

FACULDADE PIO DÉCIMO
COORDENAÇÃO DO CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

MONOGRAFIA

**CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS NO
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO**

RICARDO ALEXANDRE SANTANA DA SILVA

Aracaju – Sergipe – Brasil

Junho de 2005

RICARDO ALEXANDRE SANTANA DA SILVA

CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS NO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

*Monografia apresentada ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da
Faculdade Pio Décimo, em cumprimento
às exigências e requisitos para avaliação
final da disciplina Projeto em Engenharia
Elétrica.*

Área de Concentração: Sistema de Potência

Prof. José Valter Alves Santos, M.Sc.

Orientador

Aracaju – Sergipe – Brasil

Junho de 2005

CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS NO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

RICARDO ALEXANDRE SANTANA DA SILVA

Monografia aprovada em 20 de Junho de 2005

Prof. José Valter Alves Santos, M.Sc.
Presidente da Banca Examinadora

Prof. Elenilton Teodoro Domingues, Dr.
Componente da Banca Examinadora

Aracaju - Sergipe - Brasil

Junho de 2005

Agradecimentos

Primeiramente, a Deus, por permitir a realização deste grande sonho. Por todas as graças que tem me dado, desde o momento de minha concepção junto a minha querida família, até meus dias presentes.

Aos meus queridos pais, Aloísio Santana e Gilma Santana, por serem prova viva de que tudo que é feito com amor e carinho rendem bons frutos, e que não existe distância que separe a união de uma família.

Ao Professor José Valter Alves Santos, pela orientação, paciência, amizade e momentos de descontração. Um exemplo de pessoa, sendo fonte inesgotável de incentivo e entusiasmo em todos os momentos deste trabalho.

Ao Professor Elenilton Teodoro Domingues, exemplo de pessoa, sendo fonte inesgotável de incentivo e entusiasmo em todos os momentos deste trabalho.

Ao professor Vivarini, pela inestimável contribuição, fornecendo dados de medições, da empresa de energia elétrica - energipe, para teste do programa computacional.

A Mariana Strauch, pela orientação e informações valiosas que ajudaram a elaborar este trabalho de monografia.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia probabilística para cálculo de perdas técnicas no transformador de distribuição. O desenvolvimento foi baseado em curvas de cargas típicas de consumidores, características construtivas das redes secundárias de distribuição.

Esta metodologia mostrar uma visão bem detalhada como proceder em resultados de perdas técnica no transformador de distribuição, utiliza como base de cálculos equações de perdas de energia e perdas de demanda, e fatores que ajudam nos resultados.

Utilizando a metodologia, foi desenvolvido um programa computacional para cálculo de perdas técnicas no transformador de distribuição, resultando numa ferramenta de trabalho muito flexível, que permite ao usuário efetuar cálculos com base em dados de medições diários de tensões e correntes no transformador e visualizando os resultados em banco de dados armazenados em arquivos de saídas gerado pelo programa.

Além do programa computacional, é realizado três comparações de resultados de perdas técnicas no transformador, utilizando um software Simperdas, desenvolvido pela Coelba, concessionária de energia elétrica da Bahia. A primeira utiliza um transformador de 75KVA, o segundo utiliza um transformador de 112.5KVA e o terceiro utiliza um transformador de 30KVA, os resultados é mostrado no capítulo 5, fazendo um detalhamento de cada comparação realizada.

O sistema computacional desenvolvido permite avaliação das perdas técnicas, como perdas de energia e perda de demanda, mais também permite resultados muito próximos, agregando um nível de resposta em alta precisão.

Também pode ser verificado que a metodologia adotado permite a obtenção de curvas de cargas de perfil semelhante as curvas de cargas reais, apresentando desvios aceitáveis.

ABSTRACT

This work presents a probabilist methodology for calculation of losses techniques in the transforming one of distribution. The development was based on typical load curves of consumers, constructive characteristics of the secondary nets of distribution.

This methodology to show a well detailed vision as to proceed in results from losses technique in the transforming one of distribution, uses as taxable income equations of losses of energy and losses of demand, and factors that help in the results.

Using the methodology, a computational program for calculation of losses techniques in transforming of distribution was developed, resulting in a tool of very flexible work, that the user allows to effect daily calculations on the basis of given of measurements of tensions and chains in the transforming one and being visualized the results in data base stored in archives of exits generated by the program.

