%

Os resultados mostram que, quando adotado o método simplificado a máxima corrente que pode passar pelo transformador é 1062 Ampères ou seja um *derating* de 11,5% como pode ser visto na tabela acima (Tabela verde). Utilizando o método exato a máxima corrente que o transformador suporta é 1154 Ampères ou seja um *derating* de 3,9 % em relação à corrente nominal que é 1200 Ampères. Adotando então o método exato é possível para esse caso um aumento de aproximadamente 8% no valor máximo da corrente não-senoidal admissível para o transformador, mostrando desta forma, que a metodologia simplificada recomendada pela ANSI/IEEE C57.110/D71998, leva de fato a resultados conservativos.

2.2.6 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

A consideração de que as perdas por correntes parasitas, nos enrolamentos de um transformador, são proporcionais ao quadrado da freqüência, só é correta para pequenos transformadores de condutores cujas dimensões τ são menores que 3 mm. Para transformadores que

utilizam condutores largos ou espessos o método proposto na norma vigente leva a resultados conservativos.

Normalmente o ponto mais quente está localizado no enrolamento de baixa tensão, perto da região superior do enrolamento. Os condutores localizados nesta região estão sujeitos a um campo magnético inclinado, representado na figura pelo vetor H(t)

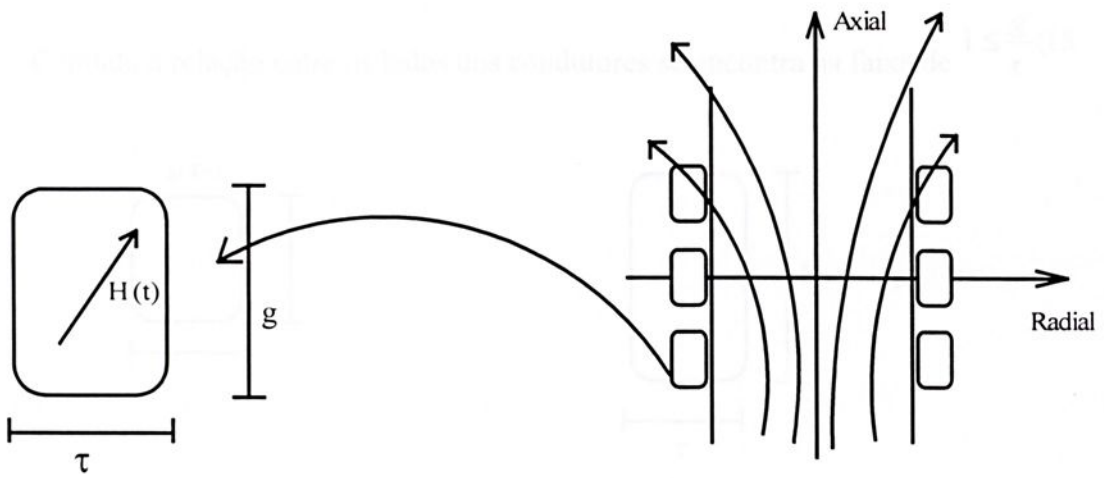


Fig.2.10- Distribuição do campo magnético nos condutores de baixa tensão.

Este vetor pode ser representado por duas componentes, uma na direção axial Hz e outra na direção radial Hr,

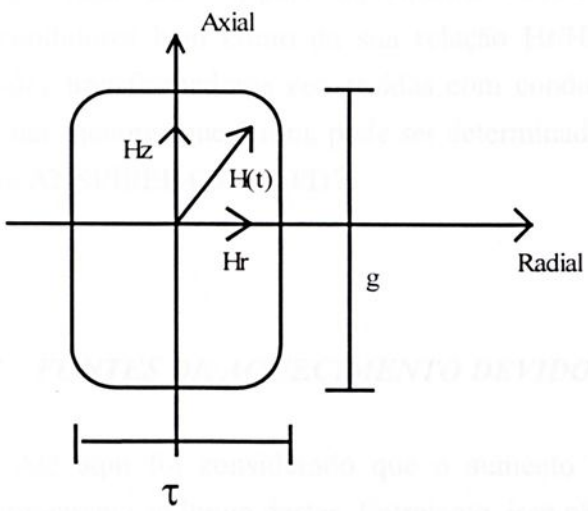


Fig. 2.11- Componentes do campo magnético no condutor.

As perdas por correntes parasitas são resultante da contribuição de ambas as componentes. Em transformadores convencionais na vizinhança do ponto quente.

$$0{,}1 < \frac{H_R}{H_Z} < 0{,}5$$

Contudo a relação entre os lados dos condutores se encontra na faixa de $1 \leq \frac{g}{\tau} < 15$

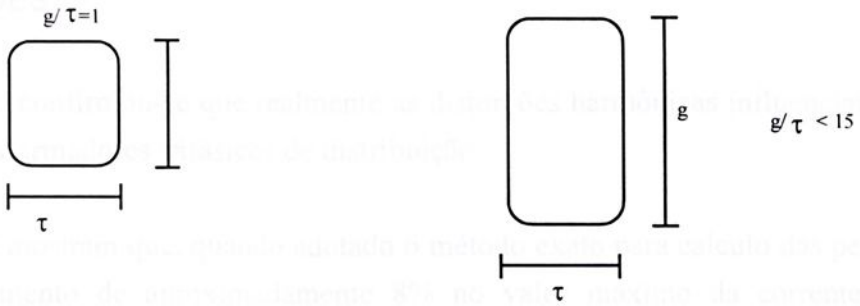


Fig. 2.12- Relação entre as dimensões dos condutores

Esta situação requer o calculo de um fator de perda harmônica equivalente que leva em conta ambas as contribuições (axial e radial) na composição das perdas por correntes parasitas.

Para transformadores de grande potência e consequentemente caros são necessários cálculos mais precisos. Todavia, para implementar esses cálculos, o conhecimento das dimensões "g"e "τ" dos condutores bem como da sua relação Hr/Hz é indispensável. A capacidade para pequenas unidades transformadoras construídas com condutores ventilados ou condutores com dimensões máximas menores que 3 mm, pode ser determinada utilizando-se o método aproximado proposto na norma ANSI/IEEE C57.110/D7.

2.2.7 FONTES DE AQUECIMENTO DEVIDO ÀS PERDAS ADICIONAIS

Até aqui foi considerado que o aumento das perdas Joule nos enrolamentos se distribui uniformemente ao longo destes. Entretanto, isso não é o que ocorre na realidade.

Em todos os transformadores, a região do ponto mais quente fica localizada normalmente na extremidade superior dos enrolamentos. Isto porque as bobinas situadas neste local estão sujeitas a campos magnéticos radiais mais intensos.

unesp

As correntes parasitas que circulam pela massa dos condutores situados nas extremidades dos enrolamentos são substancialmente maiores que nas demais partes, e fazem com que as perdas suplementares que se desenvolvem nos condutores situados nessa região sejam conseqüentemente maiores.

Em certas situações, embora as perdas totais possam ser pouco afetadas pela distorção de corrente, as perdas locais na região do ponto mais quente poderão se suficientemente grandes para provocar o envelhecimento do isolamento do enrolamento [01].

2.3 CONCLUSÕES

Neste capítulo confirmou-se que realmente as distorções harmônicas influenciam no aumento das perdas dos transformadores trifásicos de distribuição.

Os resultados mostram que, quando adotado o método exato para calculo das perdas no cobre, chega-se a um aumento de aproximadamente 8% no valor máximo da corrente não-senoidal admissível, mostrando, desta forma, que a metodologia proposta na recomendação ANSI/IEEE C57.110/D7, 1998, leva, de fato, a resultados conservativos.

Em certas situações, embora as perdas totais possam ser pouco afetadas pela distorção de corrente, as perdas locais na região do ponto mais quente poderão ser suficientemente grandes para provocar o envelhecimento do isolamento do enrolamento.

unesp

Capitulo III

3 CÁLCULO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS

O custo de fornecimento de uma determinada quantidade de energia, de acordo com a teoria marginalista, resulta da consideração de seis custos unitários relativos a seis postos tarifários:

C1 - Custo unitário da demanda no horário de ponta [R$/kW]
C2 - Custo unitário da demanda fora do horário de ponta [R$/kW]
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 períodos e horários, válidos para todo o território nacional, são os seguintes:

Tabela 3.1 – Duração dos períodos seco e úmido

Período	Duração	Meses	Dias	Horas
Seco	Maio/novembro	7	214	5.136
Úmido	Dezembro/abril	5	151	3.624
Total	Ano	12	365	8760

Tabela 3.2 – Duração dos horários de ponta e fora da ponta

Horário	Duração (h)	Período	Observações
Ponta	3	17 às 22	Durante 5 dias úteis e excluindo feriados
Fora de Ponta	Todas as horas restantes do ano.		

Combinando os períodos e os horários, e admitindo que em média, ocorrem 3 feriados em dias úteis para os períodos seco e úmido, vem:

Tabela 3.3 – totalização anual

Período (horas/ano)	Forma de Totalização	Horas/ano
Ponta / Seco	(3 x 214 x 5/7) - (3 x 3)	450
Ponta / Úmido	(3 x 151 x 5/7) - (3 x 3)	315
Subtotal (Ponta)		**765**
Fora Ponta / Seco	5.136 - 450	4686
Fora Ponta / Úmido	3.624 - 315	3309
Subtotal (Fora de Ponta)		**7995**
TOTAL ANUAL		8760

Definidos os postos tarifários, o custo anual de uma carga faturada por tarifa do tipo horo-sazonal é:

$$CUSTO = 12 \cdot D_1 \cdot C_1 + 12 \cdot D_2 \cdot C_2 + e_1 \cdot C_3 + e_2 \cdot C_4 + e_3 \cdot C_5 + e_4 \cdot C_6 \quad [R\$/ano] \qquad (3.1)$$

Sendo:

Ci - custos unitários, anteriormente referidos [R$/ano]

D_1 - demanda máxima no horário de ponta [kW]

D_2 - demanda máxima fora do horário de ponta [kW]

e_1 - energia no horário de ponta do período seco [MWh/ano]

e_2 - energia no horário de ponta do período úmido [MWh/ano]

e_3 - energia fora do horário de ponta do período seco [MWh/ano]

e_4 - energia fora do horário de ponta do período úmido [MWh/ano]

As tarifas de aplicação atualmente disponíveis são: tarifa azul, tarifa verde e convencional. A tarifa azul é do tipo horo-sazonal com seis postos tarifários. Coincide com a equação (3.1), e é aplicável aos fornecimentos em alta e média tensão. A tarifa verde é semelhante à anterior, mas com apenas cinco postos tarifários. Apresenta uma só tarifa de demanda (C_2), independente do horário em que se verifica a ponta. Os custos unitários da energia são muito elevados no horário de ponta (C_3 e C_4), e iguais aos da tarifa azul fora do horário de ponta (C_5 e C_6). Esta tarifa é oferecida como opção aos consumidores de média tensão (classes A3, A4 e A2) e torna-se interessante quando é possível evitar consumos no horário de ponta.

Como as perdas se concentram nos horários de ponta, esta tarifa não é adequada ao seu custeio, conforme será visto mais adiante. A tarifa convencional não é do tipo horo-sazonal e apresenta-se em duas variantes:

Tabela 3.4 – Sistemas de Tarifação

CONVENCIONAL	CUSTO R$/ano]	OBSERVAÇÕES
Binômia	$12.D.C_D + E.C_E$	Os custos unitários da demanda (C_D) e da energia (C_E) não variam com o horário nem com o período do ano. Esta tarifa é aplicável em alta tensão e média tensão
Monômia	E . C	Limita-se ao custo da energia (C), de valor invariável. É aplicada aos consumidores em baixa tensão.

A tarifa convencional, em qualquer das suas formas, também não é adequada ao custeio das perdas. O custo real de suprimento a uma determinada carga depende do respectivo horário e da época do ano, o que não é detectado por esta tarifa. Os custos unitários, embora formalmente expressos em R$/kW, já incorporam o custo das perdas associadas a energia.

As perdas de demanda (P1, P2) e energia (e_1, e_2, e_3, e e_4) elementares a considerar no cálculo dos custos unitários das perdas são as seguintes:

3.1 PERDAS CONSTANTES

Essas perdas estão presentes nos núcleos dos transformadores e de outros equipamentos com circuitos magnéticos. Desconsiderando o efeito das variações de tensão, o custo por kW dessas perdas é calculado considerando-se os seguintes parâmetros:

P1 = 1 kW P2 = 1 kW

A determinação das perdas de energia é feita para cada horário (ponta e fora de ponta) e período do ano que elas acontecem (seco ou úmido).

O calculo da energia total (ep) é dado pela equação (3.2):

$$ep = T.P_{max}.Fp \qquad (3.2)$$

Sendo:

Ep – perda total de energia no período T [kW],

T – período de tempo [h],

P_{max} – Perda máxima de demanda [kW],

Fp – Fator de perdas.

Portanto:

$$ep = e_1 + e_2 + e_3 + e_4 = 8.760 \cdot 1 \cdot Fp \quad [kWh / kW \cdot ano] \qquad (3.3)$$

Considerando o fator de perdas no núcleo do transformador como sendo unitário e a perda máxima de demanda como sendo 1kW as perdas de energia em cada período é dado como se segue abaixo.

e_1 = 450*1*1/1000 = 0,450 MWh/ano
e_2 = 350*1*1/1000 = 0,315 MWh/ano
e_3 = 4686*1*1/1000 = 4,686 MWh/ano
e_4 = 3309*1*1/1000 - 3,309 MWh/ano
ep = 8,760 MWh/ano

Obs: A divisão por 1000 aqui é feita para ajustar as unidades em MWh/ano.

3.2 PERDAS VARIÁVEIS

As perdas por efeito Joule nos condutores (primários ou secundários) e também nas bobinas dos transformadores variam com o quadrado da corrente ou, desprezando eventuais variações de tensão, com o quadrado da carga aparente (kVA). O custo unitário destas perdas depende, portanto, dos respectivos diagramas anuais de carga. A exatidão do cálculo exige o conhecimento completo dos diagramas de carga, incluindo os relativos aos sábados, domingos e feriados. A consideração do diagrama de carga anual de cada componente do sistema de distribuição (alimentador, transformador, circuito de baixa tensão, etc.), individualmente, além de extremamente trabalhosa é também desnecessária. O elevado número de casos permite adotar, com resultados de boa qualidade, o seguinte tratamento estatístico:

A)- casos típicos;

Tomando como parâmetro o fator de carga anual, cálculos são desdobrados em nove casos:
Fc = 0,30 - 0,35 - 0,40 - 0,45 - 0,50 - 0,55 - 0,60 - 0,65 - 0,70

B)- casos atípicos;

Quando a ponta de carga no elemento não se verifica no horário de ponta do sistema, ou o fator de carga anual estiver fora da faixa indicada (condições que por vezes se verificam em

alimentadores essencialmente industriais), ou o diagrama de carga apresentar outras características diferentes das normais, justifica-se o cálculo individual do custo das perdas técnicas.

Cálculo de P1 e P2

No diagrama de carga do componente no qual se pretende conhecer o custo unitário das perdas variáveis, é possível identificar dois pontos particulares:

D_1 - demanda máxima no horário de ponta
D_2 - demanda máxima fora do horário de ponta

Estas grandezas podem ser expressas em unidade de potência aparente (kVA) ou de corrente (A). É mais comum, porém, admitindo-se a carga com fator de potência constante, usar potência ativa (kW), por ser um dado normalmente disponível. Como estas perdas variam com o quadrado da carga, verifica-se:

$$P1 = 1\ kW \qquad P_2 = \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2 \ kW \tag{3.2}$$

Cálculo de $ep = e_1 + e_2 + e_3 + e_4$

De acordo com a equação (C.7) apresentada no apêndice C, a energia perdida durante um ano (8.760 h), por kW de perdas, é a seguinte:

$$ep = e_1 + e_2 + e_3 + e_4 = 8.760 \cdot 1 \cdot Fp \quad [kWh / kW \cdot ano] \tag{3.3}$$

sendo: Fp - fator de perdas anual

Conforme citado acima, o valor de Fp deve ser determinado a partir do conhecimento total do respectivo diagrama de carga com base anual (conhecimento dos dados relativos aos dias úteis, sábados, domingos e feriados) (**anexo C**). Na indisponibilidade desses dados, sugere-se o uso da equação genérica (3.4), proposta na referência [16].

$$Fp = k \cdot Fc + (1 - k) \cdot Fc^2 \quad 0 < k < 1 \tag{3.4}$$

unesp

k – Constante que representa o grau de imprecisão da equação genérica que relaciona fator de carga com fator de perdas. Por recomendação do CODI (Comitê de Distribuição) no Brasil as concessionárias de energia elétrica utilizam k=0,15.

Cálculo de e_1 e e_2

Aplicando a equação (C.7 apêndice C) aos períodos de ponta, durante o período seco e o período úmido obtém-se:

$$e_1 = 450 \cdot 1 \cdot \frac{Fp'}{1000} \quad [MWh/kW \cdot ano] \tag{3.5}$$

$$e_2 = 315 \cdot 1 \cdot \frac{Fp'}{1000} \quad [MWh/kW \cdot ano] \tag{3.6}$$

onde: Fp' - fator de perdas relativo ao horário de ponta seco e úmido (três horas em cada dia útil).

O fator de perdas Fp' é determinado a partir do diagrama de carga durante o horário de ponta. Para os cálculos seguintes dividiu-se o período em três intervalos de 1 hora cada, e admitiu-se que a carga permanecia constante durante os intervalos (Da, Db e Dc). Considerando que a carga máxima se verifica no intervalo "b" ($D_b \geq D_a$ e $D_b \geq D_c$), vem:

$$Fp' \cong \frac{(\frac{D_a}{D_b})^2 + (\frac{D_b}{D_b})^2 + (\frac{D_c}{D_b})^2}{3} \tag{3.7}$$

Naturalmente, a precisão no cálculo de Fp´ aumenta a medida que se utiliza um número maior de intervalos mais curtos, o que no limite pode ser representado pela integral (3.8).

$$Fp' = \frac{1}{3} \cdot \int_0^8 \left[\frac{D(t)}{D_{max}}\right]^2 \cdot dt \tag{3.8}$$

unesp

Cálculo de e_3 e e_4

As perdas de energia fora do horário de ponta $e_3 + e_4$ são obtidas subtraindo-se da perda total de energia $e_1 + e_2 + e_3 + e_4$, a perda de energia no horário de ponta $e_1 + e_2$. A repartição entre e_3 e e_4 efetua-se dividindo $e_3 + e_4$ em partes proporcionais às respectivas durações (4.686 h ; 3.309 h).

Conhecidos os valores anuais da demanda e das perdas de energia por posto tarifário, em função do fator de carga (incluindo o caso das perdas constantes) e por 1 kW de perdas, os custos unitários das perdas (C_P) obtém-se pela aplicação da expressão (3.9) com $P_1 = 1$ kW :

$$C_P = 12 \cdot 1 \cdot C_1 + 12 \cdot P_2 \cdot C_2 + e_1 \cdot C_3 + e_2 \cdot C_4 + e_3 \cdot C_5 + e_4 \cdot C_6 \quad \text{R\$/ano} \qquad (3.9)$$

3.3 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

Neste capítulo foi demonstrado a metodologia para o calculo dos custos unitários das perdas em transformadores de distribuição, seja elas no ferro ou no cobre do transformador, este método leva em consideração todos os níveis de tarifação usado pelas concessionárias de energia.

Como no Brasil ainda não se dispõe de mecanismos de tarifação que leva em consideração os custos associados à perda de qualidade no fornecimento da energia elétrica, o calculo dos custos unitários nesta dissertação vai se restringir a trabalhar com as tarifas vigentes no mercado, que admitem as formas de onda da tensão e corrente que alimentam as cargas como sendo perfeitamente senoidais, portanto a contribuição do conteúdo harmônico não foi tratada a nível de tarifação mas foi levada em consideração nas outras variáveis que envolve o gerenciamento dos transformadores de distribuição, como pode ser constatado nos outros capítulos desta dissertação.

3.4 RESULTADOS

Vários resultados são apresentados na referência [16] os quais confirmam as ponderações que foram apresentadas, baseadas nas características de cada tarifa de aplicação. A tarifa verde, de fato, leva a custos exageradamente elevados quando existe um consumo significativo no período de ponta (caso das perdas), e deve ser desconsiderada. Por outro lado, a tarifa convencional conduz a custos mais altos nas classes A2 e A3, e na classe A4 quando o fator de carga é elevado. Considerando que não faz sentido que as perdas em baixa tensão tenham um custo menor que as perdas em média tensão (caso da tarifa A4 para valores baixo do fator de carga), conclui-se que a tarifa azul é realmente a mais adequada para custear as perdas.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 1 12 13 14 15 16 17 18

As Tabela 3.5 e 3.6 abaixo, apresentam os custos unitários das perdas para o caso intermediário de k = 0,15 e para os diversos postos tarifários, em R$/kW.ano e em R$/MWh

Tabela 3.5 - Custo Unitário das Perdas em [R$/kW.ano]

FATOR DE CARGA	MÉDIA TENSÃO		BAIXA TENSÃO
	A.2 - 138 kV	A.3 - 69 kV	A.4 - 13,8 kV
0,30	107,58	137,82	176,62
0,35	115,63	146,68	187,63
0,40	124,60	156,56	194,84
0,45	134,48	167,43	213,25
0,50	145,30	179,31	227,86
0,55	157,04	192,17	243,68
0,60	169,69	206,04	260,71
0,65	183,34	220,97	279,07
0,70	197,86	236,86	298,51
1,00	306,31	356,50	444,18

Tabela 3.6 - Custo Unitário das Perdas em [R$/MWh]

FATOR DE CARGA	MÉDIA TENSÃO		BAIXA TENSÃO
	A.2 - 138 kV	A.3 - 69 kV	A.4 - 13,8 kV
0,30	101,08	129,50	165,94
0,35	84,28	106,91	136,75
0,40	72,57	91,18	116,39
0,45	64,06	79,76	101,59
0,50	57,69	71,20	90,47
0,55	52,78	64,59	81,91
0,60	48,92	59,40	75,16
0,65	45,83	55,24	69,77
0,70	43,31	51,85	65,34
1,00	34,97	40,67	50,71

3.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi demonstrado a metodologia para o cálculo dos custos unitários das perdas em transformadores de distribuição, seja elas no ferro ou no cobre do transformador, este método leva em consideração todos os níveis de tarifação usados pelas concessionárias de energia.

Os custos unitários são calculados em R$/kW, para que tendo esses custos, com uma simples multiplicação dos mesmos pelo valor das perdas seja possível obter diretamente o custo total das perdas.

Como no Brasil ainda não se dispõe de mecanismos de tarifação que leva em consideração as distorções harmônicas presentes nas formas de onda da tensão e corrente do sistema, o cálculo dos custos unitários das perdas efetuadas neste trabalho não contempla custos associados à perda de qualidade de energia

Capitulo IV

4 GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM AMBIENTES NÃO SENOIDAIS

4.1 CUSTO OPERACIONAL DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Considerando-se o arranjo simplificado de um sistema elétrico de potência típico ilustrado na Figura 4.1, verifica-se que um observador localizado no ponto **A**, onde a energia é entregue pelo sistema de transmissão ao sistema de distribuição, é incapaz de distinguir a parcela recebida pelos consumidores e a parcela dissipada em perdas técnicas. Estas parcelas são geradas e percorrem o sistema de transmissão totalmente misturadas, logo, seus custos unitários são rigorosamente iguais.

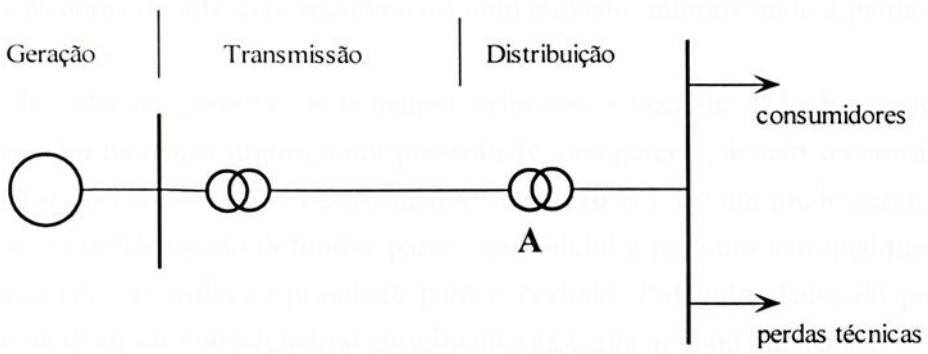


Figura 4.1- Sistema de Energia Elétrica

Para selecionar o transformador por critérios econômicos, as seguintes parcelas de custos deverão ser consideradas para se obter o custo total de operação [16].

$$\text{Custo Total} = C_{trafo} + C_{perdas} + C_{instalação} \qquad (4.1)$$

sendo:

C_{trafo} -.Custo anual do transformador para atender uma determinada demanda;

C_{perdas} - Custo anual das perdas no ferro e no cobre;

$C_{instalação}$ - Custo anual de instalação;

É normal custear as perdas em cada nível de tensão (média e baixa) pelas tarifas vigentes no próprio nível, o que eqüivale a considerar, por exemplo, que o sistema de baixa tensão é dimensionado para suprir tanto as cargas como as perdas em baixa tensão. Este critério conduz a custos indevidamente elevados, sendo recomendável não ser utilizado. O novo critério consiste em usar o segmento imediatamente anterior, o que provavelmente introduz um pequeno erro por déficit, porém, preferível do que um erro por excesso.

Mas a aplicação correta deste critério apresenta hoje uma dificuldade:

Para a classe de baixa tensão A-4 (13,8 kV) é necessário estabelecer qual tarifas utilizar A.2 (138 kV) ou A.3 (69 kV), já que temos subestações 138/13,8 kV e 69/13,8 kV e a rede é 13,8 kV.

Como o custo unitário das perdas, em sua forma plena, é diretamente aplicável nas diversas etapas que constituem um plano de ação, com vistas à otimização das perdas técnicas, nos casos de eventuais restrições orçamentárias, uma estratégia possível seria, para obras obrigatórias, procurar executar as soluções mais econômicas. Na tomada de decisão, quanto a executar ou não obras de melhoria, aplicar os custos unitários reduzidos. Decidida a melhoria, usar os custos unitários plenos para escolher a melhor solução entre as alternativas disponíveis. Este critério seleciona e prioriza automaticamente as obras de interesse econômico muito elevado, minimizando a perda de eficiência provocada pelas restrições.

Do ponto de vista econômico, os conceitos relativos a taxa de inflação, custo anual para pagamentos parcelados de empréstimos, valor presente de uma parcela, devem ser considerados para avaliação dos custos operacionais dos transformadores [**anexo B**]. De um modo geral, na avaliação econômica, os custos unitários são definidos para o ano inicial e para um ano qualquer eles devem ser corrigidos pela taxa de inflação projetada para o período. Por outro lado, do ponto de vista operacional deve também ser considerado o crescimento da carga ao longo dos anos.

Em termos gerais, o custo de uma certa parcela de perdas existente num sistema elétrico é, em cada momento, igual ao benefício que seria obtido se essa parcela de perdas fosse anulada. Este benefício pode assumir duas formas distintas de acordo com a origem das perdas:

Com o aumento da receita da empresa e/ou mudança nos hábitos de consumo (perdas comerciais).

Redução do custo do serviço (perdas técnicas).

Do ponto de vista dos sistemas de geração e de transmissão (e dos segmentos do sistema de distribuição localizados a montante), as perdas num determinado segmento do sistema de distribuição, representam apenas uma carga adicional, embora de características específicas, que é suprida em igualdade de condições com as cargas dos consumidores.

Assim sendo, o benefício de evitar uma unidade de perdas é numericamente igual ao custo de fornecer uma unidade adicional de carga. Esta conclusão genérica é hoje seguida pela maioria das concessionárias em todos os países.

O benefício resultante de uma redução de perdas, no caso dos grandes sistemas interligados, consiste na possibilidade de adiar investimentos de porte, essencialmente nos sistemas de geração e de transmissão. A transformação plena de um benefício potencial em benefício real exige que o planejamento seja perfeito. Os programas de expansão devem ser definidos de acordo com previsões de mercado (soma das cargas e das perdas) que incluam os resultados da política de gerenciamento de perdas. Note-se que este princípio verifica-se no caso geral da conservação de energia, do qual o problema das perdas é apenas um caso particular [16].

4.2 SUPRIMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Ao se estudar propostas de diversos fabricantes para o fornecimento de transformadores, as concessionárias de energia elétrica se defrontam constantemente com o problema de escolher o equipamento que tanto técnica como economicamente atende melhor aos seus interesses.

A primeira vista o transformador de menor custo seria a melhor escolha, no entanto, na maioria das vezes apresenta altas perdas e, se considerarmos o custo dessas perdas no decorrer de sua vida útil, pode-se vir a concluir que na realidade não se trata da opção mais econômica.

Neste contexto, no processo de compra de transformadores de distribuição deve-se considerar as parcelas relativas ao custo do equipamento e demais custos associados a sua operação no intervalo de vida útil, já que existe no mercado alternativas de custos e níveis de perdas diferenciados.

Genericamente, trata-se portanto da solução de um problema onde de desejar comparar o custo de diferentes alternativas e identificar aquela que apresenta o menor valor capitalizado. O valor atual do custo global da k-ézima alternativa ao longo de "N" anos é dado pela equação (4.2).

$$(VP)_k = \sum_{1}^{n} \frac{(C_A)_n}{(1+i)^n} \quad [R\$] \tag{4.2}$$

Particularmente, para o caso de suprimento de transformadores existem basicamente dois fatores na composição dos custos anuais, conforme estabelecido na equação (4.3).

$$(C_A)_n = C_{Atrafo} + C_{Aperdas} \tag{4.3}$$

unesp

sendo:

VP – Valor Presente

C_{Atrafo} – custo anual do equipamento;

$C_{Aperdas}$ – custo anual das perdas ao longo da vida útil.

i - taxa de juros

n - numero de anos

O primeiro refere-se ao custo do equipamento e é conhecido no momento da compra e deve ser convertido em custos anuais equivalentes já que a análise das alternativa é realizada em bases anuais.

Para isto considera-se a taxa de anualização composta pelas parcelas de remuneração e depreciação [16], equação (4.4)

$$a = a_r + a_d \quad [pu] \tag{4.4}$$

sendo:

a - taxa de anualização do investimento [pu]

a_r - taxa de remuneração do investimento [pu]

a_d - taxa de depreciação do investimento [pu]

Nestas condições o custo anual equivalente do transformador é dado pela equação (4.5).

$$C_{Atrafo} = a.C_{trafo} \tag{4.5}$$

sendo:

C_{Atrafo} – Custo anual do equipamento

4.2.1 CUSTO DAS PERDAS

O segundo termo da equação (4.3) refere-se ao custo das perdas que, como se sabe, é composta de duas parcelas, que devem analisadas separadamente devido as características próprias associadas as perdas no ferro e perdas no cobre. Estas perdas, como estão concentradas nos transformadores, permitem uma fácil modelagem e garante uma boa estimativa.

$$C_{Aperdas} = C_{Apf} + C_{Apcu} \quad (4.6)$$

sendo:

C_{Apf} o custo anual das perdas no ferro;

C_{Apcu} o custo anual das perdas no cobre

4.2.1.1 Custo anual das Perdas no ferro

As Perdas no ferro (P_{fe}) são normalmente consideradas constantes, mas como foi visto no capítulo II desta dissertação, isso só é verdadeiro se a forma de onda da tensão que alimenta o transformador for perfeitamente senoidal, caso contrario é necessário corrigir o valor da perda que normalmente é fornecido pelo fabricante, para o espectro harmônico da tensão fornecida. O custo anual é calculado a partir do custo unitário de perdas constantes, e do valor das perdas no ferro para a potência nominal do transformador em estudo, conforme indicado na equação (4.7). Para isto há que se determinar e fornecer à área de suprimentos os chamados custos unitários de perdas técnicas na forma R$/kW, cuja definição, metodologia de cálculo e valores típicos, são apresentados no capítulo III deste trabalho.

$$C_{Apf} = P_{fe} \cdot C_{const} \, [R\$/ano] \quad (4.7)$$

sendo:

P_{fe} - Perdas no ferro do respectivo transformador em (kW),

C_{const} - Custo unitário das perdas constantes (R$/kW.ano)

4.2.1.2 Custo anual das perdas no cobre

As Perdas no Cobre (P_{cobre}) são variáveis com o quadrado da carga e consequentemente dependem fundamentalmente da demanda passante, ou seja, da curva de carga do transformador.

Como foi visto no capitulo II desta dissertação, as perdas no cobre devido ao fato de variarem com a corrente sofrem um acréscimo quando o transformador opera com correntes distorcidas ou seja em ambientes de correntes não senoidais, por isso geralmente as perdas nominais no cobre fornecidas pelo fabricante devem ser corrigidas.

O processo correto de cálculo consiste portanto na utilização do diagrama de carga e do diagrama de perdas de cada caso específico. A partir desses dados, podem ser calculados os valores de perdas de demanda e de energia em cada um dos postos tarifários definidos nos estudos dos custos marginais. A soma dos produtos das perdas (demanda e energia) pelos custos unitários em

cada um dos postos tarifários fornece o custo das perdas no caso em estudo. Todavia, este procedimento é praticamente inviável, pois implica na análise de um grande número de problemas individuais.

Na busca de soluções mais generalizadas as referências [06] e [07], apresentam uma metodologia de análise que leva em consideração o conhecimento prévio das curvas de cargas registradas ao longo do ano, com suas respectivas probabilidades de ocorrência. Trata-se de uma metodologia abrangente e muito bem fundamentada, entretanto a qualidade dos resultados produzida depende de um extenso programa de medições de curvas de cargas dos diferente consumidores ao longo de período tempo adequado para a percepção de todas as influencias sazonais.

A solução mais prática consiste em realizar o cálculo anteriormente descrito baseado nos diagramas de cargas anuais médios a partir da determinação dos fatores de carga e fatores de perdas (**Anexo C**). Uma vez obtidos os fatores de carga e de perdas define-se os chamados custos unitários de perdas variáveis [16], conforme se apresenta no Capitulo III desta dissertação.

A metodologia utilizada neste trabalho adota como demanda passante a demanda máxima obtida a partir da curva de carga média anual [16], equação (4.8).

Particularmente, o processo de suprimento, a princípio não exige o conhecimento exato das curvas de carga para cálculo das perdas no cobre uma vez que para efeito de análise de desempenho as unidades transformadoras, basta que estas sejam comparadas sob um mesmo cenário que pode inclusive ser teórico.

$$P_{cobre} = P_{cu} \cdot \left[\frac{S_p}{S_N}\right]^2 \quad [kW] \qquad (4.8)$$

sendo:

P_{cobre} - perda no cobre [kW]

P_{cu} - perda no cobre para condições nominais [kW]

S_p– demanda média passante pelo transformador no ano n [kVA]

S_N - Potência nominal do transformador [kVA]

Então a partir do conhecimento do valor dos custo unitário das perdas variáveis obtém-se o custo anual das perdas no cobre, equação (4.9).

$$C_{Apcu} = P_{cu} \cdot \left[\frac{S_p}{S_N}\right]^2 C_{var} \qquad (4.9)$$

BCpIS - FEIS - UNESP

sendo:

C_{Apcu} – custo anual das perdas variáveis [R$/kW.ano]

4.2.1.3 Custo total capitalizado

Admitindo-se que a carga cresça a uma taxa anual constante j, a demanda passante no ano n é dada genericamente em função do carregamento inicial do transformador pela equação (4.10).

$$(S_p)_n = S_o(1+j)^n \tag{4.10}$$

sendo: S_o – Carregamento inicial do transformador (kVA)

O custo total no n-ésimo ano é:

$$(C_A)_n = aC_{trafo} + P_{fe}C_{const} + P_{cu}\left[\frac{S_o(1+j)^n}{S_N}\right]^2 C_{var} \tag{4.11}$$

Admitindo-se uma taxa anual de desconto constante i, o custo total para N anos de utilização, referido ao momento da aquisição do transformador, é calculado por (4.12).

$$(VP)_k = \sum_1^N \left\{ aC_{trafo} + P_{fe}C_{const} + \left[\frac{S_o(1+j)^n}{S_N}\right]^2 P_{cu}C_{var} \right\} \frac{1}{(1+i)^n} \tag{4.12}$$

ou ainda;

$$(VP)_k = \sum_1^N \left\{ (aC_{trafo} + P_{fe}C_{const}) \frac{1}{(1+i)^n} + \left(\frac{S_o}{S_N}\right)^2 P_{cu}C_{var} \frac{(1+j)^{2n}}{(1+i)^n} \right\} \tag{4.13}$$

sendo:

$$\alpha = \frac{(1+j)^2}{(1+i)} \tag{4.14}$$

unesp

tem-se;

$$(VP)_k = \sum_1^N \left\{ \left(aC_{trafo} + P_{fe}C_{const}\right)\frac{1}{(1+i)^n} + \left(\frac{S_o}{S_N}\right)^2 P_{cu}C_{var}.\alpha^n \right\} \qquad (4.15)$$

ou seja;

$$(VP)_k = \sum_1^N \left\{ M_1 \frac{1}{(1+i)^n} + M_2\alpha^n \right\} = M_1 \sum_1^N \frac{1}{(1+i)^n} + M_2 \sum_1^N \alpha^n \qquad (4.16)$$

sendo: $M_1 = aC_{trafo} + P_{fe}C_{const}$

$$M_2 = \left(\frac{S_o}{S_N}\right)^2 P_{cu}C_{var}$$

Trata-se portanto da soma dos N termos de duas progressões geométricas, suja soma dos N primeiros termos são dados por:

$$\sum_1^N \frac{1}{(1+i)^n} = \frac{a_1 - a_1.q^N}{1-q} = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \qquad (4.17)$$

ou ainda;

$$FVA(N,i) = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \qquad (4.18)$$

$$\sum_1^N \alpha^n = \frac{a_1 - a_1 q^N}{1-q} = \frac{\alpha(\alpha^N - 1)}{\alpha - 1} \qquad (4.19)$$

Sendo:

a_1 – primeiro termo da progressão

q – razão da progressão

FVA(N,i) – fator de valor atual de uma série de pagamentos uniformes, durante N anos, com taxa de desconto i

$$(\mathrm{VP})_k = \left(\mathrm{aC_{trafo}} + \mathrm{P_{fe}C_{const}}\right) FVA(N,i) + \left(\frac{\mathrm{S_o}}{\mathrm{S_N}}\right)^2 \mathrm{P_{cu}C_{var}} \cdot \frac{\alpha(\alpha^N - 1)}{\alpha - 1} \qquad (4.20)$$

No presente item a análise limita-se, tanto quanto possível, ao processo de suprimento (aquisição). A escolha do equipamento a aplicar efetivamente na rede, dentro dos disponíveis em almoxarifado ou padronizados, e para cada projeto individual, constitui o objetivo do item seguinte - Planejamento, tanto no caso de instalações novas como em intervenções no sistema existente. Os dois enfoques - Suprimento/Planejamento ou Compra/Utilização - constituem na realidade um único processo circular de realimentação mútua.

Como as cargas em baixa tensão são normalmente crescentes, a vida útil de um transformador de distribuição, estimada em 25 anos, é normalmente composta por uma seqüência de ciclos, definidos como o intervalo entre duas intervenções sucessivas na rede [16]. Na impossibilidade de se prever a vida real dos transformadores, pode aceitar-se a hipótese simplista de ciclos iguais e repetitivos, arbitrando que a duração mínima de cada ciclo é de 5 anos. Conforme a referencia [16], verifica-se uma notável convergência de resultados. Este resultado mostra que a hipótese de ciclos iguais e repetitivos, inicialmente formulada é dispensável, pois, o custo das perdas depende apenas da estratégia relativa ao carregamento inicial e final do transformador, e sua vida útil pode ser constituída por uma seqüência de ciclos diferentes.

4.3 PLANEJAMENTO E PROJETO

O objetivo do gerenciamento das perdas técnicas, no processo de planejamento do sistema elétrico, é definir e priorizar as ações específicas que podem contribuir para a minimização do valor presente do CGS- Custo Global do Serviço. Na maioria dos casos, esta finalidade coincide com a garantia que os diversos componentes individuais que constituem a rede estejam dimensionados por forma a apresentarem, a cada momento, carregamentos dentro das respectivas faixas econômicas. Dependendo, contudo, das condições particulares de cada caso e das alternativas de planejamento disponíveis, os dois conceitos não são coincidentes [12].