Beyond the computational program, it is carried through three comparisons of results of losses techniques in the transforming one, using Simperdas software, developed for the Coelba, concessionaire of electric energy of the Bahia. The first one uses a transforming one of 75KV_a, as it uses a transforming one of 112.5KV_a and third it uses a transforming one of 30KV_a, the results is shown in chapter 5, making a detailing of each carried through comparison.

The developed computational system allows to evaluation of the losses techniques, as losses of energy and loss of demand, more also allows resulted very next, adding of reply in high precision.

Also it can be verified that the adopted methodology allows the attainment of load curves of similar profile to the real load curves, presenting acceptable shunting lines.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução das Perdas Globais no Brasil	15
Figura 2.1 – Sistema de Energia Elétrica	23
Figura 2.2 – Subestação de Distribuição	24
Figura 2.3 – Transformadores de Distribuição	25
Figura 2.4 – Rede Primária e Secundária	26
Figura 2.5 – Representação de um Sistema de Distribuição	31
Figura 2.6 – Sistema de Distribuição	33
Figura 2.7 – Dados iniciais de entrada: traçado das ruas, posicionamento dos postes e delimitação dos lotes.	33
Figura 2.8 – Dados de entrada trabalhados: postes com demanda associada e conexões possíveis entre os postes já definidos. Círculo em volta do nó indica que o poste associado recebe a rede primária.	34
Figura 2.9 – Transformador Ideal	40
Figura 2.10 – Transformador Ideal com Carga	41
Figura 2.11 – Impedância Equivalente no Primário Devido a Carga no Secundário	43
Figura 2.12 - Estabelecimento das correntes de Foucault num núcleo magnético	47
Figura 2.13 - Efeito da tensão no ensaio em curto: a) em carga; b) em curto	51
Figura 3.1 – Definição de Demanda	58
Figura 3.2 – Definição da Demanda Média	59
Figura 3.3 – Curva de Carga	61
Figura 4.1 – Estrutura Geral do Sistema Computacional	73
Figura 4.2 – Tela inicial do Pioperdas	77
Figura 4.3 – Tela de aviso	78
Figura 4.4 – Arquivo de Medição	78
Figura 4.5 – Resultado da Medição	80
Figura 4.6- Curva de Carga do Transformador	80
Figura 4.7 – Resultados dos Cálculos de Perdas no Transformador	81
Figura 5.1 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas	87
Figura 5.2 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 75 KVa	88

Figura 5.3 – Resultados no Simperdas	88
Figura 5.4 – Resultados no Pioperdas	89
Figura 5.5 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas	92
Figura 5.6 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 112.5 KVa	93
Figura 5.7 – Resultados no Simperdas	94
Figura 5.8 – Resultados no Pioperdas	95
Figura 5.9 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas	96
Figura 5.10 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 30KVa	99
Figura 5.11 – Resultados no Simperdas	100
Figura 5.12 – Resultados no Pioperdas	101

“Existem pessoas em nossas vidas que nos deixam felizes pelo simples fato de terem cruzado o nosso caminho. Algumas percorrem ao nosso lado, vendo muitas luas passarem, mas outras vemos apenas entre um passo e outro. A todas elas chamamos de amigos”.

(Autor desconhecido)

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Perdas técnicas por segmento da rede secundária de distribuição	19
Tabela 2.1 – Nível Esperado de perdas de Energia	37
Tabela 2.2 – Nível Esperado de Perda de Energia dentro do Segmento “outros”	37
Tabela 2.3 - Valores de Ks para diversos materiais	47
Tabela 3.1 - Perdas Nominais dos Transformadores - Classes 15KV	68
Tabela 5.1 – Medições no Transformador de Distribuição pelo Simperdas	86
Tabela 5.2 – Medições no Transformador de Distribuição pelo Simperdas	91
Tabela 5.3 – Medições no Transformador de Distribuição pelo Simperdas	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução das Perdas Globais no Brasil	15
Figura 2.1 – Sistema de Energia Elétrica	23
Figura 2.2 – Subestação de Distribuição	24
Figura 2.3 – Transformadores de Distribuição	25
Figura 2.4 – Rede Primária e Secundária	26
Figura 2.5 – Representação de um Sistema de Distribuição	31
Figura 2.6 – Sistema de Distribuição	33
Figura 2.7 – Dados iniciais de entrada: traçado das ruas, posicionamento dos postes e delimitação dos lotes.	33
Figura 2.8 – Dados de entrada trabalhados: postes com demanda associada e conexões possíveis entre os postes já definidos. Círculo em volta do nó indica que o poste associado recebe a rede primária.	34
Figura 2.9 – Transformador Ideal	40
Figura 2.10 – Transformador Ideal com Carga	41
Figura 2.11 – Impedância Equivalente no Primário Devido a Carga no Secundário	43
Figura 2.12 - Estabelecimento das correntes de Foucault num núcleo magnético	47
Figura 2.13 - Efeito da tensão no ensaio em curto: a) em carga; b) em curto	51
Figura 3.1 – Definição de Demanda	58
Figura 3.2 – Definição da Demanda Média	59
Figura 3.3 – Curva de Carga	61
Figura 4.1 – Estrutura Geral do Sistema Computacional	73
Figura 4.2 – Tela inicial do Pioperdas	77
Figura 4.3 – Tela de aviso	78
Figura 4.4 – Arquivo de Medição	78
Figura 4.5 – Resultado da Medição	80
Figura 4.6- Curva de Carga do Transformador	80
Figura 4.7 – Resultados dos Cálculos de Perdas no Transformador	81
Figura 5.1 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas	87
Figura 5.2 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 75 KVa	88

Figura 5.3 – Resultados no Simperdas	88
Figura 5.4 – Resultados no Pioperdas	89
Figura 5.5 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas	92
Figura 5.6 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 112.5 KVa	93
Figura 5.7 – Resultados no Simperdas	94
Figura 5.8 – Resultados no Pioperdas	95
Figura 5.9 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas	96
Figura 5.10 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 30KVa	99
Figura 5.11 – Resultados no Simperdas	100
Figura 5.12 – Resultados no Pioperdas	101

INTRODUÇÃO

1.1 Origem do trabalho

Os elevados custos envolvidos na construção de sistemas elétricos de potência, incluindo novas usinas de geração, linhas de transmissão e redes de distribuição, com impacto direto na tarifa praticada pelas concessionárias, determinam cada vez mais que os diferentes segmentos da indústria de energia elétrica utilizem a energia disponível da maneira mais eficiente possível. Racionalizar pode significar a diferença entre dispor de energia com qualidade e a um custo acessível, ou conviver com períodos de racionamento ou energia de baixa qualidade.

Otimizar as perdas, sob a ótica da concessionária de distribuição, representa não só dispor de uma parcela maior da energia comprada para ser faturada, mas também, de melhorar a qualidade do produto oferecido aos consumidores, o que, face ao novo modelo do setor elétrico, com a criação dos consumidores livres, pode agregar valor ao produto e contribuir para um ganho adicional de mercado, além de adiar investimentos em ampliação da capacidade instalada.

Para o agente regulador e para a sociedade em geral, a otimização das perdas representa a garantia de investimento na qualidade do produto, na manutenção do

patrimônio da concessão e a possibilidade de expansão do atendimento com menor custo.

Por estas razões, as perdas de potência e energia, que ocorrem nos sistemas elétricos, são motivo de preocupações constantes, tanto para as concessionárias de distribuição quanto para as agências reguladoras, que além das preocupações com a qualidade e manutenção do patrimônio da concessão, devem se preocupar com a modicidade das tarifas, identificando que parcela das perdas poderá ser repassada para o consumidor quando da revisão tarifária, uma vez que as perdas são constituídas não só pelas perdas técnicas, inerentes ao processo, e, portanto passíveis de remuneração, mas também por parcelas de perdas comerciais e daquelas que, apesar de técnicas, estão relacionadas com a falta de investimentos necessários na rede elétrica (manutenção, ampliação de capacidade, reconfiguração, modernização, etc.), indicando, neste caso, a falta de zelo com os bens sob concessão.

As perdas devem ser combatidas através de programas que incentivem sua redução, resoluções que limitem o seu percentual e da correta identificação dos tipos de perdas para impedir qualquer tipo de incentivo a ineficiência no sistema elétrico, como a remuneração de parte das perdas comerciais ou das perdas técnicas relacionadas com falta de investimentos.