Para atingir a finalidade apontada basta que, em todos os estudos de planejamento, os custos das perdas técnicas sejam incluídos nas análises econômicas para comparação das alternativas. A escolha deve recair na solução que apresente menor valor presente do custo do serviço, ao longo de um período que pode ser da ordem da vida útil, ou até que as alternativas em presença convirjam para uma mesma situação.

Cabe portanto definir, para cada problema específico, alternativas adequadas de expansão do sistema. A simples inclusão dos custos das perdas, nos processos de comparação técnico e

econômica das alternativas disponíveis e escolha da solução mais vantajosa, é suficiente para garantir um desenvolvimento otimizado da rede, sob o ponto de vista das perdas.

Particularmente, no planejamento de utilização de transformadores de distribuição, as principais características relacionadas com as perdas técnicas, são as seguintes:

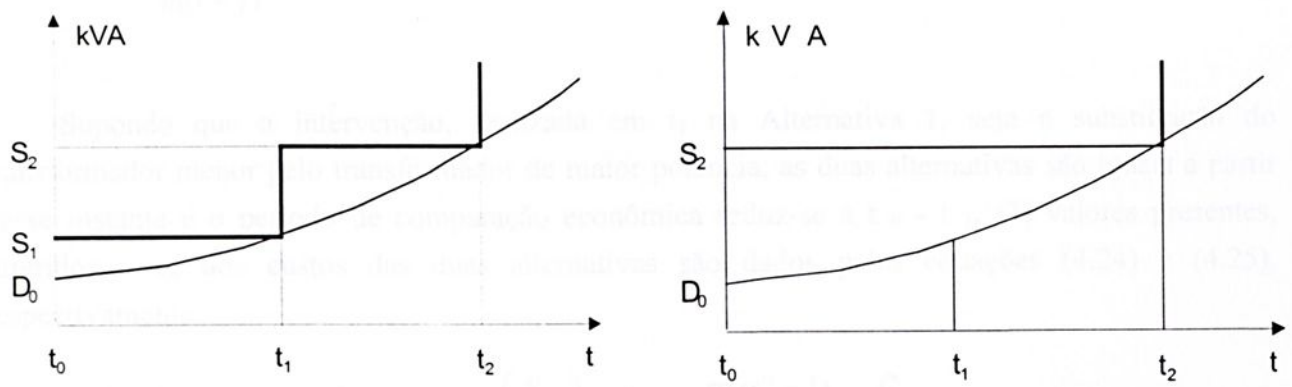
Os carregamentos econômicos [12], [16], [17], são da mesma ordem de grandeza dos limites físicos, principalmente nos transformadores de baixas capacidades. É necessário que, nos estudos de planejamento, os dois aspectos sejam simultaneamente considerados.

À medida que aumenta a capacidade os transformadores apresentam uma clara economia de escala, medida pelos valores unitários de custo [R$/kVA] e de perdas [$P_{FE}$/kVA e P_{CU}/kVA], [16].

Como as cargas são normalmente crescentes, na comparação genérica de duas alternativas possíveis para atender um circuito de demanda inicial D_0 e com taxa de crescimento de carga previsto de j, há que se considerar as seguintes hipóteses.

Alternativa 1: Utilizar o menor transformador possível com o objetivo de minimizar o investimento inicial, admitindo-se a necessidade de intervenção na rede no prazo de t_1 quando o limite físico de carregamento for atingido, figura 4.2a.

Alternativa 2: Colocar um transformador de maior potência de modo que seu limite físico seja atingido em um tempo t_2 maior que t_1, figura 4.2b.



(a) (b)

Figura 4.2 – Representação gráfica das alternativas propostas.

Considerando-se a carga inicial e uma taxa de sobrecarga admissível que leve a condições operacionais compatíveis com a expectativa de vida útil, define-se a menor potência nominal padronizada que atende as condições imposta conforme estabelecido na equação (4.21). Assim menor potência padronizada para atender o carregamento limite do menor transformador é:

$$S_{T1} \geq \frac{D_0}{(1+T)} \tag{4.21}$$

sendo:

S_{T1} – potência padronizada para o menor transformador.

T – sobrecarga admissível em pu.

Nestas condições, a partir das equações (4.10) e (4.21), é possível determinar o momento t_1, para o qual o carregamento limite será atingido.

$$S_{T1}(1+T) = D_0(1+j)^{t_1} \tag{4.22}$$

$$t_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_{T1}(1+T)}{D_0}\right)}{\ln(1+j)} \tag{4.23}$$

Supondo que a intervenção, realizada em t_1 na Alternativa 1, seja a substituição do transformador menor pelo transformador de maior potência, as duas alternativas são iguais a partir desse instante e o período de comparação econômica reduz-se a $t_0 - t_1$. Os valores presentes, referidos a t_0, dos custos das duas alternativas são dados pelas equações (4.24) e (4.25), respectivamente.

$$(VP)_2 = \left(aC_{trafo}^{T1} + P_{fe}^{T1}C_{const}\right)FVA(t_1,i) + \left(\frac{S_o}{S_{T1}}\right)^2 P_{cu}^{T1}C_{var}.\frac{\alpha(\alpha^{t_1}-1)}{\alpha-1} + \frac{C_{troca}}{(1+i)^{t_1}} \tag{4.24}$$

$$(VP)_2 = \left(aC_{trafo}^{T2} + P_{fe}^{T2}C_{const}\right)FVA(t_1,i) + \left(\frac{S_o}{S_{T2}}\right)^2 P_{cu}^{T2}C_{var}.\frac{\alpha(\alpha^{t_1}-1)}{\alpha-1} \tag{4.25}$$

sendo:

C_{trafo}^{T1}, C_{trafo}^{T2} - Custos do transformadores T1 e T2, respectivamente.

unesp

P_{cu}^{T1} , P_{cu}^{T2} - Perdas no cobre dos transformadores T1 e T2, respectivamente.

P_{fe}^{T1} , P_{fe}^{T2} - Perdas no ferro dos transformadores T1 e T2, respectivamente.

C_{troca} - Custo da troca de transformadores (pode também incluir o custo da interrupção de fornecimento)

É possível notar que na primeira opção foi incorporado o custo da substituição, isso e devido ao fato que neste caso já se sabe que no determinado ano t_1 haverá uma troca de transformadores como foi dito anteriormente. A escolha deve recair sobre a alternativa que apresentar o menor valor presente.

Para o uso desta metodologia é indiferente, que se trate da instalação inicial (núcleos habitacionais novos, por exemplo) ou de aumento de capacidade de um transformador existente na rede. O processo de cálculo dos custos das perdas é também aplicável quando alguma alternativa incluir desdobramento de circuitos [16].

4.4 SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A metodologia de cálculo dos custos anuais é utilizada quando se pretende definir o momento adequado, sob o ponto de vista técnico e econômico, para a realização de um investimento ou alteração previamente selecionada.

Define-se o momento adequado para realização do investimento ou alteração como sendo aquele em que o custo global com a realização do investimento torna-se o custo global sem a realização do investimento adicional. Portanto, a partir deste momento o custo global passa a ser mais alto se a obra não for realizada. O problema resume-se então na solução da inequação de mudança de estado dada pela expressão (4.26).

$$\left[\sum (C_s)_{antes}\right]_t \geq a.C_{invetimento} + \left[\sum (C_s)_{depois}\right]_t \qquad (4.26)$$

Sendo:

$(C_s)_{antes}$ - custo global antes da realização do investimento;

$(C_s)_{depois}$ - custo global após a realização do investimento;

a - taxa de anualização do investimento.

Para substituição de um transformador, o momento adequado é definido quando o seu custo anual equivalente for igual ao benefício anual resultante proporcionado pela sua substituição. O custo anual equivalente é dado pela equação (4.27).

$$C_{Ae} = b.C_{troca} \tag{4.27}$$

sendo:

C_{troca} – custo da substituição

C_{Ae} – custo anual equivalente

b - taxa de remuneração mínima praticada pela empresa

Neste cenário de análise duas alternativas se apresentam. A primeira considera a manutenção do transformador atual de potência S_{atual} e a segunda supõe a troca do transformador por um outro de potência S_{novo} . Para isto considera-se os custos anuais gerados em cada uma das alternativas propostas para o ano inicial (momento do estudo), conforme estabelecido nas equações (4.28) e (4.29).

$$(C_A)_0^{atual} = a.C_{trafo}^{atual} + P_{fe}^{atual}.C_{const} + P_{cu}^{atual}.\left[\frac{S_o}{S_N^{atual}}\right]^2 C_{var} \quad [\text{R\$/ano}] \tag{4.28}$$

$$(C_A)_0^{novo} = a.C_{trafo}^{novo} + P_{fe}^{novo}.C_{const} + P_{cu}^{novo}.\left[\frac{S_o}{S_N^{novo}}\right]^2 C_{var} \quad [\text{R\$/ano}] \tag{4.29}$$

Sendo:

$C_{trafo}^{atual}, C_{trafo}^{novo}$ - custos dos transformadores atual e novo, respectivamente;

$P_{fe}^{atual}, P_{fe}^{novo}$ - perdas no ferro dos transformadores atual e novo, respectivamente;

$P_{cu}^{atual}, P_{cu}^{novo}$ - perdas no cobre dos transformadores atual e novo, respectivamente;

S_N^{atual}, S_N^{novo} - potência nominal dos transformadores atual e novo, respectivamente;

Nestas condições, o benefício anual gerado pela aplicação de um novo transformador é dado pela equação (4.30).

$$B_a = (C_A)_0^{atual} - (C_A)_0^{novo} \qquad (4.30)$$

A substituição imediata do transformador atual pelo novo é indicada se o benefício anual resultante for maior que o custo anual equivalente dos procedimentos de substituição, conforme indicado na inequação (4.31).

$$B_a > C_{Ae} \qquad (4.31)$$

Caso tal premissa não seja verdadeira, considerando-se o crescimento da carga ao longo dos anos, é possível definir o limite de carregamento para o qual o transformador atual ainda oferece um benefício menor que o custo anual equivalente. Este carregamento, denominado carregamento econômico, é calculado através da equação (4.32).

$$S_{econ} = \sqrt{\frac{B_a + [C_{trafo}^{novo} - C_{trafo}^{atual}].a + [P_{fe}^{novo} - P_{fe}^{atual}].C_{const}}{\left[P_{cu}^{atual}/(S_N^{atual})^2 - P_{cu}^{novo}/(S_N^{novo})^2\right]C_{var}}} \qquad (4.32)$$

Sendo:

S_{econ} - carregamento econômico

Baseado portanto no carregamento econômico estabelecido pela expressão (4.32) e ainda no comportamento crescente da carga ao longo dos anos, equação (4.10), determina-se o momento adequado para efetuar a substituição, ou seja, o momento a partir do qual o benefício resultante deste procedimento passa a ser economicamente mais atrativo. Nestas condições o momento economicamente adequado n (anos) para a substituição é dado pela equação (4.33).

$$n_e = \frac{\ln\left(\frac{S_{econ}}{D_0}\right)}{\ln(1+j)} \qquad (4.33)$$

Sendo:

n_e – momento economicamente adequada para substituição do transformador atual pelo novo.

No processo de substituição é importante verificar se o carregamento econômico obtido através da equação (4.32) resulta menor que o carregamento técnico limite admissível. Caso contrário o carregamento limite deve ser adotado para a determinação do momento adequado e a substituição do transformador será definida pelo limite técnico, conforme estabelecido na equação (4.34).

$$n_T = \frac{\ln\left(\frac{S_{tec}}{D_0}\right)}{\ln(1+j)} \qquad (4.34)$$

Sendo:

n_T – momento tecnicamente indicado para substituição do transformador atual pelo novo.

S_{tec} – Limite técnico de carregamento.

4.5 RESULTADOS OBTIDOS

A metodologia apresentada até agora foi implementada em planilhas eletrônicas. A entrada de dados, a interface com o usuário e o gerenciamento dessas planilhas são feitos através de um programa em visual basic, como pode ser visto na apresentação do programa ilustrada no ***anexo A*** desta dissertação.

Para a correção das perdas no cobre foi utilizado o método exato demostrado no capitulo II. Ao observar a equação (2.54), notamos que a perda total no cobre está em função das perdas por correntes parasitas nominais ($P_{cp\text{-}R)}$, das perdas nominais por corrente continua nominais ($P_{cc\text{-}R}$), da corrente nominal do transformador (I_R) e do conteúdo harmônico de corrente. A perda nominal total é obtida através da componente fundamental da corrente a 60 Hz e fornecida pelo fabricante tabela 4.3 (dados de placa). As perdas por correntes parasitas nominais variam de 0,12% a 0,46% das perdas totais nas resistências dos enrolamentos, para fins de simulação foi adotado 0,35%.

Com esses dados e sabendo o conteúdo harmônico de corrente do sistema podemos determinar a contribuição das componentes harmônicas para as perdas no cobre.

Utilizando nas simulações um espectro harmônico de corrente com THD (Distorção harmônica total) de 25,2%, típico de instalações industriais conforme mostrado na Tab.4.1; foi constatado um aumento de aproximadamente 6,5% nas perdas no cobre dos transformadores de distribuição de potência padronizada, veja na tabela 4.3 as perdas corrigidas para o conteúdo harmônico em questão, e também as perdas nominais fornecidas pelo fabricante. Os resultados mostram que realmente o conteúdo harmônico de corrente presente no sistema elétrico tem uma

considerável influencia no aumento das perdas no cobre dos transformadores, o que leva a um aumento nos seus custos operacionais.

Para a correção das perdas no ferro por histerese foi utilizada a expressão (2.25), estabelecida no capítulo II deste trabalho e a expressão (2.31) para as perdas por correntes de Foucalt. Essas expressões também estão em função das perdas nominais totais no ferro do transformador e do conteúdo harmônico de tensão presente no sistema. Para efeito de análise a separação das perdas foi feita conforme a referência [13], ou seja as perdas nominais por correntes Foucalt são da ordem de 20% a 50% das perdas nominais totais no ferro. Particularmente, neste trabalho foi utilizado 30%.

Para a tensão foi utilizado o espectro harmônico mostrado na Tab 4.2 que apresenta um índice de distorção total de aproximadamente 10%, nestas condições o aumento percentual calculado para essas perdas no ferro foi de aproximadamente 0,3%. A tabela 4.3 apresenta as perdas no ferro nominais e também as perdas corrigidas para as condições citadas. Entretanto considerando os limites atuais recomendados para os níveis de distorção de tensão, espera-se que estas perdas sejam pouco afetadas.

Tabela 4.1-Espectro harmônico de corrente

ordem	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I%	100	0,2	5,1	0,3	21,5	0,1	10,8	0,2	1,3	0,2	3,4	0,6	3,6	0,1	0,3	0,2	1,4	0,1	0,8	0,1

Tabela 4.2-Espectro harmônico de tensão

Ordem	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Tensão	3	8	3	10	3	4	3	5	3	7	3	8	1	7	3	4	3	4	1
Fase°	15	-175	20	12	4	15	20	-186	20	13	20	-80	20	-320	20	25	20	18	20

Tabela – 4.3 Perdas nos transformadores utilizados

PERDAS NORMALIZADAS			PERDAS CORRIGIDAS	
Potência	P.Ferro	P.Cobre	P.Ferro	P.Cobre
kVA	kW	kW	kW	kW
15	0,1200	0,3400	0,1205	0,3620
30	0,2000	0,5700	0,2009	0,6069
45	0,2600	0,7800	0,2611	0,8304
75	0,3900	1,1400	0,3917	1,2136
112,5	0,5200	1,5500	0,5222	1,6500
150	0,6400	2,0000	0,6427	2,1290
225	0,9000	2,7000	0,9038	2,8741

unesp

Tab.4.4 - Dados econômicos

Dados Econômicos	
Taxa de desconto (%)	0,12
Taxa de anualização (%):	0,12
Taxa de remuneração mínima (%):	0,11
Custo da Substituição (R$):	300,00
Custo unitário de perdas fixas (R$):	306,31
Custo unitário de Perdas Variáveis (R$):	157,04

Nos processos de suprimento notou-se que é indiferente o ambiente (senoidal ou não senoidal) em que os transformadores operam, esse fato acontece porque a comparação entre os diversos fabricantes é feita em um mesmo ambiente, neste caso o que irá importar é a diferença de níveis de perdas nominais, preços fornecidos por cada fabricante e dados econômicos (Tabela 4.4).

Nos processos de substituição os resultados mudam cosideravelmente. Para correntes e tensões distorcidas (não senoidais) com conteúdo harmônico mostrado nas tabelas 4.1 e 4.2, é possível notar que o transformador suporta uma demanda inferior àquela demanda que suportaria operando em um sistema com correntes e tensões perfeitamente senoidais.

Por exemplo um transformador de 45 kVA suprindo uma demanda de 60 kVA, com uma taxa de crescimento da carga de 7% a.a em condições senoidais, sua substituição por um transformador de potência padronizada imediatamente superior ou seja, um transformador de 75kVA é desnecessária, esta substituição só seria economicamente viável quando esta demanda chegasse a 61,3kVA, o que significa que este transformador poderia ficar instalado aproximadamente por mais quatro meses atendendo a carga.

Se este mesmo transformador suprindo a mesma demanda com a mesma taxa de crescimento de carga estivesse instalado no ambiente não senoidal descrito anteriormente, a substituição já se justificaria economicamente em 59,5 kVA ou seja a substituição deveria ser imediata, constatando que neste momento deixar o transformador instalado seria economicamente inviável.

A seguir serão apresentadas nas tabelas 4.5 e 4.6 os carregamentos econômicos e técnicos dos transformadores de potência padronizada para um ambiente senoidal e para o ambiente distorcido respectivamente.

Tabela – 4.5 – Proposta de substituição em ambientes senoidais

Atual	Substituição	Carregamento (kVA, %)				SUBSTITUIÇÃO		
kVA	proposta	Econômico		Técnico		Carregamento		Recomendação
15	15 p/ 30	28,1	187%	21,0	140%	21,0	140%	**TÉCNICA**
30	30 p/ 45	47,2	157%	42,0	140%	42,0	140%	**TÉCNICA**
45	45 p/ 75	61,2	136%	63,0	140%	61,2	136%	**ECONÔMICA**
75	75 p/ 112,5	81,3	108%	105,0	140%	81,3	108%	**ECONÔMICA**
112,5	112,5 p/ 150	160,4	143%	157,5	140%	157,5	140%	**TÉCNICA**
150	150 p/ 225	187,7	125%	210,0	140%	187,7	125%	**ECONÔMICA**

Tabela - 4.6-Proposta de substituição em ambientes não senoidais

Atual	Substituição	Carregamento (kVA, %)				SUBSTITUIÇÃO		
kVA	proposta	Econômico		Técnico		Carregamento		Recomendação
15	15 p/ 30	27,2	181%	21,0	140%	21,0	140%	**TÉCNICA**
30	30 p/ 45	45,8	153%	42,0	140%	42,0	140%	**TÉCNICA**
45	45 p/75	59,4	132%	63,0	140%	59,4	132%	**ECONÔMICA**
75	75 p/ 112,5	78,9	105%	105,0	140%	78,9	105%	**ECONÔMICA**
112,5	112,5 p/ 150	155,6	138%	157,5	140%	155,6	138%	**ECONÔMICA**
150	150 p/ 225	182,0	121%	210,0	140%	182,0	121%	**ECONÔMICA**

Nas tabelas acima é possível notar a clara diferença nos carregamentos econômicos dos transformadores de potência padronizada quando estes operam nos dois sistemas, um exemplo claro seria no caso de uma substituição de um transformador de 112,5 kVA para um transformador de 150kVA. Em um ambiente perfeitamente senoidal essa substituição seria feita quando a demanda media da carga passante no transformador de 112,5 kVA chegasse no seu limite técnico de 140% ou seja 157,5 kVA, já para o caso deste transformador estar operando no ambiente distorcido, essa substituição seria feita por recomendação econômica quando a demanda media chegasse à 155,6 kVA, ou seja seria mais econômico substituir o transformador antes dele chegar em seu limite técnico. O tempo que o transformador vai ficar instalado depende da taxa de crescimento da carga.

Outra constatação é que como pode ser visto nas tabelas acima os transformadores pequenos (15 kVA e 30 kVA) na maioria das vezes tem que ser substituído ao chegarem em seu limite técnico, mas à medida que as potências padronizadas dos transformadores vão aumentando, os carregamentos econômicos tornam-se inferiores aos respectivos carregamentos técnicos.