Portanto, a quantificação das perdas de energia elétrica, segundo o tipo e o componente onde ocorrem, permite identificar qual ação, e direcionar de forma otimizada os recursos necessários a sua redução.

As perdas globais de energia no sistema elétrico brasileiro cresceram durante a década de 90, evoluindo de 13,10% em 1990 para 16,50% em 1999, a falta de investimentos e a regulamentação vigente do setor elétrico contribuíram para esse crescimento das perdas. O controle tarifário, como vinha sendo exercido naquela época, não permitia que as tarifas praticadas garantissem a remuneração necessária à manutenção adequada do serviço, a crise financeira da União e dos Estados deixou o setor elétrico em grandes dificuldades financeiras, até que em 1993, com a aprovação da lei 8631/93, as dívidas internas do setor começam a ser equacionadas e, a partir de meados da década de 90, a re-estruturação inicia uma nova fase para as empresas de energia.

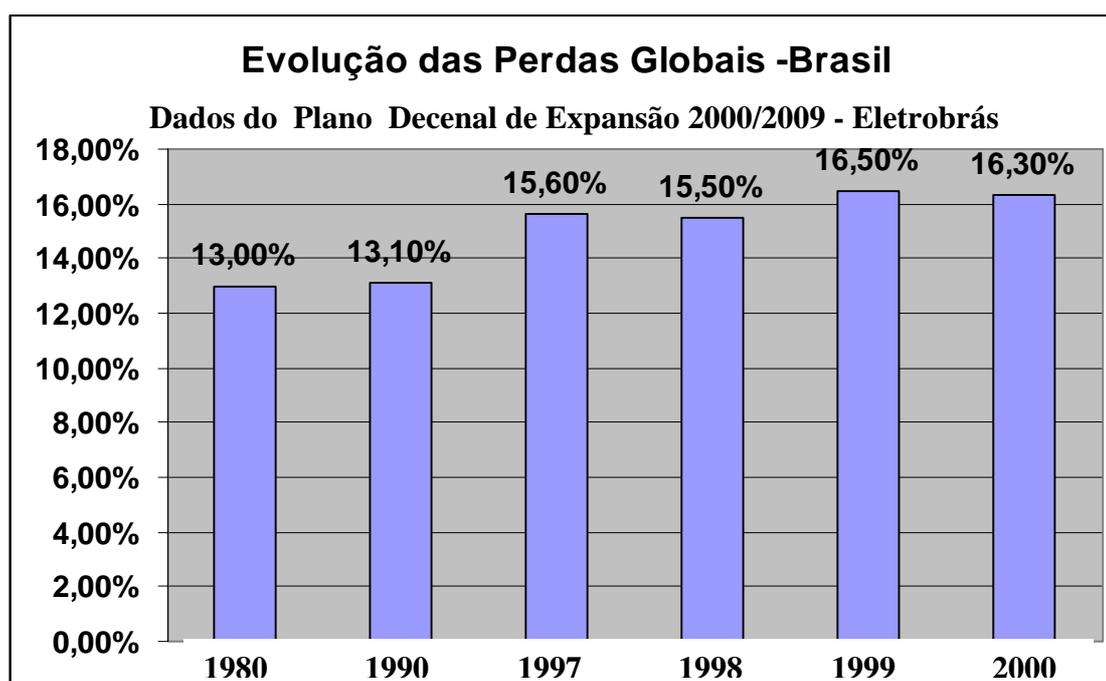


Figura 1.1 – Evolução das Perdas Globais no Brasil

O conhecimento das perdas globais de energia de um sistema de distribuição resulta numa tarefa aparentemente fácil, pois as perdas podem ser obtidas diretamente pela diferença entre a energia fornecida e a energia faturada num mesmo período de tempo. No

entanto, a principal dificuldade associada aos sistemas de distribuição refere-se ao fato das medições não serem realizadas simultaneamente. De fato, o consumo dos clientes normalmente é integralizado ao longo do mês em datas não simultâneas, enquanto a energia gerada ou adquirida de uma empresa geradora é computada no último dia do mês. Para atenuar este problema é importante considerar um balanço de energia (diferença entre a energia gerada ou comprada pela concessionária e a energia entregue aos consumidores) feito para um período longo (normalmente de um ano).

Difícil também é sua classificação por tipo, em perdas técnicas (próprias da rede e inerentes ao processo de transmissão, transformação, distribuição e medição) ou comerciais (decorrentes de erros, fraudes, não medição de energia, etc.), e por segmentos dos sistemas de distribuição (redes primárias, subtransmissão, transformação, redes secundárias, medição, etc.). Uma correta avaliação das perdas técnicas nos diferentes elementos que compõem o sistema é o passo necessário para a identificação aceitável desta classificação.

A avaliação das perdas técnicas num sistema de distribuição torna-se por sua vez complicada fundamentalmente pela grande quantidade de elementos que constituem o sistema, pela grande quantidade de dados necessários, pelo caráter aleatório do comportamento das cargas e pelo seu contínuo processo de expansão.

A compilação desses dados pressupõe o dispêndio de tempo e recursos que podem ser tanto maiores quanto maior for o sistema e mais detalhada for a metodologia empregada no processamento dos mesmos. Além disso, as concessionárias, com bases cadastrais pouco desenvolvidas, simplesmente não estão em condições de fornecer os

dados necessários para a avaliação das perdas técnicas à partir das características elétricas detalhadas dos diferentes elementos que formam o sistema de distribuição, por outro lado, a tarefa de conseguir estes dados para todo o sistema com um grau de precisão razoável, agregaria custos elevados ao sistema (equipamentos de medição, pessoal para depurar, analisar e processar os dados, etc.). É importante ressaltar que, apesar dos custos, a implantação e manutenção dos sistemas de controle de redes, nas concessionárias que não o possuem, deve ser incentivado. Um sistema destes permite um maior controle e gerenciamento das redes da concessionária trazendo uma série de vantagens operacionais como; acompanhamento do carregamento dos transformadores (evitando queima por sobrecarga); diminuição de custo de ligação de novos consumidores (menor necessidade de medições e idas a campo); melhor desempenho das redes (menos desequilíbrio de fases, carregamento ótimo dos transformadores, controle maior dos níveis de tensão e perdas, capacidade maior de controle do DEC e FEC), enfim, um bom sistema de controle de redes pode tornar a concessionária mais eficiente na medida em que torna mais fácil o conhecimento, acompanhamento e avaliação das redes da concessionária.

O compromisso entre a quantidade de dados necessários para a avaliação das perdas técnicas de um sistema elétrico, os requisitos de tempo e de recursos para a sua compilação e processamento, e as vantagens derivadas de seu conhecimento tem que ser ponderado.

A solução proposta neste trabalho, para calcular as perdas no sistema de distribuição é a utilização de uma base de dados reduzida e de fácil obtenção por parte das concessionárias. Certamente, uma base de dados reduzida deve afetar a precisão dos resultados, é necessário, portanto, definir uma metodologia que utilize dados de fácil

obtenção e que reduza a falta de precisão a um nível tal que não comprometa os objetivos pretendidos com o cálculo das perdas (identificar quais as ações e direcionar os recursos necessários para diminuir o nível de perdas).

O levantamento bibliográfico efetuado ao longo do presente trabalho garantiu as bases conceituais para a obtenção de uma metodologia que permita a obtenção de resultados confiáveis, a partir de um mínimo de dados, acessíveis para as concessionárias, independentemente de seu nível de organização no aspecto da atualização das suas bases cadastrais, minimizando por sua vez os recursos materiais e de tempo investidos na sua obtenção e processamento.

A bibliografia referendada mostra análises semelhantes para os cálculos de perdas no sistema de potência. Todas partem de premissas que buscam agregar os elementos do sistema em grupos com características semelhantes, em face da impossibilidade de analisar cada elemento em separado para cada característica distinta de carga.

Desta forma foi desenvolvida uma metodologia de avaliação das perdas técnicas dos sistemas de distribuição, utilizando métodos estatísticos de avaliação em alguns dos elementos (transformadores de distribuição), e de modelos determinísticos simplificados nos outros elementos, orientados fundamentalmente a estabelecer os níveis de perdas técnicas para as redes secundárias das concessionárias, contando com um mínimo de dados que caracterizam essas redes (topologias típicas das redes, comprimento típico dos ramais de entrada) e o equipamento utilizado (características dos transformadores) além de curvas de cargas típicas de consumidores.