O processo de projeto de transformador sempre indica para o planejamento dois transformadores, o primeiro é o transformador mínimo que atende àquela demanda média imposta pelo projetista, e o segundo é o de potência padronizada imediatamente superior. É nos processos de

planejamento que se define quais transformadores serão instalados, e é claro que ai o ambiente que será instalado (senoidal ou não senoidal) é muito importante, pois como já foi visto, as perdas se modificam e seus custos operacionais podem aumentar consideravelmente. Foram simulados vários casos, constatando que para uma determinada demanda media passante pelo transformador e dependendo do ambiente em que esse transformador irá operar, o valor presente de cada transformador muda, tornando assim necessária a investigação e simulação para se obter a otimização do planejamento dos transformadores.

Como exemplo, considerando os dados econômicos apresentados na tabela 4.4 e uma carga com demanda média de 28 kVA a ser suprida por um transformador, carga esta com perspectiva de crescimento de 3% a.a.. Caso o ambiente de operação seja perfeitamente senoidal o projeto recomendado é instalar um transformador de potência padronizada de 30 kVA, e caso os dados não se alterem poderia se fazer um planejamento de dez anos com esse transformador instalado.

Considerando agora uma carga com demanda média também de 28 kVA mas que apresente um conteúdo harmônico como a apresentada na tabela 4.1, o recomendado seria instalar um transformador de potência padronizada de 45 kVA. Para essas condições não senoidais somente se demanda média passante pelo transformador fosse de 26,5 kVA ou menor para que se justifique a instalação de um transformador de 30 kVA, com um planejamento também de aproximadamente dez anos instalado, admitindo-se naturalmente que as condições iniciais impostas permaneçam inalteradas.

Uma vez instalado o transformador que apresenta a melhor opção naquele momento, ele a partir daí será incorporado nos próximos processos de substituição. A mudança de qualquer dado seja ele econômico, taxa de crescimento da carga, conteúdo harmônico, etc, no cenário atual é motivo para uma nova simulação, para assim obter-se novamente a melhor opção do momento atual. As concessionárias de energia que atuam em nosso sistema costumam fazer esses processos anualmente.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 1 12 13 14 15 16 17 18

4.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi demostrado a importância do gerenciamento dos transformadores trifásicos de distribuição através dos cálculos e minimização dos seus custos operacionais.

Essa metodologia é muito importante tanto técnica quanto economicamente falando. Esse trabalho propôs também incorporar no gerenciamento dos transformadores o conteúdo harmônico contido no sistema, tentando assim cercar o maior número de variáveis envolvidas no cálculo dos custos operacionais do transformador.

Nas simulações utilizando conteúdos harmônicos típicos, foi possível notar o crescimento das perdas, principalmente nos enrolamentos do transformador, aumentando o custo operacional e diminuindo seu carregamento econômico. Estas novas condições de operação se refletem diretamente no gerenciamento técnico e econômico dos transformadores de distribuição.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 1 12 13 14 15 16 17 18

Capítulo V

5 CONCLUSÕES

Nesta dissertação foi demostrado a importância do gerenciamento dos transformadores trifásicos de distribuição através dos cálculos e minimização dos seus custos operacionais.

Essa metodologia é muito importante tanto técnica quanto economicamente falando. Esse trabalho propôs também incorporar no gerenciamento dos transformadores o conteúdo harmônico contido no sistema, tentando assim cercar o maior numero de variáveis envolvidas no calculo dos custos operacionais do transformador.

Neste trabalho confirmou-se que realmente as distorções harmônicas tem uma influência considerável no aumento das perdas no cobre dos transformadores trifásicos de distribuição.

Os resultados mostram que, quando adotado o método exato para calculo das perdas no cobre, chega-se a um aumento de aproximadamente 8% no valor máximo da corrente não-senoidal admissível, mostrando, desta forma, que a metodologia proposta na recomendação ANSI/IEEE C57.110/D7, 1998, leva, de fato, a resultados conservativos.

O calculo dos custos unitários das perdas em transformadores não levam em consideração a presença das distorções harmônicas nas formas de onda de tensão e corrente devido ao fato de ainda não existirem mecanismos para se tarifar esses níveis de distorção harmônica, futuramente quando tais mecanismos existam esse fator deve ser considerado

Utilizando nas simulações um espectro harmônico de corrente com THD (Distorção harmônica total) de 25,2%, típico de instalações industriais; foi constatado um aumento de aproximadamente 6,5% nas perdas no cobre dos transformadores de distribuição de potência padronizada, mostrando que realmente o conteúdo harmônico de corrente presente no sistema elétrico tem uma considerável influencia no aumento das perdas no cobre dos transformadores, o que leva a um aumento nos seus custos operacionais.

Nos processos de suprimento notou-se que é indiferente o ambiente (senoidal ou não senoidal) em que os transformadores irão operar, esse fato acontece porque os fabricantes estarão em um mesmo cenário de comparação, neste caso o que irá importar é a diferença de níveis de perdas nominais, preços fornecidos por cada fabricante e dados econômicos.

Nos processos de substituição os resultados mudam cosideravelmente; para correntes e tensões distorcidas (não senoidais). É possível notar que o transformador suporta uma demanda inferior àquela demanda que suporta quando este opera em um sistema com correntes e tensões perfeitamente senoidais.

Foi possível notar a clara diminuição nos carregamentos econômicos dos transformadores quando estes operam em sistemas com correntes e tensões não senoidais.

Os transformadores pequenos (15 kVA e 30 kVA) na maioria das vezes tem que ser substituído ao chegarem em seu limite técnico mas à medida que as potências padronizadas dos transformadores vão aumentando, esses transformadores vão ficando mais econômicos.

Para o planejamento de transformadores foram simulados vários casos, constatando que para uma determinada demanda média processada pelo transformador, e dependendo do ambiente em que esse transformador irá operar, o valor presente de cada transformador muda, tornando assim necessária a constante investigação e simulação para se obter a otimização do planejamento dos transformadores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[01]- Delaiba, A. C.; "*Comportamento de Transformadores Com Cargas Não Lineares: Uma abordagem Analítica, Experimental e Numérica Pelo Método dos Elementos Finitos*". Dissertação de Doutorado Apresentada à USP-SP em Junho de 1997.

[02]- Emanuel, A. E.; Makarov, S. N. "*Corrected Harmonic Loss Factor For Transformers Supplyng Nonsinusoidal Load Currents*". – Nineth International Conference On Harmonics Of Power, Proceedings, V.1,. October 2000, Orlando Florida USA, p. 87-90.

[03]- ANSI/IEEE C57.110/D7, "*Recommended Practice for Establishing Transformer Capability when Suplying Non- Sinusoidal Load Currents*", IEEE, NY, Febr. 1998.

[04]- Thomson, J.J. "*On the Heat Produced by Eddy Currents in an Iron Plate Exposed to an Alternating Magnetic Field,*" The Electrician. April 1892 , p. 509-600.

[05]- Davies, E.J. "*Conduction and Induction Heating,*" Peter Peregrinus, , 1990, p 89.

[06]- Brandão Júnior, A. F. "*Políticas de Instalação e Operação de Transformadores*"; Dissertação de Mestrado Apresentada à Escola Politécnica da USP; 1978.

[07]- Brandão Júnior, A. F. "*Aspectos Econômicos e Probabilísticos em Estudos de Instalação de Transformadores*"; Dissertação de Doutorado Apresentada à Escola Politécnica da USP; 1980.

[08]- Martignoni, A. "*Transformadores*", 4ª ed.: Globo, 1979

[09]- Ravaglio, M. A; Schaefer, J.C; Teixeira, J.A., "*Estudo de Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição*". Artigo técnico do Laboratório Central de Pesquisas da UFPR e Copel, 1999.

[10]- Stevenson, W. D. "*Elements of Power System Analysis*", 2ª ed. McGraw Hill Company, 1962

[11]- Oliveira, J. C. et. al. "*Apostila de Cargas Elétricas Especiais*" UFU, 1986

[12]- Relatório CODI-3.2.19.25.1 – "*Metodologia de Cálculo dos Carregamentos Econômicos de Transformadores Aéreos de Distribuição*".

[13]- Blume, L. F.; et al. "*TRANSFORMER ENGINEERING A treatise on Theory, Operation, and Application of Transformers*" 2ª ed.

[14]- Hwang, M. S.; Grady, W. M.; Sanders Júnior, H. W.; "*Distribution Transformer Winding Losses Due To Nonsinusoidal Currents*" IEEE Transaction on Power Delivery, PWRD-2, N 1, January 1987.

[15]- ELETROSUL (Departamento de Planejamento da Expansão), "*Obtenção do Fator de Perdas a Partir da Curva de Carga*", Nota Técnica, Fevereiro, 1992.

[16]- Documento CODI-3.2.19.34.0 – "*Método Para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição*"

unesp

[17]- Relatório CODI-3.2.19.24.0 – "*Metodologia para Cálculo do Limite Máximo de Carregamento de Transformadores de Distribuição*".

[18]- Jardini, J. A., Ahn, S. U.; "*Curva de Carga de Consumidores Residenciais e de Respectivos Transformadores*"; Artigo Técnico do Centro de Excelência em Distribuição de Energia Elétrica; 1995.

unesp

ANEXOS

ANEXO A – SOFTWARE DE APOIO

ANEXO B – MATEMÁTICA FINANCEIRA

ANEXO C - FATOR DE CARGA E FATOR DE PERDAS

ANEXO A – SOFTWARE DE APOIO

Introdução

A partir da metodologia apresentada nos capítulos desta dissertação definiu-se um modelo determinístico no qual está baseado o software para automatização do processo de suprimento, planejamento e substituição de transformadores de distribuição.

Foi desenvolvido então um pacote computacional para busca de soluções otimizadas sob o ponto de vista técnico e econômico para o gerenciamento de transformadores de distribuição.

Sabe-se que, em geral, a precisão dos resultados muitas vezes está diretamente associada a um grande volume de dados de entrada, alguns deles nem sempre são regularmente disponibilizados pelos fornecedores ou demandam alguma atividade adicional para obte-los. Esta é uma questão que foi sendo tratada com muito critério, pois como se sabe, alguns pacotes computacionais baseados em técnicas de cálculo bastante apuradas acabam sendo pouco utilizados devido a grande quantidade de dados necessários. Por outro lado, propostas mais modestas sob o ponto de vista da precisão dos resultados obtidos acabam sendo mais aceitas, pela simplicidade de utilização, banco de dados menores e de fácil obtenção, e até porque os resultados obtidos normalmente são conservativos. Neste sentido, os procedimentos adotados no desenvolvimento e implementação do software visaram, não só produzir resultados numéricos com qualidade e precisão adequadas, mas também apresentar versatilidade de uso, facilidade de implementação de dados, interatividade com o usuário em um ambiente amigável.

Organização do programa ("software")

As rotinas de cálculo implementadas seguem os modelos de análise estabelecidos nos capítulos anteriores e foram implementados em planilhas eletrônicas. Para proporcionar interatividade com o usuário, estas planilhas de cálculo são gerenciadas através de uma interface, implementada em Visual Basic 5.0.

O programa foi estruturado em vários aplicativos. Entre eles destacam-se três, considerados principais, aos quais estão associados todas as planilhas e procedimentos específicos para análise técnica e econômica nos processos de suprimento, planejamento e substituição de transformadores de distribuição. Os demais aplicativos estão relacionados ao controle dos procedimentos paralelos relacionados principalmente com o controle dos dados de entrada e demais bancos de dados.

unesp

A tabela A1 apresenta o resumo das principais aplicativos implementados e suas funções específicas.

Tabela A1 – Resumo das principais planilhas

Aplicativos	Funções
Suprimento	Determinar o preço capitalizado dos transformadores de distribuição e identifica, entre as unidades transformadoras cadastradas, o fornecedor que apresenta a proposta mais atraente sob o ponto de vista técnico/econômico.
Planejamento	Planejar a instalação de transformadores em alimentadores novos, identificando a seqüência economicamente mais atraente dos transformadores levando em consideração a carga inicial instalada e sua previsão de crescimento.
Substituição	Analisar o desempenho técnico e econômico de transformadores instalados e apresentar indicativos para substituição
Custos Unitários de Perdas	Determinar o custo unitário das perdas fixas e variáveis baseado no nível tarifário escolhido e nas condições de suprimento da carga.
Carregamentos Econômicos	Visualizar os limites econômicos para carregamento dos transformadores de distribuição disponíveis no banco de dados de almoxarifado
Indicativos para Substituição	Gerar tabelas sistematizadas contendo indicativos para substituição de transformadores instalados em função das condições de carregamento prevista, limites térmico e econômico.
Dados Econômicos	Visualizar e editar dos dados de entrada relativos a índices econômicos.
Cadastro de Fornecedores	Controlar banco de dados associado aos fornecedores dos transformadores de distribuição.
Almoxarifado	Controlar banco de dados associado aos transformadores adquiridos através do procedimento definido no aplicativo suprimento e que serão utilizados pelos demais aplicativos.
Relatórios	Controlar a emissão dos relatórios gerados pelos diferentes aplicativos
Tópicos de Ajuda	Apresentar as metodologias utilizadas pelos diferentes aplicativos, variáveis envolvidas, e demais recomendações para o uso adequado do programa
Tutorial	Apresentar as principais características relativas aos transformadores de distribuição

O Software desenvolvido tem várias tarefas distintas, que são organizadas na tela principal, como se apresenta na figura A1.

unesp

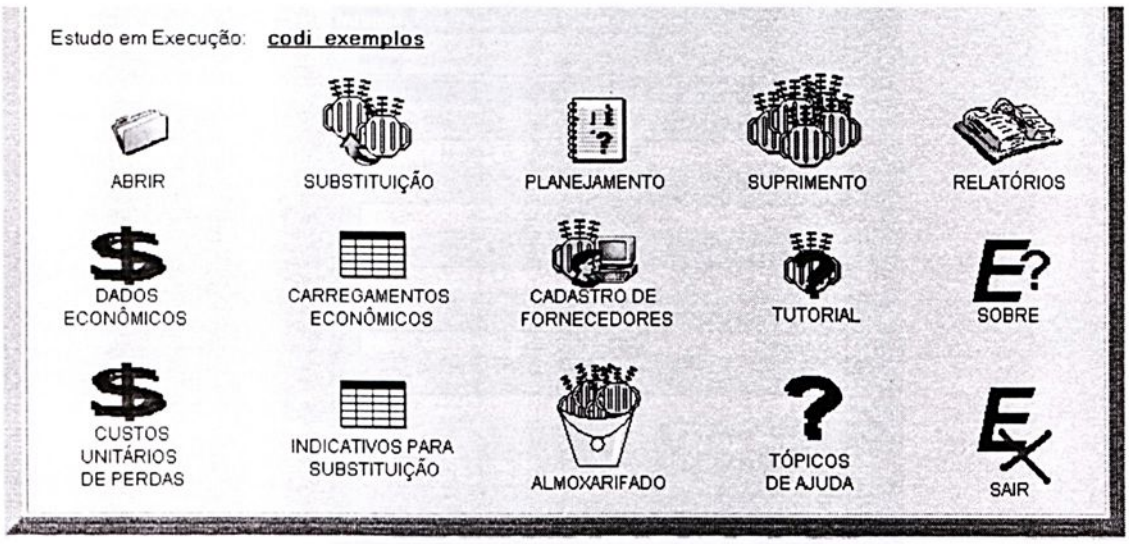


Figura A1: Tela principal e "ícones" dos diferentes aplicativos do "Software".

Para que os "ícones" da tela principal fiquem habilitados é necessário clicar antes no ícone "Abrir" e escolher um estudo.

A seguir apresenta-se a descrição dos principais funções associadas aos diferentes aplicativos exibidos na tela principal.

Cadastro de Fornecedores

O objetivo deste aplicativo é o gerenciamento do banco de dados onde serão armazenados as informações dos diferentes fornecedores de transformadores de distribuição, assim como os dados nominais das unidades transformadoras cadastradas.

Ao se clicar no ícone "Cadastro de Fornecedores", abrir-se á uma tela para o cadastro de novos fornecedores ou atualização de dados existentes, figura A.2.

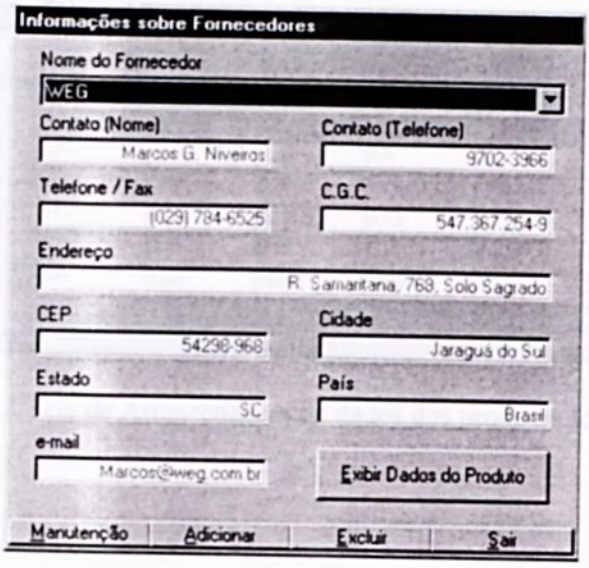


Figura A 2- Cadastro de fornecedores.

Visualização

Quando a Tela é aberta, ela já se encontra pronta para a visualização de dados dos fornecedores existentes. É no campo "Nome do Fornecedor" que será feita a escolha do Fornecedor cujos dados são de interesse. Ao se clicar neste Campo, uma lista de Fornecedores já cadastrados será exibida. A apresentação dos dados se dará automaticamente depois de feita a escolha do Fornecedor.

Exibição dos dados dos transformadores oferecidos pelo fornecedor selecionado

Ao se selecionar o nome de um Fornecedor no Campo "Nome do Fornecedor", o Botão "Exibir Dados do Produto" se habilitará. Ao clicar-se nele, os dados dos Transformadores estarão organizados como segue a figura A.3. O Botão "Sair" retorna à Tela "Informações sobre Fornecedores" , figura A.2.

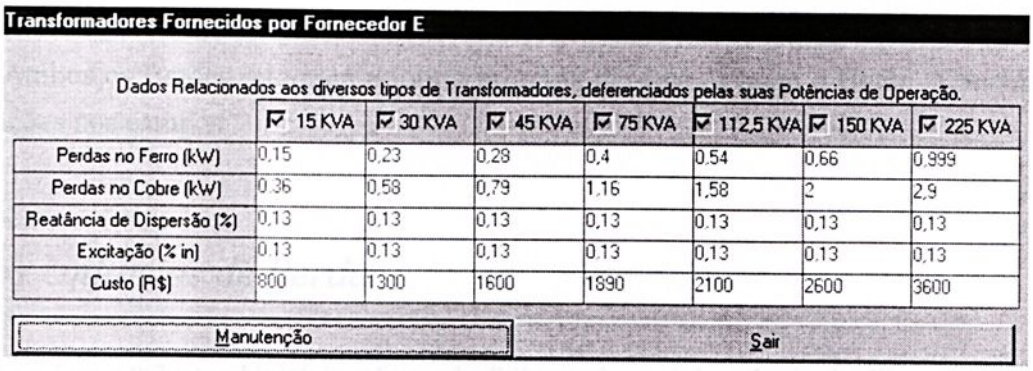


Figura A.3 Tela de Armazenagem de dados dos produtos fornecidos.

Manutenção

a) - Manutenção dos dados de fornecedores

Para tanto, deve-se escolher o Fornecedor que deseja-se efetuar mudanças nos dados, no campo "Nome do Fornecedor, e, a seguir, clicar no Botão "Manutenção", figura A.2.

Na figura A.4, percebe-se que o usuário escolheu o Fornecedor WEG, para a manutenção de dados.

As mudanças na estrutura da Tela foram as seguintes: o Campo "Nome do fornecedor", agora é uma caixa de texto editável; todos os campos estão habilitados para edição; os Botões "Adicionar", "Excluir" e "Exibir Dados do Produto" se desabilitaram e os Botões "Manutenção" e "Sair" agora são "OK" e "Cancelar", respectivamente.