Como orientação para o desenvolvimento da metodologia, foram utilizados os valores médios de perdas nos diversos segmentos, apresentados na tabela 2.1 (Meffé, 2000), para identificar em quais deles a metodologia deveria evoluir em busca de maior detalhamento, buscando atender o compromisso entre precisão e investimento em obtenção e processamento de dados.

NÍVEL MÉDIO DE PERDAS DE ENERGIA EM RELAÇÃO AO TOTAL DE PERDAS TÉCNICAS	
Segmento	Faixa Esperada (%)
Transformadores de Distribuição	15 - 26
Rede Secundária	9 - 20
Ramais de Ligação	1 - 4
Medidores de Energia	2 - 5

Tabela 1.1 - Perdas técnicas por segmento da rede secundária de distribuição

1.2 Objetivo

Desenvolver uma metodologia de cálculo das perdas elétricas nos sistemas de distribuição de energia no segmento da rede secundária, no setor de carregamento de transformadores que utilize uma base cadastral de fácil desenvolvimento e manutenção, que não utilize dados de faturamento nem aproximações para o fator de perdas e que, apesar de utilizar uma base de dados reduzida, alcance resultados com o grau de precisão e confiabilidade necessárias para permitir a determinação do nível de perdas técnicas na rede secundária de uma empresa de distribuição de energia.

Os passos que permitiram o desenvolvimento deste trabalho foram:

- a) A definição dos elementos onde ocorrem às perdas técnicas;
- b) A determinação do algoritmo de avaliação das perdas em função da incidência das mesmas no cômputo total das perdas técnicas e da dificuldade para a obtenção dos dados referentes a estes elementos (quantidade, qualidade e disponibilidade dos dados) nas empresas com bases cadastrais menos desenvolvidas;
- c) O estabelecimento dos dados mínimos a serem compiladas pelas concessionárias, as formas de apresentação desses dados;
- d) o desenvolvimento da metodologia e do software e a validação dos resultados obtidos.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho encontra-se estruturado em seis capítulos.

Neste capítulo apresenta, a origem e quais os objetivos perseguidos no trabalho e como foi estruturada.

O segundo capítulo apresenta a fundamentação teórica sobre o sistema de energia elétrica, planejamento de rede de distribuição de energia elétrica, perdas em sistemas de energia elétrica, transformadores, agente regulador e as perdas. Fundamentação esta, para o desenvolvimento da metodologia proposta.

A metodologia proposta é abordada no terceiro capítulo e o quarto capítulo apresenta um software desenvolvido. No quinto capítulo, a metodologia e o software são testados e validados, utilizando dados de uma concessionária.

O sexto capítulo apresenta as conclusões e recomendações para futuros trabalhos.

Finalmente, a bibliografia consultada é listada.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Sistema de Energia Elétrica

2.1.1. Introdução

Conforme o comitê de Distribuição – CODI [7]/ELETROBRÁS, o sistema de distribuição tem importância fundamental dentro do contexto de um sistema elétrico, não só pelo volume de investimento que ele exige, como também pela sua elevada responsabilidade na qualidade de serviço prestado ao consumidor.

Um sistema de energia elétrico, também conhecido como sistema de potência, pode ser dividido em três grandes partes: geração, transmissão e distribuição. As perdas de energia ocorrem em todo o sistema, porém são maiores no sistema de distribuição.

A Figura 2.1 apresenta uma síntese ilustrativa de um sistema de energia elétrica.