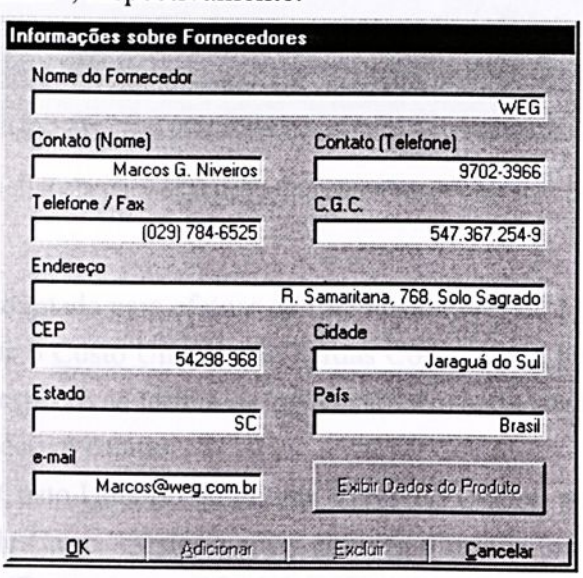


Figura A.4- Tela de Armazenagem de dados a nível de manutenção de dados.

Feitas as correções nos campos preenchidos erroneamente, clique em "OK", e as mudanças serão salvas. Ambos os Botões retornam à forma primária da Tela , porém o Botão "Cancelar" não salva as alterações nos campos.

Custos Unitários de Perdas

Clicando o ícone "Custos Unitários de perdas" ilustrado na tela principal (Figura A.1), podem ser feitos os cálculos que serão usados posteriormente em Análise de Custo. Esses custos podem ser obtidos de duas formas: Simples ou com uma Curva de Carga. Inicialmente nos preocuparemos com a apresentação da tela que nos permitirá este cálculo. É através desta Tela, também, que armazenaremos dados relativos aos tipos de tarifas existentes conforme é mostrado na figuraA.5.

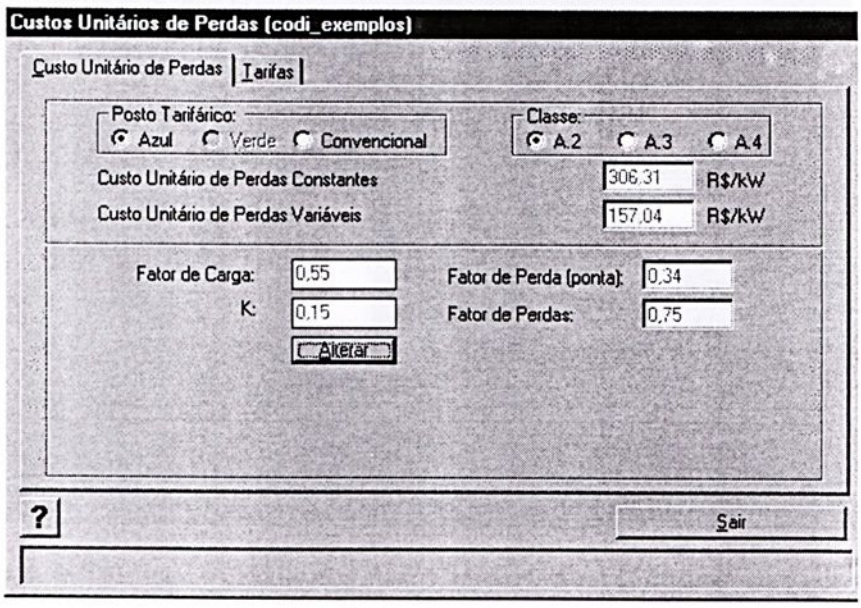


Figura A.5: Tela para execução dos cálculos dos Custos de Perdas

A princípio, a Tela está adaptada para efetuar os cálculos através do Método Simples.

É importante ressaltar que o Custo Unitário de Perdas Constantes (Ferro), depende apenas do nível tarifário adotado e das respectivas tarifas de aplicação. Por essa razão o valor "default" já é exibido imediatamente no respectivo campo.

Para se obter o valor do Custo Unitário de Perdas Variáveis (cobre) pelo Método Simplificado basta escolher-se um ''Fator de Carga'' típico para o circuito e inserir um valor para K, conforme recomendação da empresa (Documento CODI-3.2.19.34.0). Feito isto, clica-se no Botão "Selecionar". Os Campos ''Fator de Perda_(ponta)'', ''Fator de Perdas'' e ''Custo Unitário de

Perdas Variáveis'' serão preenchidos e o Botão "Selecionar" torna-se "Alterar", para a execução de um novo cálculo.

No caso da obtenção de dados a partir de Curva de Carga, clique em fator de carga, uma lista de valores aparecerá, a ultima opção será "curva" como mostra a figura A.6, basta clicar nesta opção. A tela se modificará de modo que se possa fazer a análise, figura A.7. Através dessa tela, pode-se visualizar a curva de carga (pelo do Botão "Plotar", figura A.8), adicionar novos valores para uma nova curva (Botão "Adicionar"), editar valores de uma curva (Botão "Editar") e excluir uma curva (Botão "Excluir"). A análise será feita através do Botão "Selecionar", gerando assim os dados necessários para o cálculo dos custos unitários das perdas técnicas, tais como : demandas máximas nos horários de ponta e fora de ponta, demanda média, fatores de carga e de perda, etc.

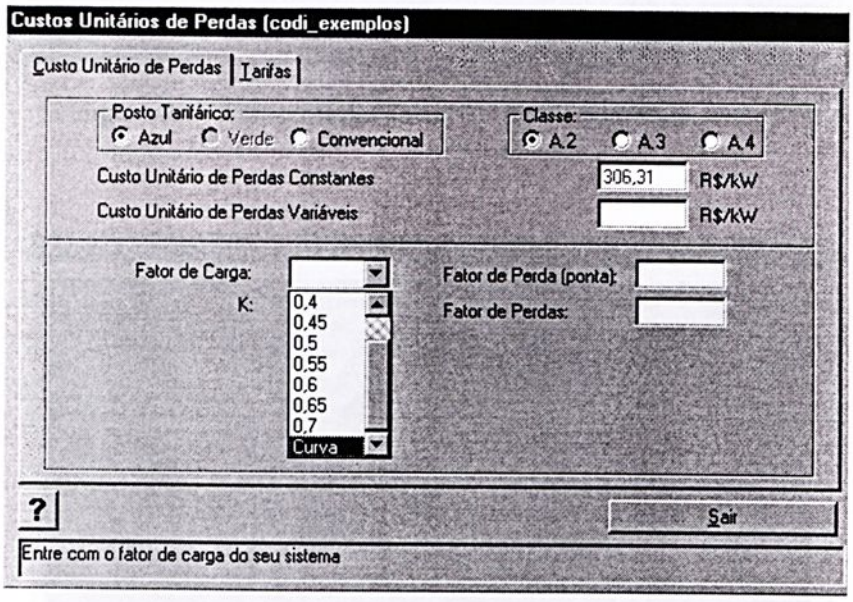


Figura A.6- Tela para o calculo dos custos unitários através de uma curva de carga

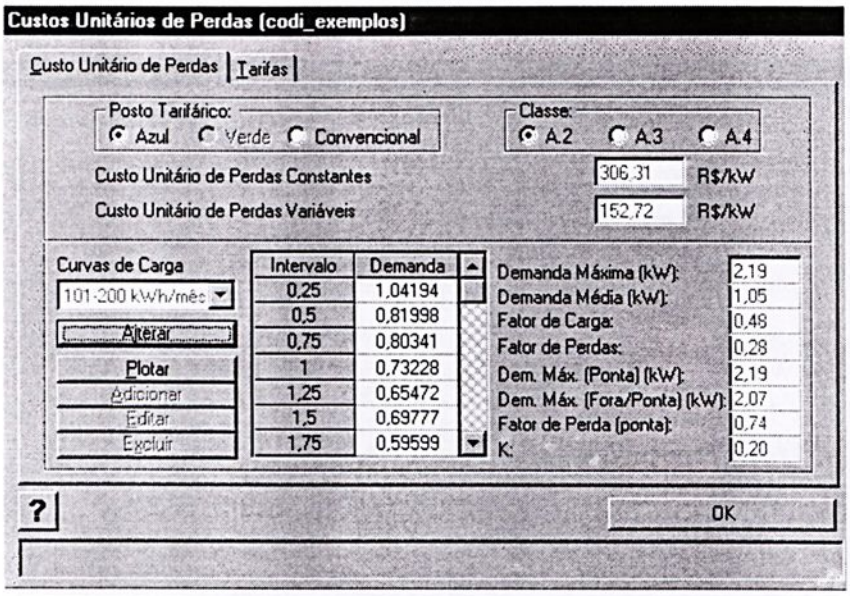


Figura A.7: Apresentação de curvas para a análise de custos.

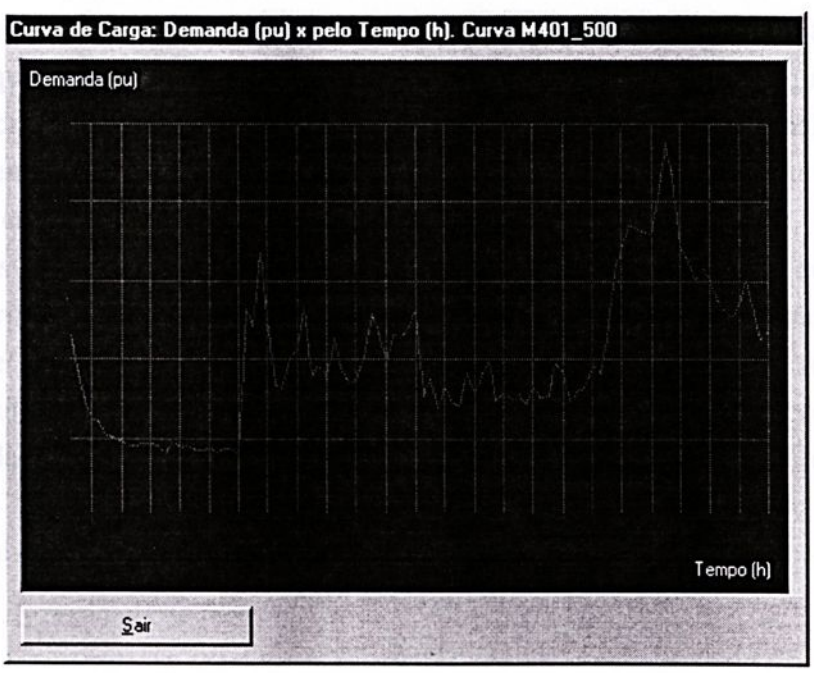


Figura A.8 Visualização de Curva de Carga, através do botão "Plotar".

A tela ainda conta com uma parte dedicada à manutenção dos valores de Tarifas (figura A.9). É preciso apenas selecionar a Tarifa e o Custo unitário de postos tarifários e clicar no Botão "Editar". Feita a alteração, clique em "OK" (mesma posição do Botão "Editar").

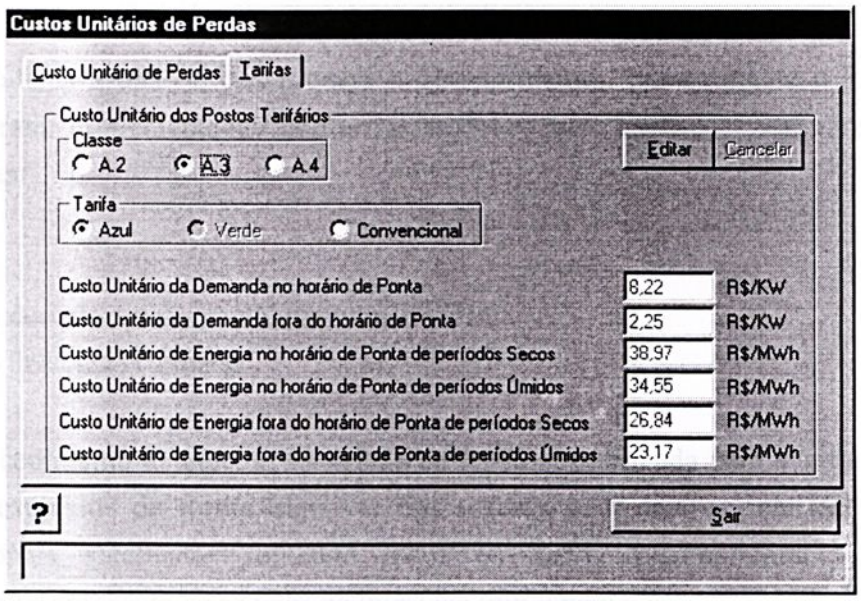


Figura A.9: Edição de Tarifas.

O critério adotado neste trabalho para custear as perdas segue a metodologia apresentada nos capítulos anteriores que consiste em usar os mecanismos de tarifação vigentes para o segmento imediatamente anterior. Para o caso de sistemas em 13.8 kV abordados neste trabalho, as tarifas a serem adotadas referem-se aos seguimentos de 69kV ou 138 kV. Tal procedimento provavelmente introduz um pequeno erro por déficit, porém, preferível do que um erro por excesso.

No cálculo dos custos marginais são inicialmente definidas as tarifas de referência e, posteriormente, as tarifas de aplicação. As tarifas de aplicação, de domínio público, são obtidas a partir das tarifas de referência, que não são normalmente divulgadas, mas representam os verdadeiros custos marginais, pela consideração adicional de fatores de natureza política e social e também pela necessidade de garantir o indispensável equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Na indisponibilidade das tarifas de referência, adotou-se neste trabalho o uso das tarifas de aplicação, o que eqüivale à introdução de um erro, provavelmente pouco expressivo e de sinal imprevisível.

Análise de Custos

As tarefas relativas a análise dos processos de suprimento, planejamento e substituição de transformadores foram implementadas conforme definido nos capítulos anteriores, com duas metodologias básicas:

Determinação do valor presente de um investimento;
Determinação dos custos anuais.

Para cada procedimento de cálculo foi criada uma tela simplificada para a entrada de dados e apresentação dos resultados de forma objetiva. Em seguida cada tela de interface disponibiliza informações adicionais detalhadas contendo todos os dados que nortearam as conclusões apresentadas. A seguir apresenta-se as telas de interface implementadas.

unesp

Suprimento de transformadores

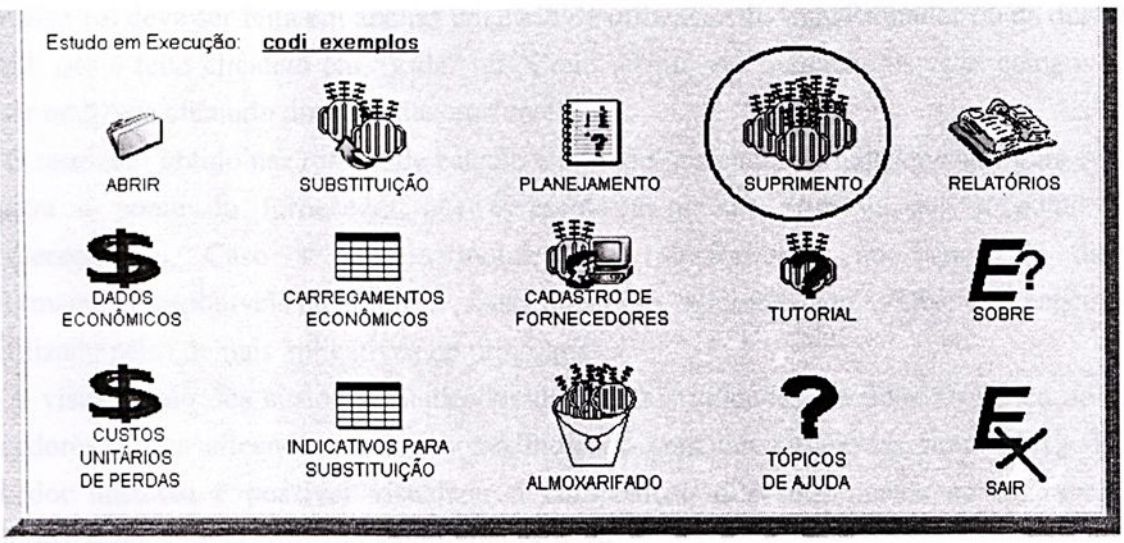


Figura A.10- Tela principal – Ícone de suprimento em destaque

Este aplicativo pode ser acionado a partir do ícone "Suprimento" destacado com um circulo na figura A.10. Tem por objetivo fornecer subsídios para aquisição de novos transformadores, considerando-se seus custos iniciais bem como os custos gerados por estes equipamentos durante sua operação nas redes elétricas. As rotinas de cálculo implementadas estão fundamentadas na metodologia apresentada anteriormente. A partir da determinação do preço capitalizado dos diferentes transformadores cadastrados no banco de dados de fornecedores, identifica-se aquele que apresenta a proposta mais atraente sob o ponto de vista técnico/econômico. A tela básica do aplicativo encontra-se ilustrada na figura A.11.

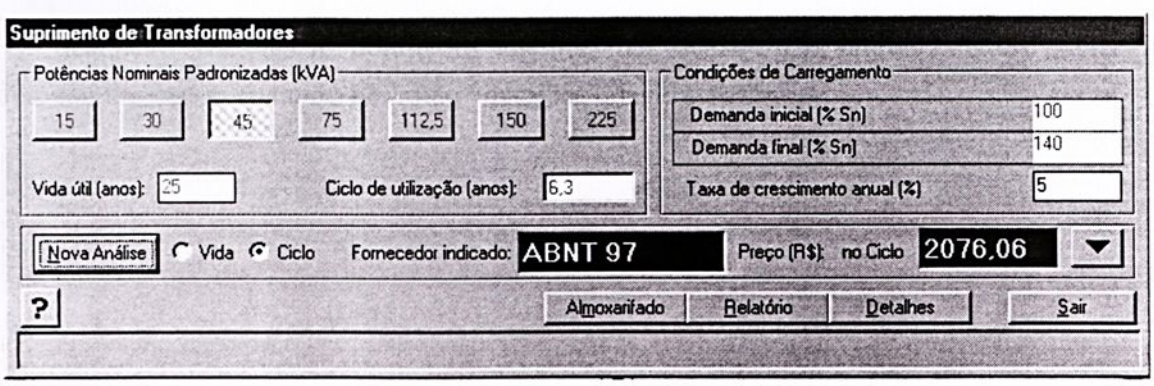


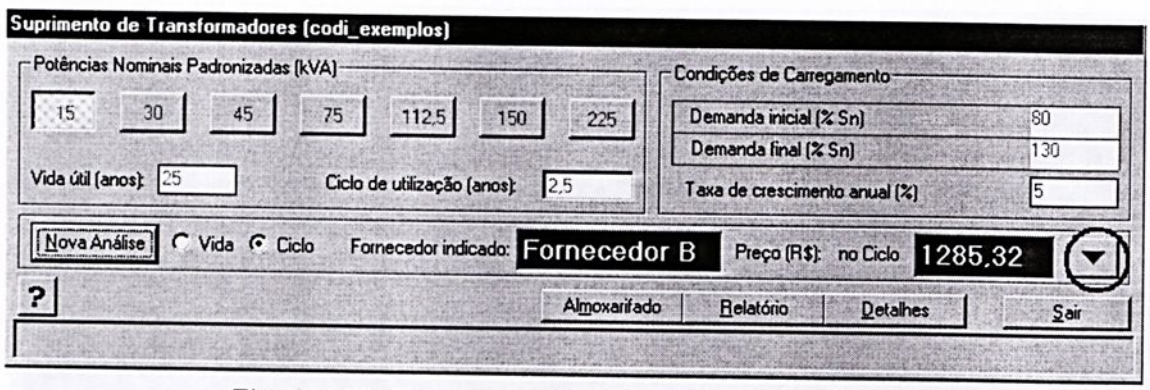
Figura A.11 – Tela de análise do processo de suprimento de transformadores

Inicialmente seleciona-se a potência nominal padronizada da unidade transformadora a ser analisada. Em seguida devem ser fornecidos as condições de carregamento a serem impostas para

este transformador (demanda máxima e demanda inicial em porcentagem da potência nominal do transformador e a taxa anual de crescimento da carga em porcentagem). É necessário ainda escolher se a analise vai deve ser feita em apenas um ciclo de utilização do transformador ou na durante a sua vida útil, isto é feito clicando em "Vida" ou "Ciclo". Uma vez preenchidos estes campos a análise pode ser realizada clicando diretamente em "analisar".

O resultado obtido nas rotinas de cálculo é exibido nos campos indicados na figura A.13, onde se ilustra o nome do fornecedor que apresenta a melhor proposta sob o ponto de vista técnico/econômico. Caso se deseje incluir este transformador no banco de dados dos transformadores disponíveis na empresa , basta clicar em "almoxarifado". (Obs: este banco de dados será utilizado pelos demais aplicativos do programa).

A visualização dos custos capitalizados das demais unidades contidas no banco de dados de fornecedores é feita clicando sobre o botão indicado com um circulo na figura A.12. Para cada fornecedor ilustrado é possível visualizar a composição dos seus custos ao longo do tempo, clicando-se sobre a linha correspondente, figura A.14.



.Figura A.12- Tela para analise de suprimento de transformadores

Os detalhes referentes as condições vigentes nas quais estão fundamentados os resultados colhidos, são ilustrados clicando no botão "detalhes", figura A.15

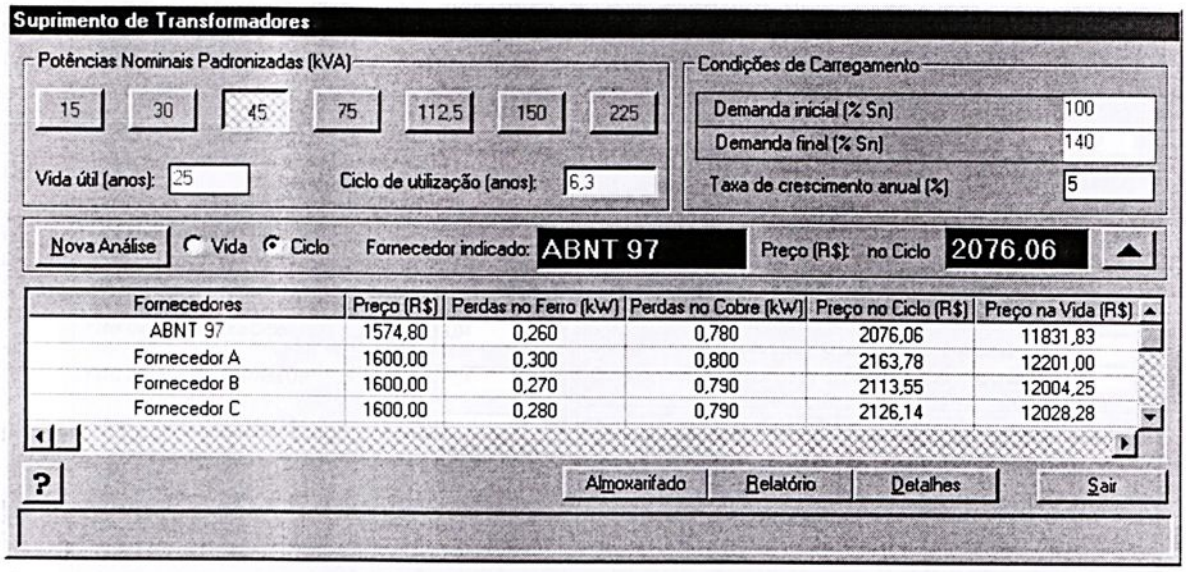


figura A.13 - Tela de análise do processo de suprimento de transformadores expandida para visualização dos demais fornecedores

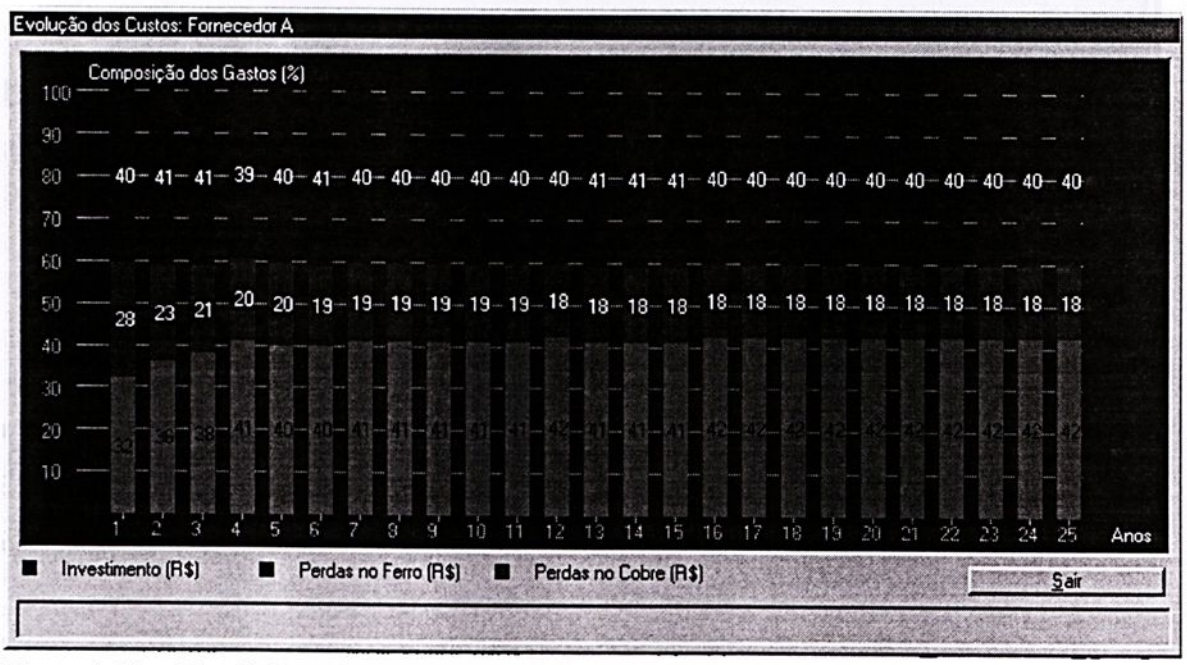


Figura A.14 – Distribuição dos custos operacionais ao longo do tempo

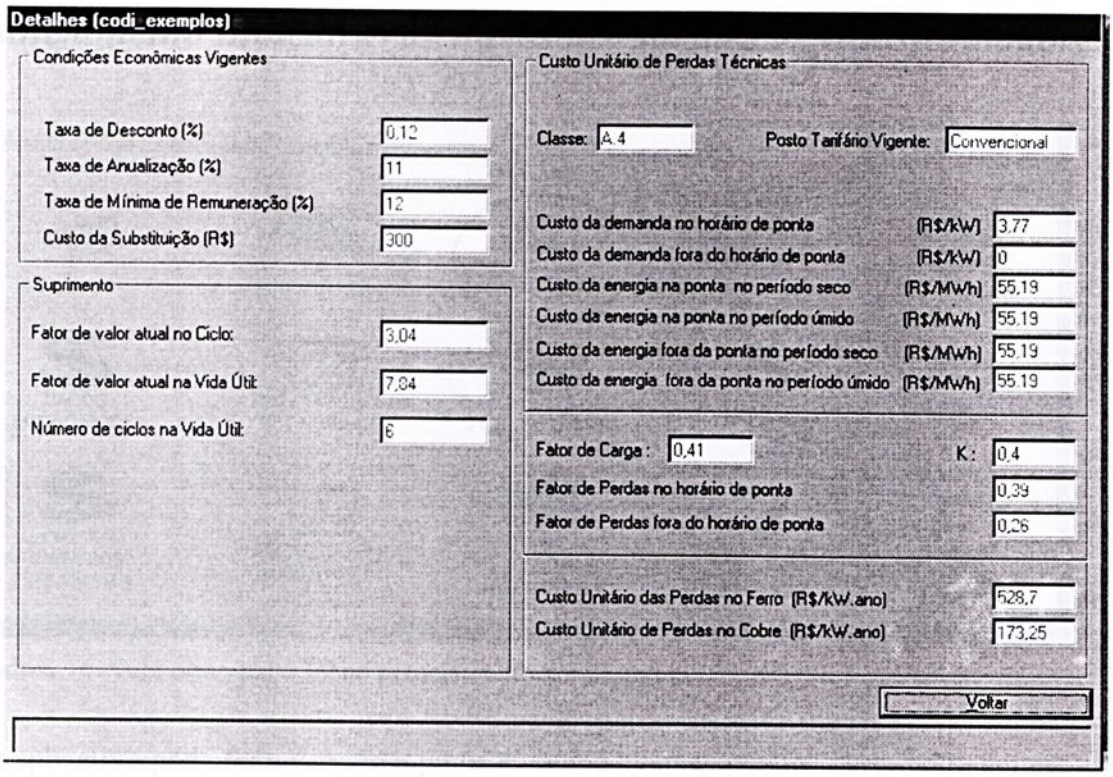


Figura A.15 – Tela de detalhes para o processo de suprimento de transformadores

Planejamento indicativo de novas instalações de transformadores

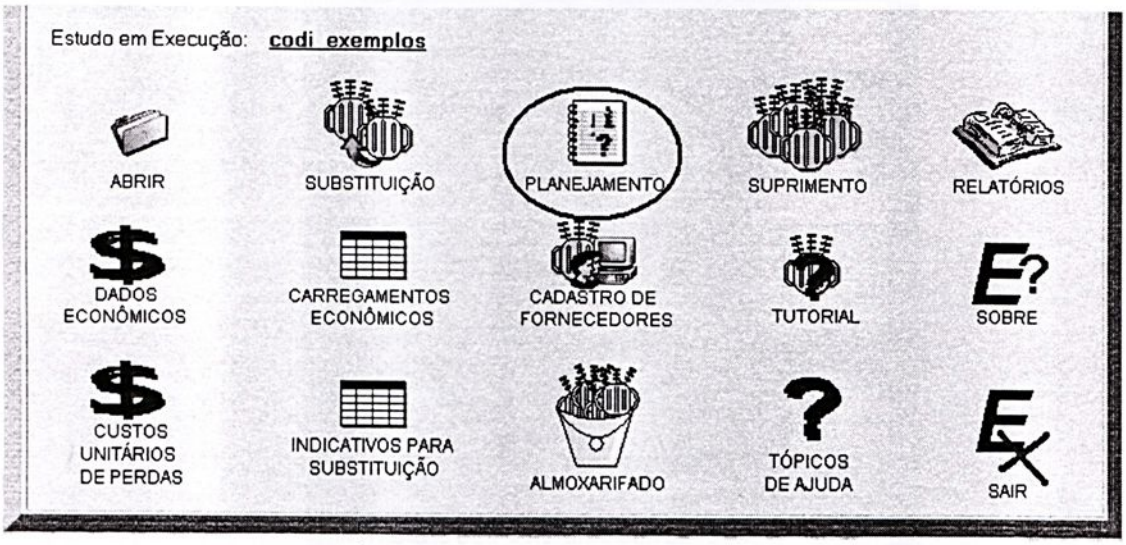


Figura-A.16 Tela principal – Ícone planejamento em destaque

Este aplicativo pode ser acionado a partir do ícone "Planejamento" destacado com um circulo na figura A.16. Tem por objetivo fornecer subsídios para o planejamento e projeto de transformadores para novas cargas, considerando as condições iniciais da carga bem como o critério de carregamento e os custos gerados pelos equipamentos durante sua operação . As rotinas de cálculo implementadas estão fundamentadas na metodologia apresentada anteriormente.

A partir de alguns dados como demanda máxima, taxa de crescimento e carregamento térmico máximo é possível escolher o transformador mais adequado para atender à carga. A tela básica do aplicativo encontra-se ilustrada na figura A.17.

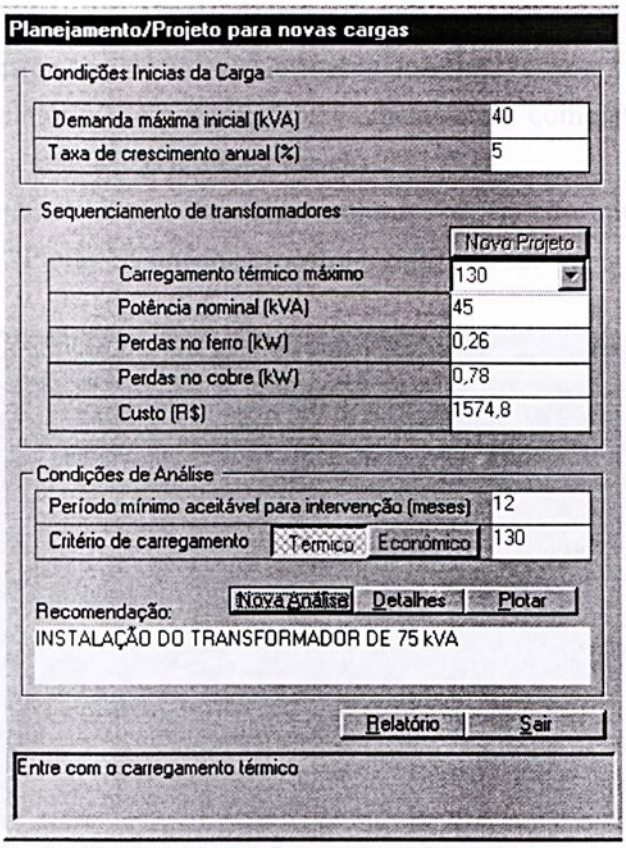


Figura A.17 – Tela análise para planejamento indicativo

Inicialmente deve-se fornecer as condições iniciais da carga e o carregamento térmico máximo, feito isso o botão "projeto inicial" será habilitado, clique nesse botão para definir o transformador mínimo que atende a carga proposta.

Considerando-se entretanto a taxa de crescimento da carga prevista e um determinado horizonte de planejamento é possível conceber duas alternativas para o suprimento da demanda proposta ao longo do tempo. A primeira consiste em suprir a demanda prevista utilizando-se dois transformadores. O primeiro transformador, de menor potência, é aquele definido no projeto mínimo e o próximo transformador é o de potência padronizada imediatamente superior ao anterior. A segunda alternativa refere-se a utilização de um único transformador de potência padronizada superior ao transformador mínimo definido.

Para analisar as alternativas é necessário estabelecer qual o critério de carregamento desejado, isso é possível escolhendo entre as opções "térmico" ou "econômico". Uma vez feito isso é só clicar diretamente em "analisar".

O resultado será a potência do transformador que melhor atenderá a carga sob o ponto de vista técnico e econômico.

Clicando em "nova análise" este processo pode ser repetido para outras condições de carregamento, seguindo a mesma seqüência anteriormente descrita.

Clicando no botão "Relatório" é possível obter um relatório completo dos resultados e das condições estabelecidas para a análise no presente estudo.

É possível visualizar a evolução da carga perante os transformadores analisados pelo programa, clicando no botão "Plotar". Conforme mostra a figura A.18.

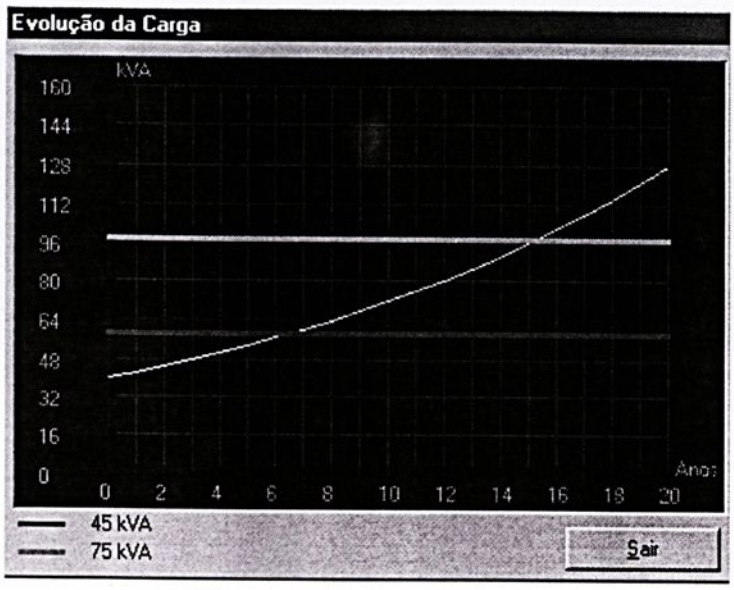


Fig. A.18- Evolução da carga.

Os detalhes referentes as condições vigentes nas quais estão fundamentados os resultados colhidos, são ilustrados clicando-se no botão "detalhes", figura A.19.

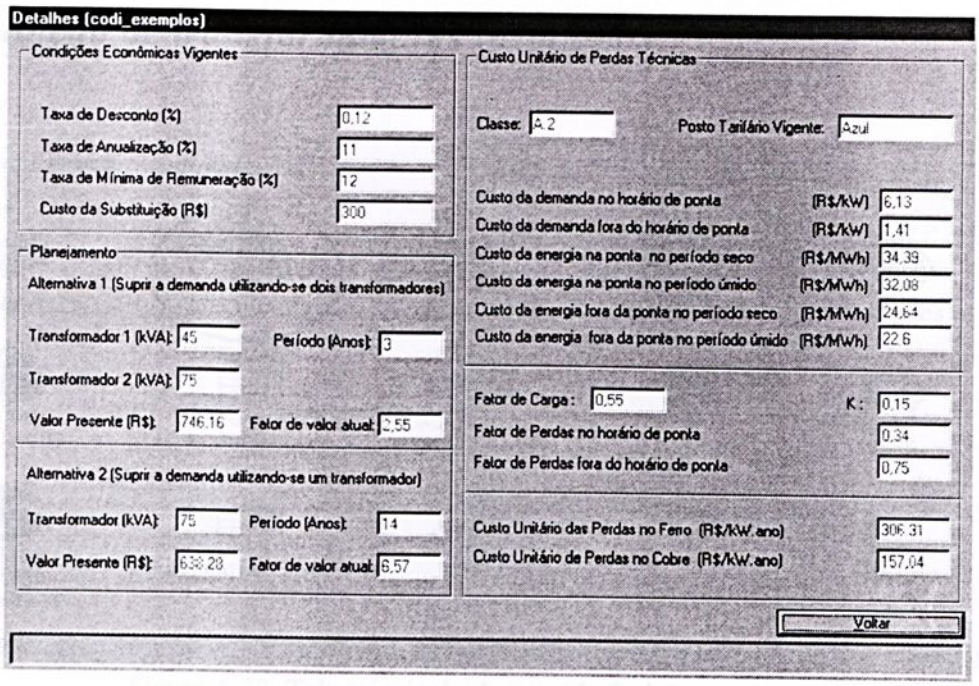


Figura A.19- Detalhes do planejamento

Substituição de transformadores instalados

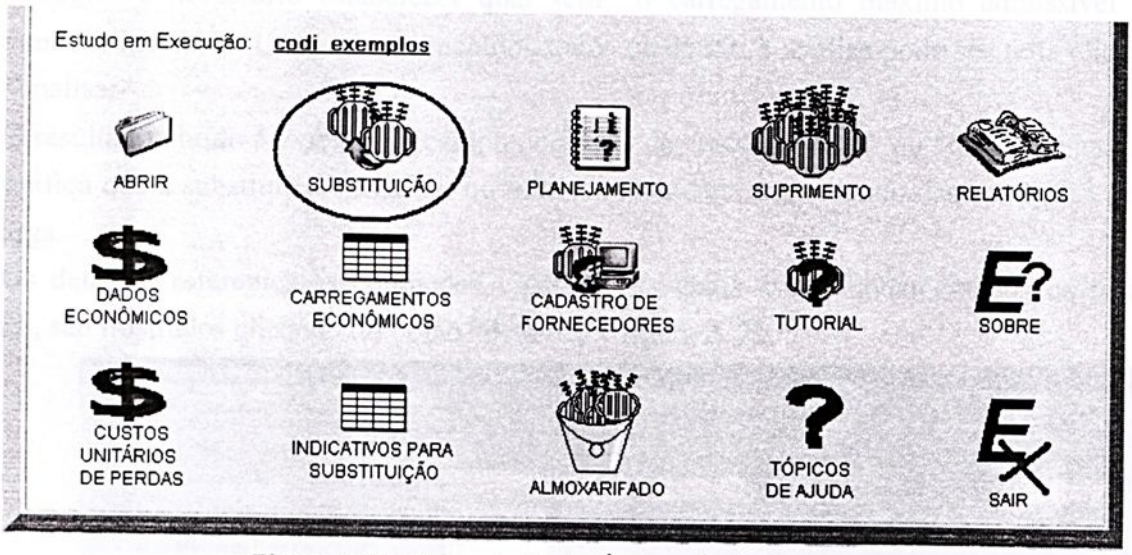


Figura A.20- Tela principal – Ícone substituição em destaque

Este aplicativo pode ser acionado a partir do "ícone" destacado com um circulo na figura A.20. Tem por objetivo fornecer subsídios para a substituição de transformadores instalados nas redes de energia. Considerando as condições atuais da carga e os custos gerados pelos equipamentos durante sua operação . As rotinas de cálculo implementadas estão fundamentadas na metodologia apresentada anteriormente. A tela básica deste aplicativo esta ilustrada na figura A.21.