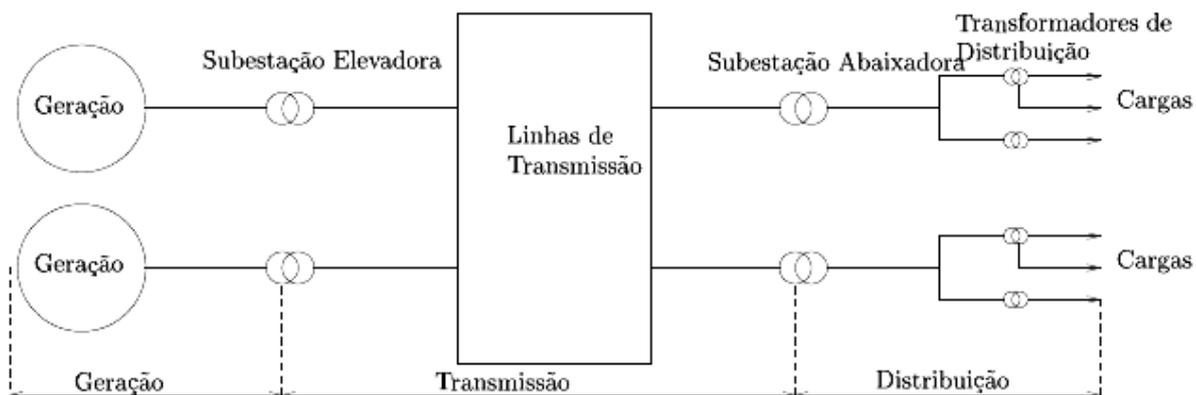


Figura 2.1 – Sistema de Energia Elétrica

A geração de energia é realizada nas centrais geradoras de energia, que transformam a energia primária (por exemplo, mecânica, térmica, nuclear, eólica ou hidráulica) em energia motriz, e em seguida, em energia elétrica.

A energia elétrica passa por uma subestação elevadora, onde se eleva a tensão e inicia-se a fase de transmissão. A energia é transportada do centro produtor até os centros consumidores. A necessidade de elevação dos níveis de tensão se dá por dois fatores: níveis de tensões altos permitem reduzir perdas e viabilizam o transporte de grandes blocos de energia. Quando a energia chega aos centros consumidores, ela passa por estações abaixadoras, onde as tensões são reduzidas.

2.1.2. Distribuição de energia elétrica

A distribuição é a parte do sistema elétrico já dentro dos centros de utilização (cidades, bairro e indústrias). Os sistemas de distribuição são compostos de todos os equipamentos e acessórios instalados a partir das subestações abaixadoras até os pontos de

consumo. São usualmente subdivididas em redes de distribuição primária e redes de distribuição secundária. Ver Figura 2.2.



Figura 2.2 – Subestação de Distribuição

Como já vimos, a transmissão da energia é feita em alta tensão. Para distribuir esta energia é necessário reduzir a tensão, onde começa na subestação abaixadora, Figura 2.2, a tensão da linha de transmissão é abaixada para valores padronizados nas redes de distribuição primária, normalmente para valores em torno de 15kV, 25kV e 34,5kV. Esta redução é feita por transformadores instalados nas subestações abaixadoras. Após a redução, a energia elétrica é transmitida através das linhas de distribuição que formam a rede primária.

Das subestações de distribuição primária partem as redes de distribuição secundária ou de baixa-tensão. A distribuição da energia elétrica para os consumidores

finais normalmente por rede secundária que operam em torno de 220V ou 127V (entre fase e neutro). No Brasil há cidades onde a tensão fase-neutro é de 220V (Brasília, Florianópolis, etc.) e outras em 127V (Rio de Janeiro, São Paulo, etc). A redução de tensão da rede primária (subestação abaixadora) para a baixa-tensão da rede secundária é feita pelos transformadores de distribuição (instalados nos postes).

As redes de distribuição dentro dos centros urbanos podem ser aéreas ou subterrâneas. Nas redes aéreas, os transformadores, Figura 2.3, podem ser montados em postes ou em suas subestações abrigadas e nas redes subterrâneas os transformadores deverão ser montados em câmeras subterrâneas.



Figura 2.3 – Transformadores de Distribuição

A entrada de energia dos consumidores finais é denominada de ramal de entrada (aérea ou subterrânea).

A rede de distribuição primária e secundária, Figura 2.4, normalmente é trifásica e as ligações aos consumidores poderão ser monofásicos ou trifásicos, de acordo com a sua carga instalada.



Figura 2.4 – Rede Primária e Secundária

A operação usual de um sistema de distribuição (primário e o secundário) é da forma radial, ou seja, não permitidos ciclos. Esta configuração visa adequar o custo e requisitos de proteção para a operação da rede. Os alimentadores primários, no entanto, podem ser conectados a seus vizinhos através de chaves de interligação, normalmente aberto. Estas chaves têm a função de aumentar a confiabilidade do sistema, no caso de falhas. Podem também ser usado para reconfigurações com objetivo de redução de perdas.