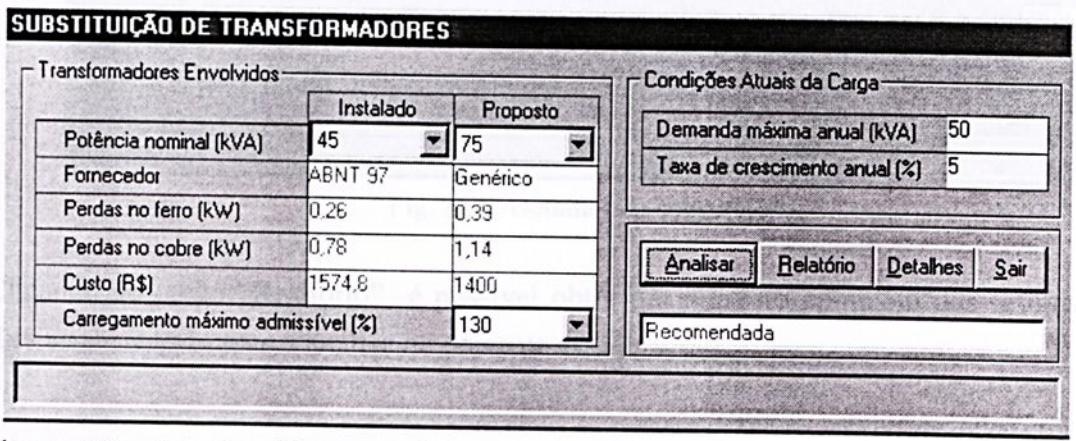


Figura A.21 – Tela de análise para substituição de transformadores

Inicialmente é necessário estabelecer as condições atuais da carga (demanda máxima anual e taxa de crescimento), feito isso é preciso selecionar a potência nominal do transformador "instalado" na rede e também a potência do transformador "proposto" para a substituir o transformador

instalado. Ao escolher a potência do devido transformador, automaticamente o programa buscara no banco de dados os respectivos dados dos transformadores selecionados mostrando-os na tela.

A seguir é necessário estabelecer qual será o carregamento máximo admissível para o transformador instalado. Uma vez preenchidos todos os dados, a analise pode ser feita clicando no botão "analisar".

O resultado obtido é exibido no campo na forma de "recomendada" ou "não recomendada", o que significa que a substituição pode ser ou não recomendada dependendo das condições impostas pela carga.

Os detalhes referentes as condições vigentes nas quais estão fundamentados os resultados colhidos, são ilustrados clicando no botão "detalhes", figura A.22.

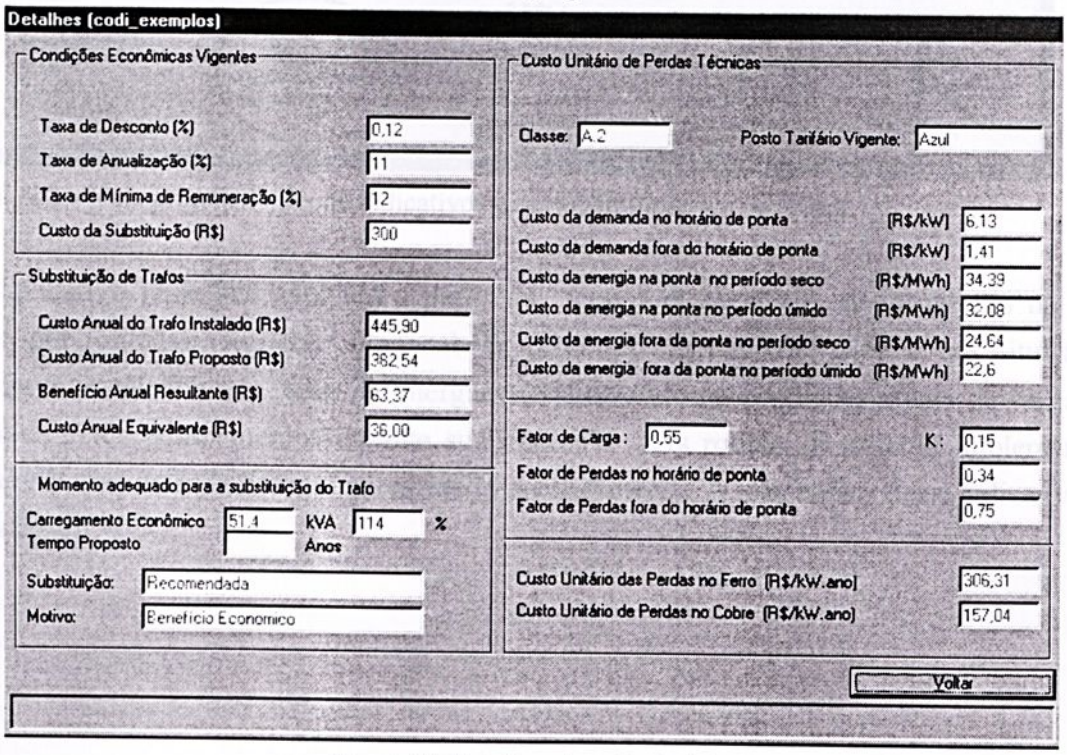


Fig. A.22-Detalhes da substituição

Clicando no botão "Relatório" é possível obter um relatório completo dos resultados e das condições estabelecidas para a análise no presente estudo.

Indicativos para Substituição de Transformadores

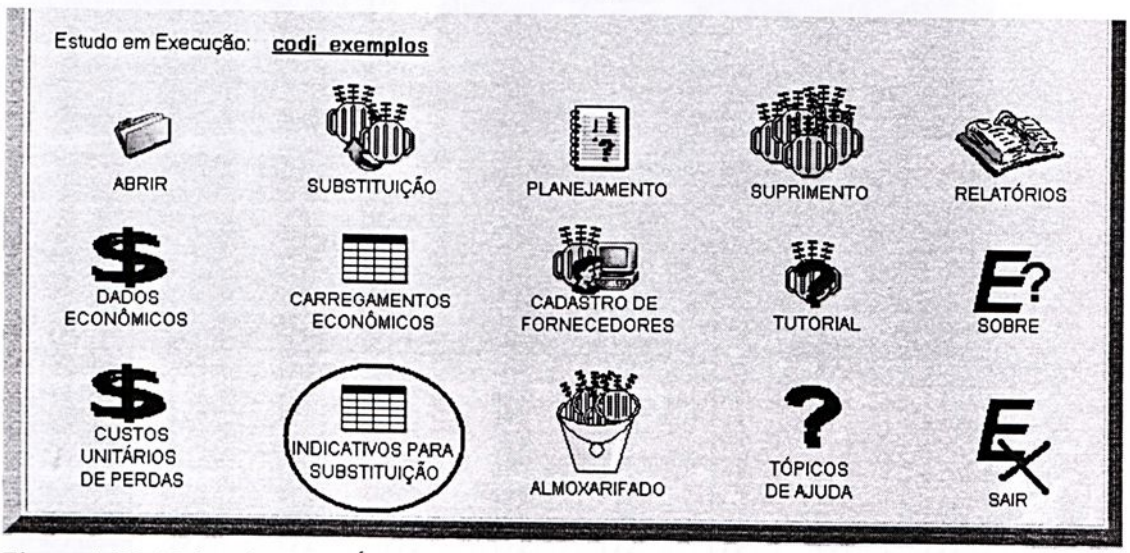


Figura A.23- Tela principal – Ícone indicativos para substituição em destaque

Este aplicativo pode ser acionado a partir do "ícone" destacado com um circulo na figura A.23. Tem por objetivo fornecer uma tabela contendo indicativos para a substituição de transformadores instalados nas redes de energia. Considerando as condições atuais da carga e os custos gerados pelos equipamentos durante sua operação . As rotinas de cálculo implementadas estão fundamentadas na metodologia apresentada anteriormente. A tela básica deste aplicativo esta ilustrada na figura A.24.

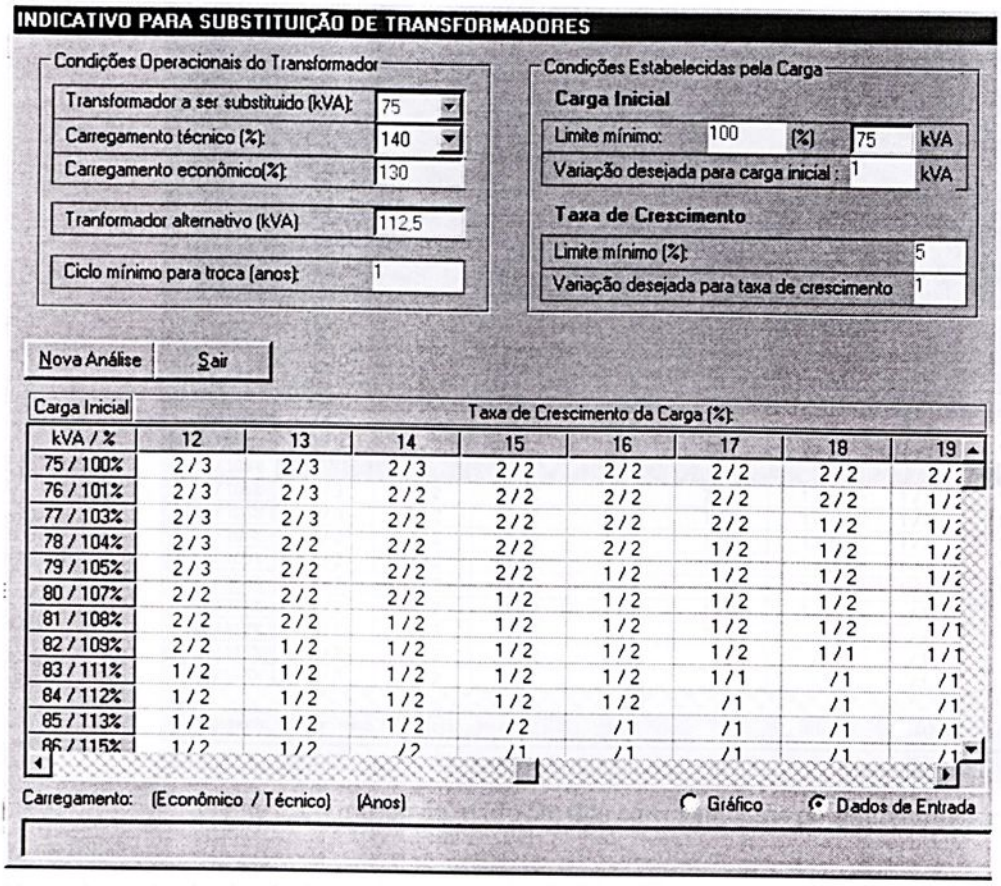


Fig. A.24- Indicativos para substituição

Inicialmente é necessário fornecer a potência do transformador a ser substituído e o seu carregamento térmico, instantaneamente o carregamento econômico e um transformador alternativo de potência padronizada imediatamente superior serão exibidos nos campos indicados da tela. É preciso ainda fornecer o ciclo mínimo para a troca ou seja, o período mínimo que se admite que esse transformador fique instalado sem ser substituído. Para fins de geração de uma tabela indicativa é necessário fornecer também para as linhas o limite mínimo e a variação desejada para a carga inicial e para as colunas o limite mínimo da taxa de crescimento da carga e sua respectiva variação desejada.

Depois de preenchidos todos os campos, clicando no botão "Gerar Tabela" o programa fornecerá uma tabela contendo os indicativos para a substituição dos transformadores. Nesta tabela para cada variação da carga em relação a sua taxa de crescimento anual, é fornecido o tempo em anos recomendados para a substituição do transformador, tanto para o carregamento térmico como para o carregamento econômico do transformador.

É possível ainda clicando no ícone "gráfico" e sobre cada linha da tabela visualizar a evolução dos carregamentos térmico e econômico do transformador. Como mostra a figura A.25.

unesp

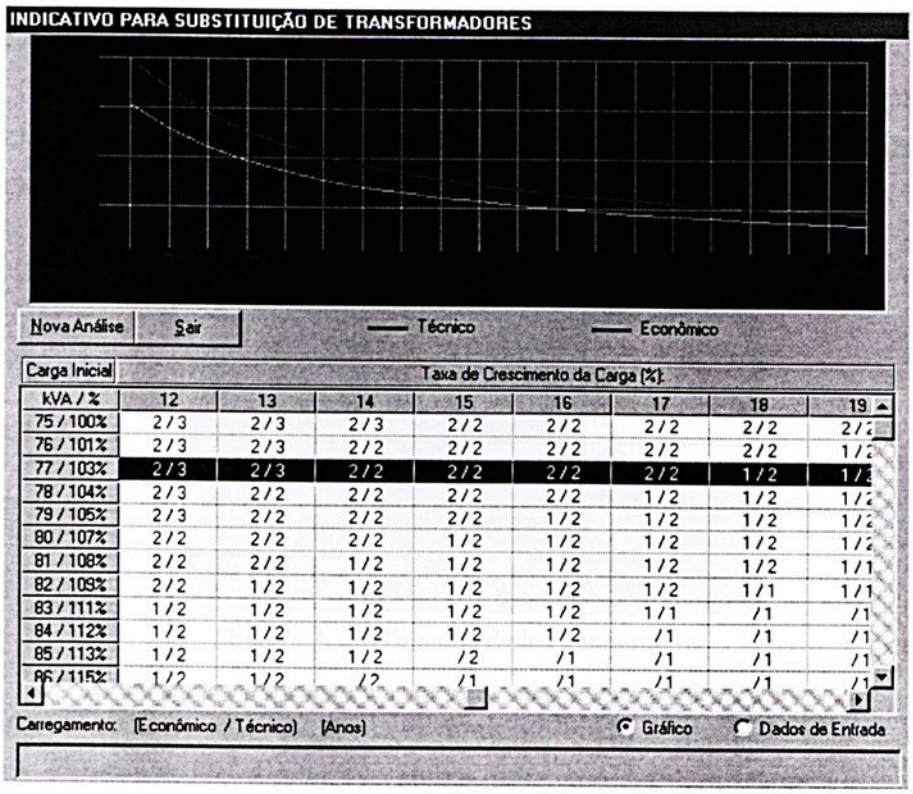


Fig. 25- Gráfico da evolução dos carregamentos do transformador

Na tela principal ainda existe outros ícones como por exemplo "Dados Econômicos", "Carregamentos Econômicos" e Almoxarifado que serão descritos a seguir.

Dados Econômicos

Clicando no ícone "Dados Econômicos" da tela principal, pode-se visualizar os Dados Econômicos que estão sendo utilizados pelo programa conforme mostra a figura A.26.

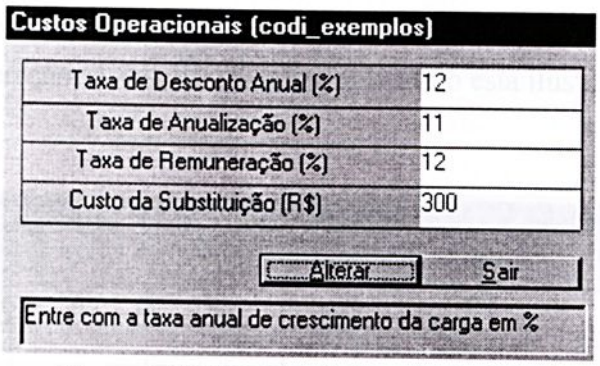


Figura A.26-Tela dos dados econômicos

É possível alterar qualquer um dos dados clicando no botão "Alterar", as caixas de textos se habilitarão tornando assim possível digitar os valores, feito isso é só clicar em "OK". Clicando em "sair" o programa exibirá uma mensagem perguntando se deseja salvar o estudo conforme mostra a figura A.27, a seguir o programa volta para a tela principal.

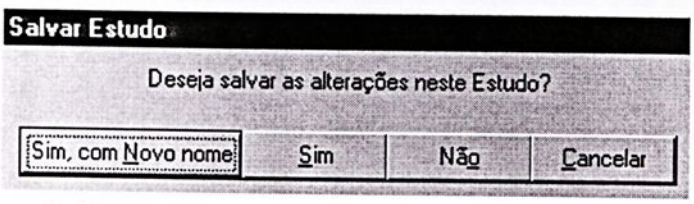


Figura A.27- Tela para salvar alterações em "Dados Econômicos"

Carregamentos Econômicos

Este aplicativo pode ser acionado a partir do "ícone" "Carregamentos Econômicos" da tela principal Figura A.1. Tem por objetivo fornecer uma tabela contendo os limites de carregamento técnico e Econômico da potência padronizada de um transformador em relação às outras potências padronizadas existentes. Considerando as condições atuais da carga e os custos gerados pelos equipamentos durante sua operação. A tela básica deste aplicativo esta ilustrada na figura A.28.

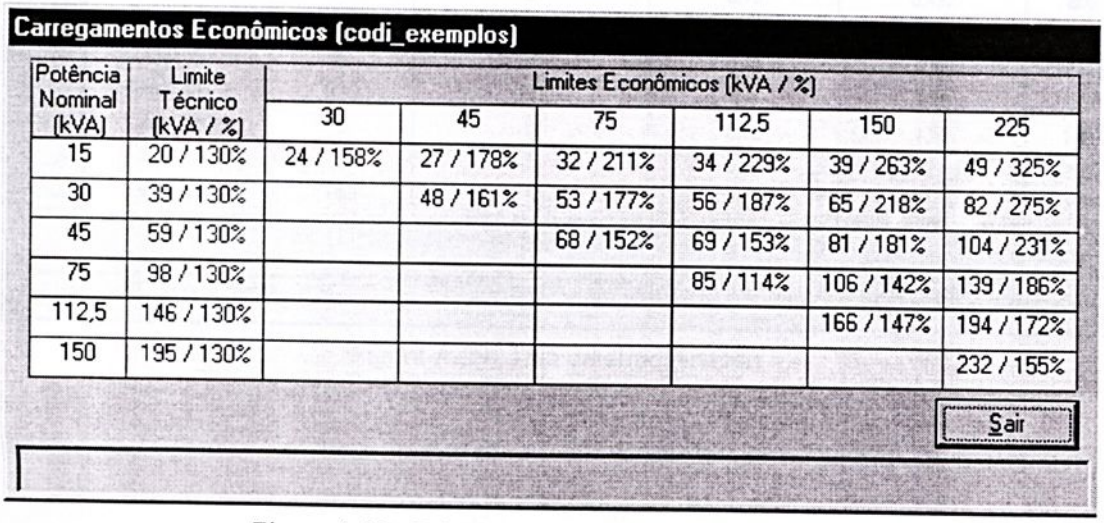


Figura A.28- Tela dos Carregamentos Econômicos

Almoxarifado

Clicando no ícone "almoxarifado" da tela principal (figura A.1), é possível visualizar quais potências padronizadas de transformadores existem no almoxarifado, bem como suas características. Como é mostrado na tela da figura A.29.

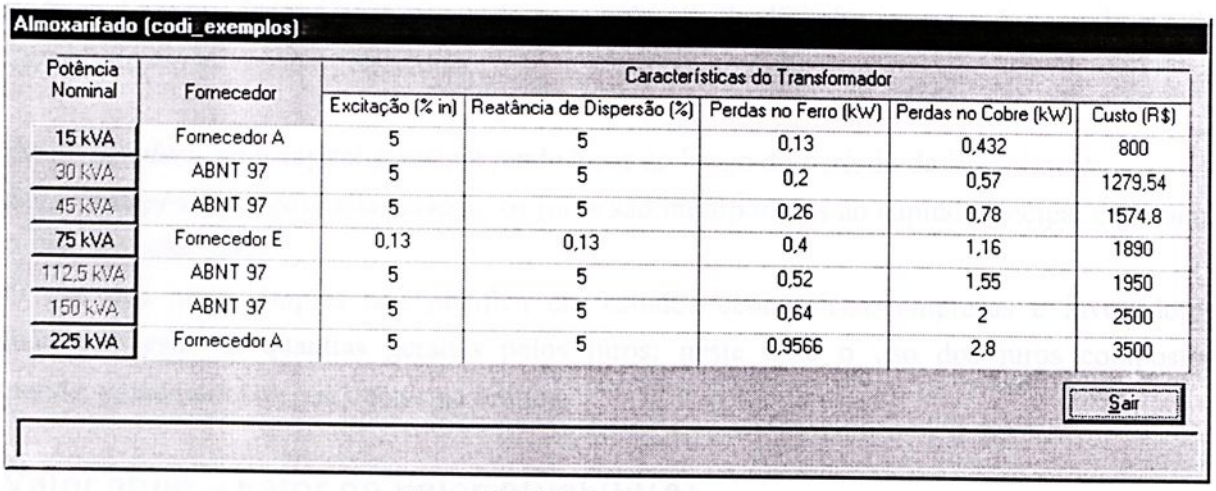


Figura A.29- Tela do almoxarifado

ANEXO B – MATEMÁTICA FINANCEIRA

Juros

Pode se dizer que juros é a remuneração paga pelo uso do dinheiro emprestado ou pelo uso de capital investido em atividades produtivas.

Juros simples: Só o capital principal rende juros ao longo do período de investimento.

Juros compostos: Após cada período, os juros são incorporados ao capital principal e passam, por sua vez, a render juros.

O uso dos juros simples não justifica em estudos econômicos, empresas e investidores costumam reinvestir as quantias geradas pelos juros; neste caso o uso dos juros compostos corresponde plenamente ao que ocorre na prática.

Valor atual – Fator de Valor Atual (FVA)

Define-se valor atual (ou valor presente) de um fluxo de caixa a uma dada taxa de juros, como a quantia hoje equivalente ao fluxo em questão. Para se determinar um valor atual (P) de uma série de valores (R) distribuídos "n" períodos subsequentes, determina-se um fator chamado de fator de valor atual. Nestas condições, tem-se:

$$P = \frac{R}{i+i} + \frac{R}{(1+i)^2} + \ldots\ldots\ldots + \frac{R}{(1+i)^n} \qquad \text{(B.1)}$$

$$P = R.[\frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \ldots\ldots + \frac{1}{(1+i)^n}] \qquad \text{(B.2)}$$

Sendo:

i - taxa de juros por período de capitalização.

n - Número de períodos de capitalização.

P - principal, ou seja, capital do dia de hoje.

R - Série uniforme de pagamentos ou anuidade.

S - Montante, ou seja, capital no fim do período n.

unesp

$\frac{R}{(1+i)^n}$ - valor do n-ésima parcela de pagamentos uniformes.

O fator $\frac{1}{1+i}$ é o valor inicial de uma progressão geométrica que corresponde à soma dos "n" primeiros termos, cuja razão é $\frac{1}{1+i}$. O seu valor pode ser dado então por:

$$\frac{1}{1+i}.\frac{1-(\frac{1}{1+i})^n}{1-\frac{1}{1+i}} = \frac{1-(\frac{1}{1+i})^n}{i} = \frac{(1+i)^n-1}{i.(1+i)^n} \qquad \text{(B.3)}$$

Portanto;

$$P = R.[\frac{(1+i)^n-1}{i.(1+i)^n}] \qquad \text{(B.4)}$$

O fator $\frac{(1+i)^n-1}{i.(1+i)^n}$ é denominado fator de valor atual de uma série uniforme de pagamentos. Representado simbolicamente por FVA(i, n), estabelece a equivalência entre P e R.

$$P = R.FVA\ (i, n) \qquad \text{(B.5)}$$

Fator de acumulação de capital - FAC

Este fator é usado para determinar "S" acumulado a partir de uma série uniforme "R". Seja:

$$S = R.(1+i)^{n-1} + R.(1+i)^{n-2} + ... + R.(1+i) + R. \qquad \text{(B.6)}$$

Colocando "R" em evidência e reorganizando os termos temos:

$$S = R.[\frac{(1+i)^n-1}{i}] \qquad \text{(B.7)}$$

O fator $[\frac{(1+i)^n - 1}{i}]$ é denominado fator de acumulação de capital de uma série uniforme de pagamentos. É representado por FAC (i, n) e estabelece a relação entre S e R.

$$S=R.FAC\ (i, n) \qquad (B.8)$$

Fator de formação de capital - FFC

Como;

$$S = R.[\frac{(1+i)^n - 1}{i}]$$

Tem-se:

$$R = S.[\frac{i}{(1+i)^n - 1}] \qquad (B.9)$$

O fator $\frac{i}{(1+i)^n - 1}$ é denominado fator de formação de capital. É representado por FFC (i, n) e permite encontrar R quando S é dado.

Fator de recuperação de capital - FRC

Como;

$$P = R.[\frac{(1+i)^n - 1}{i.(1+i)^n}]$$

Tem-se;

$$R = P.[\frac{i.(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}] \qquad (B.10)$$

unesp

O fator $\frac{(1+i)^n - 1}{i.(1+i)^n}$ é denominado fator de recuperação de capital. É representado por FRC(i, n) permite achar R quando P é dado.

$$R = P.\ FRC\ (i, n) \qquad (B.11)$$

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 1 12 13 14 15 16 17 18

ANEXO C - FATOR DE CARGA E FATOR DE PERDAS

Fator de Carga

Define-se Fator de Carga - Fc, como sendo a relação entre a Demanda Média ($D_{méd}$) e a Demanda Máxima ($D_{máx}$), ao longo de um período de tempo T:

$$Fc = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T D(t) \cdot dt}{D_{max}} \quad [pu] \qquad (C.1)$$

Sendo:

Fc - fator de carga [pu]

D_{med} - demanda média [kW]

D_{max} - demanda máxima [kW]

D(t) - demanda no instante t [kW]

T - período de tempo [h]

Por outro lado tem-se que a demanda instantânea representa a energia fornecida ao sistema durante o período T, equação (C.2).

$$\int_0^T D(t) \cdot dt = E \quad [kWh] \qquad (C.2)$$

Assim a expressão C.1 pode ser simplificada:

$$Fc = \frac{E}{T \cdot D_{max}} \qquad (C.3)$$

A expressão (C.3) é a forma mais comum de determinação do Fc, visto que E e D_{max} são grandezas normalmente medidas nas subestações e também nos pontos de fornecimento dos consumidores mais importantes. Ao relacionar a demanda e a energia, através de (C.3), o fator de carga é importante para avaliar a economicidade de qualquer fornecimento, pois, sendo o sistema

dimensionado em função da demanda máxima, um fator de carga elevado traduz-se por um alto grau de utilização e, portanto, custos unitários (por unidade de energia fornecida) reduzidos.

Fator de Perdas

Em cada instante t o sistema de distribuição recebe das subestações alimentadoras uma demanda $D_e(t)$, e fornece aos consumidores uma demanda $D_s(t)$, inferior a $D_e(t)$. A diferença entre estas duas grandezas, também variável ao longo do tempo, representa a P(t) - perda técnica de demanda no instante t:

$$P(t) = D_e(t) - D_s(t) \quad [kW] \tag{C.4}$$

Sendo:

P(t) - perda técnica de demanda no instante t [kW]

$D_e(t)$ - demanda recebida pelo sistema de distribuição no instante t [kW]

$D_s(t)$ - demanda fornecida aos consumidores ligados a rede no instante t [kW]

Nota: A definição só é correta se for considerada a demanda efetivamente entregue, independentemente de ser ou não faturada.

Define-se então fator de perdas conforme estabelecido na equação (C.5).

$$Fp = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) \cdot dt}{P_{max}} \tag{C.5}$$

Sabendo-se que:

$$\int_0^T P(t) \cdot dt = e \quad [kWh] \tag{C.6}$$

Substituindo-se (C.6) em (C.5), resulta:

$$Fp = \frac{e}{T \cdot P_{max}} \qquad (C.7)$$

Sendo:

Fp - fator de perdas

P_{med} - perda média de demanda [kW]

P_{max} - perda máxima de demanda [kW]

P(t) - perda técnica de demanda no instante t [kW]

e - perda de energia no período T [kWh]

T - período de tempo [h]

Desprezando as variações com alguns fatores difíceis de quantificar (nível de tensão, condições atmosféricas, conexões defeituosas, etc), as perdas técnicas nos sistemas de distribuição podem ser divididas em dois grandes grupos:

Perdas independentes da carga (perdas constantes) que, no contexto deste trabalho, são as perdas nos núcleos dos transformadores de distribuição. Neste caso Fp=1.

Perdas dependentes da carga (perdas variáveis) que, no contexto deste trabalho, são as perdas ôhmicas nos enrolamentos dos transformadores. Neste caso, $0 < Fp \leq 1$.

Admitindo-se que as cargas apresentam fator de potência praticamente constante, e exprimindo as duas grandezas em (pu) dos respectivos valores máximos, é possível ainda estabelecer a seguinte relação aproximada entre a perda e a demanda:

$$P(t) \cong [D(t)]^2 \qquad (C.8)$$

Sendo:

P(t) – perda técnica de demanda no instante t [pu]

D(t) - demanda no instante t [pu]

Determinação do Fator de Perdas

O conhecimento do fator de perdas é indispensável no cálculo do custo das perdas técnicas. O fator de carga é normalmente calculado pela expressão (C.3), a partir de uma medição de energia e de demanda. O fator de perdas, contudo, não pode ser determinado a partir da expressão equivalente (C.7) porque as perdas de demanda e energia não são, em geral, susceptíveis de medição direta. A

estimativa dessas grandezas pode ser laboriosa. Entretanto, com um bom sistema de medições e disponibilidade de recursos computacionais, o fator de perdas (das perdas dependentes da carga) pode ser diretamente calculado a partir das expressões (C.5) e (C.8):

$$Fp = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) \cdot dt}{P_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T [D(t)]^2 \cdot dt}{[D_{max}]^2} \qquad (C.9)$$

As expressões (C.1) e (C.9) podem ainda simplificar-se, substituindo o integral por um somatório, quando se dispõe, por exemplo, de uma seqüência de medições horárias, como indicado nas expressões (C.10) e (C.11), respectivamente.

$$Fc = \frac{\sum_{n=1}^{N} D(n)}{N \cdot D_{max}} \qquad (C.10)$$

$$Fp = \frac{\sum_{n=1}^{N} [D(n)]^2}{N \cdot [D_{max}]^2} \qquad (C.11)$$

Determinação do fator de carga e do fator de perdas em bases anuais:

As expressões (C.10) e (C.11) podem ser utilizadas para o cálculo do fator de carga e do fator de perdas de um alimentador real para o período de 24 horas. Para o calculo do fator de carga e fator de perdas no período de um ano, admiti-se a existência de 17 feriados por ano (com curva de carga semelhante à curva de carga de um domingo) sendo 2 em sábados, 2 em domingos e 13 em dias úteis, o que implica na seguinte composição de curvas de carga típicas: 248 dias úteis, 50 sábados e 67 domingos e feriados. Nestas condições tem-se:

$$Fc = \frac{1}{8.760} \cdot \frac{248 \cdot \sum D_1(t) + 50 \cdot \sum D_2(t) + 67 \cdot \sum D_3(t)}{3.860} \qquad (C.12)$$

$$Fp = \frac{1}{8.760} \cdot \frac{248 \cdot \sum [D_1(t)]^2 + 50 \cdot \sum [D_2(t)]^2 + 67 \cdot \sum [D_3(t)]^2}{(3.860)^2} \qquad (C.13)$$

Sendo:

$D_1(t)$ - carga, hora a hora, nos dias úteis [kW]

$D_2(t)$ - carga, hora a hora, nos sábados [kW]

$D_3(t)$ - carga, hora a hora, nos domingos e feriados [kW]

Na ausência de um conhecimento completo das curvas de carga, recomenda-se [16] quantificar o fator de perdas das perdas variáveis, relacionando-o exclusivamente com o fator de carga, sendo:

$$Fc^2 \leq Fp \leq Fc \qquad (C.14)$$

Na impossibilidade de definir o fator de perdas a partir unicamente do fator de carga, o problema tem sido resolvido por via empírica, através do uso de diagramas de carga típicos. O primeiro passo consiste em substituir a expressão C.14 por expressões equivalentes, mas formalmente mais adequadas às aplicações. Nestas condições são proposta basicamente duas expressões clássicas:

$$Fp = k \cdot Fc + (1 - k) \cdot Fc^2 \qquad 0 < k < 1 \qquad (C.15)$$

$$Fp = Fc^{\alpha} \qquad 1 < \alpha < 2 \qquad (C.16)$$

Os novos parâmetros introduzidos, **k** em (C.15) e α em (C.16), representam o grau de indeterminação de (C.14) e devem ser periodicamente estimados a partir de diagramas de carga reais ou típicos dos diversos segmentos dos sistemas de distribuição, uma vez que o fator de perdas exerce forte influência na determinação do custo unitário das perdas [16]. Para isto é necessário conhecer os dados relativos aos dias úteis, e aos sábados, domingos e feriados, uma vez que o custo das perdas é normalmente referido a períodos anuais.

A determinação do fator de perdas através da expressão (C.15) vem sendo feita tradicionalmente, e independentemente do período de análise, com k = 0,30 (valor proposto em 1928

unesp

por F. H. Buller e C. A. Woodrow para períodos mensais). Na impossibilidade de se dispor de todos os dados necessários, com base na análise de curvas de carga típicas de diversas empresas brasileiras, verificaram-se como sendo mais coerente para períodos anuais k = 0,15 [16].

A estimativa do fator de carga e do fator de perdas pode ainda ser dificultada por dois elementos perturbadores relacionados com a sazonalidade e o crescimento da carga. A sazonalidade é, por sua vez, um fenômeno de ocorrência limitada, mas que obriga a desdobrar o ano tantas vezes quantas for o necessário, além da consideração dos dias úteis, sábados, domingos e feriados. A existência de cargas sazonais provoca o abaixamento do fator de carga e do fator de perdas, considerados em bases anuais.

O crescimento regular da carga (e, portanto, também das perdas técnicas variáveis) ao longo do tempo provoca pequenas reduções nos fatores de carga e de perdas, calculados em bases anuais. Para quantificar este efeito, considere-se que nos dias úteis (n_1 = 248 dias/ano), sábados (n_2 = 50 dias/ano) e domingos e feriados (n_3 = 67 dias/ano) os respectivos diagramas de carga não sofrem qualquer alteração de forma, ou seja, os fatores de carga e de perdas, com bases diárias, são constantes.

No caso de dias úteis, o crescimento de carga pode ser representado pelos seguintes valores diários:

	(1)	(2)	(3)
Energia (kWh/dia)	E_1	$E_1 \cdot \lambda^{n/248}$	$E_1 \cdot \lambda^{247/248}$
Demanda (kW)	D_1	$D_1 \cdot \lambda^{n/248}$	$D_1 \cdot \lambda^{247/248}$
Perdas de energia (kWh/dia)	E_{P1}	$E_{P1} \cdot \lambda^{2 \cdot n/248}$	$E_{P1} \cdot \lambda^{2 \cdot 247/248}$
Perdas de demanda (kW)	D_{P1}	$D_{P1} \cdot \lambda^{2 \cdot n/248}$	$D_{P1} \cdot \lambda^{2 \cdot 247/248}$

Sendo:

(1) - valores no primeiro dia do ano

(2) - valores no dia "n" ($1 < n < n_1$)

(3) - valores no último dia do ano

$\lambda = (1 + j)$, sendo j a taxa anual de crescimento [pu]

Procedendo igualmente para os sábados, domingos e feriados, e lembrando que as demanda máximas (de carga e de perdas) se verificam nos últimos dias do ano, obtém-se os seguintes resultados, em bases anuais:

unesp

$$Fc = \frac{n_1 \cdot E_1}{8760 \cdot D_1} \cdot \frac{\lambda - 1}{n_1 \cdot \left(\lambda^{1+1/n_1} - \lambda\right)} + \frac{n_2 \cdot E_2}{8760 \cdot D_1} \cdot \frac{\lambda - 1}{n_2 \cdot \left(\lambda^{1+1/n_2} - \lambda\right)} + \frac{n_3 \cdot E_3}{8760 \cdot D_1} \cdot \frac{\lambda - 1}{n_3 \cdot \left(\lambda^{1+1/n_3} - \lambda\right)} \quad \text{(C.17)}$$

$$Fp = \frac{n_1 \cdot E_1}{8760 \cdot D_{P1}} \cdot \frac{\lambda^2 - 1}{n_1 \cdot \left(\lambda^{2\cdot(1+1/n_1)} - \lambda\right)} + \frac{n_2 \cdot E_{P2}}{8760 \cdot D_{P1}} \cdot \frac{\lambda^2 - 1}{n_2 \cdot \left(\lambda^{2\cdot(1+1/n_2)} - \lambda\right)} + \frac{n_3 \cdot E_{P3}}{8760 \cdot D_{P1}} \cdot \frac{\lambda^2 - 1}{n_3 \cdot \left(\lambda^{2\cdot(1+1/n_3)} - \lambda\right)}$$

(C.18)

O segundo fator de cada monômio, para taxas normais de crescimento e para os três tipos de dias, apresentam os seguintes valores numéricos:

$f_1(\lambda, n) = \frac{\lambda - 1}{n \cdot \left(\lambda^{1+1/n} - \lambda\right)}$		$n_1 = 248$	$N_2 = 50$	$n_3 = 67$	$f_1(248)/f_1(50)$	$1/\sqrt{\lambda}$
	$\lambda = 1{,}02$	0,990124	0,989968	0,990017	1,00016	0,990148
	$\lambda = 1{,}05$	0,975901	0,975521	0,975642	1,00039	0,975900
	$\lambda = 1{,}08$	0,962339	0,961747	0,961935	1,00062	0,962250

$f_2(\lambda, n) = \frac{\lambda^2 - 1}{n \cdot \left(\lambda^{2\cdot(1+1/n)} - \lambda\right)}$		$n_1 = 248$	$N_2 = 50$	$n_3 = 67$	$f_2(248)/f_2(50)$	$1/\lambda$
	$\lambda = 1{,}02$	0,980378	0,980068	0,980166	1,00032	0,980392
	$\lambda = 1{,}05$	0,952571	0,951829	0,952065	1,00078	0,952381
	$\lambda = 1{,}08$	0,926553	0,925414	0,925776	1,00123	0,925926

Verifica-se que as duas funções praticamente independem de "n", e podem ser representadas, com erros inferiores a 0,05%, pelas seguintes expressões simplificadas:

$$f_1(\lambda, n) = \frac{1}{\sqrt{\lambda}} \qquad f_2(\lambda, n) = \frac{1}{\lambda} \qquad \text{(C.19)}$$

As expressões finais dos fatores de carga e de perdas são então dadas por:

$$Fc = \frac{n_1 \cdot E_1 + n_2 \cdot E_2 + n_3 \cdot E_3}{8760 \cdot D_1} \cdot \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = Fc_0 \cdot \frac{1}{\sqrt{\lambda}} \qquad \text{(C.20)}$$

unesp

$$Fp = \frac{n_1 \cdot E_{P1} + n_2 \cdot E_{P2} + n_3 \cdot E_{P3}}{8760 \cdot D_{P1}} \cdot \frac{1}{\lambda} = Fp_0 \cdot \frac{1}{\lambda} \qquad (C.21)$$

Os valores de Fc_o e Fp_o correspondem aos fatores de carga e de perdas calculados usando exclusivamente as medições relativas a um instante qualquer do ano. Note-se que os aumentos de carga podem ser acompanhados por elevações dos fatores de carga diários, o que contraria o efeito anterior.

É usual que cada empresa determine um fator de carga (Fc) típico, e que o custo unitário resultante seja usado, pelas áreas de suprimentos, na compra de todos os transformadores de distribuição. Considerando, porém, que existe uma relação estreita entre a densidade de carga e a capacidade nominal dos transformadores, e que os equipamentos de maior porte tendem a apresentar fatores de carga mais altos (número elevado de consumidores, permitindo uma melhor diversidade), é provável que a melhor solução, em nível nacional, seja atribuir fatores de carga típicos das capacidades nominais dos transformadores e não das empresas.

Sugere-se, portanto [16] que as empresas discriminem os fatores de carga em função da capacidade nominal dos transformadores. Havendo convergência desses valores, e como os custos unitários das perdas são pouco variáveis entre as empresas, poderiam padronizar-se, por regiões ou até em nível nacional, os custos das perdas dos transformadores por capacidade nominal. Se o processo for viável, os fabricantes poderão otimizar os projetos de transformadores, no sentido de aumentar o grau de padronização e, conseqüentemente, reduzir os custos.

unesp

unesp
UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Câmpus de Ilha Solteira
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Av. Brasil Centro, 56
15385-000 Ilha Solteira - SP
www.dee.feis.unesp.br