Um sistema de distribuição de energia elétrica deve suprir adequadamente as necessidades de energia em todos os pontos de consumo de energia. A qualidade do fornecimento é caracterizada pelo funcionamento de energia a estes pontos de forma contínua com constância na frequência e nível de tensão. O fornecimento de energia com o menor custo possível e baixo impacto ambiental também são indicativos de qualidades.

2.1.3. Expansão do Sistema de Distribuição

Conforme Cipoli [8], a expansão da rede secundária deverá estar vinculada a vários conceitos que asseguram os padrões de qualidade almejados pela concessionária. Vale observar o SEPC (setor de projeto e construção) é a área responsável pelo controle da expansão do sistema.

Os seguintes aspectos são considerados:

- O dimensionamento de um circuito de distribuição em baixa tensão é feito verificando-se a queda de tensão e o limite térmico dos cabos;
- Não são feitas restrições quando às perdas, porque os limites de queda de tensão estabelecidos são suficientes para restringir as perdas em níveis aceitáveis;
- Para fins de projeto, a vida útil de um circuito secundário é de 15 anos, sendo que, aos sete anos e meio, é previsto um seccionamento com intercalação de transformadores;

- Os cabos secundário devem ser instalados d uma só vez, e à medida que as cargas forem crescendo,os circuitos iniciais devem sofrer seccionamento com intercalações de transformadores,sem substituição de condutores ou transformadores por capacidade superior;
- O transformador a ser efetivamente instalado deverá ser o menor possível, desde que atenda a carga nos próximos dois anos, não considerando a capacidade projetada para o circuito completo.

O carregamento elétrico inicial do transformador projetado deverá respeitar os seguintes critérios de carregamento:

Regiões com taxa de crescimento até 5% a.a

- Carregamento inicial máximo igual a 187% do nominal para carga noturna;
- Carregamento inicial máximo igual a 175% do nominal para carga diuna.

Regiões com taxa de crescimento maior que 5% a.a

- Carregamento inicial máximo igual a 150% do nominal para carga noturna;
- Carregamento inicial máximo igual a 140% do nominal para carga diuna.

2.2. Planejamento na Rede de Distribuição

2.2.1. Introdução

O planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica pode ser resumido à seguinte forma: conhecendo-se a magnitude e localização das cargas para um ano horizonte, procura-se expandir o sistema de forma a garantir o atendimento da demanda de energia, ano a ano, dentro de padrões técnicos de atendimentos e de operação, ao menor custo total possível. Vale lembrar que o planejamento da rede de distribuição envolve a definição dos equipamentos e a alocação destes dentro da rede.

A expansão de um sistema de distribuição é necessária sempre que exista uma nova região habitada (novo loteamento), ou ainda quando a demanda de uma região apresenta crescimento significativo. Envolve a construção de subestações, instalação de postes, alimentadores e de todos os outros equipamentos necessários para o bom funcionamento da rede.

Os níveis de tensão das redes de distribuição são normalmente usados para subdividir o problema do planejamento. Em um primeiro plano, temos o problema de planejamento da rede de distribuição primária (por exemplo, tensão de 13.8kV). Em um segundo plano temos o problema de planejamento da rede de distribuição secundária (por exemplo, tensão de 220V). A Figura 2.5 ilustra esquematicamente esses dois níveis.

A maioria das publicações encontradas na literatura sobre o tema da “expansão do sistema de distribuição” ignora a rede secundária, tratando apenas de encontrar

configurações ótima ou sub-ótimas para as subestações e para o roteamento dos alimentadores primários.

Em grandes linhas, o planejamento de redes de distribuição secundárias consiste em encontrar a melhor relação custo/benefício para levar energia através de redes secundárias para um conjunto pré-definido de consumidores, com definição dos seguintes componentes:

- Número, capacidade e localização dos transformadores secundários;
- Definição de todos os trechos das redes secundária, incluindo-se a topologia (traçado), tipo e bitola dos cabos.
- Definição dos trechos de rede primária para fazer a conexão da rede secundária em estudo ao sistema de distribuição já existente.

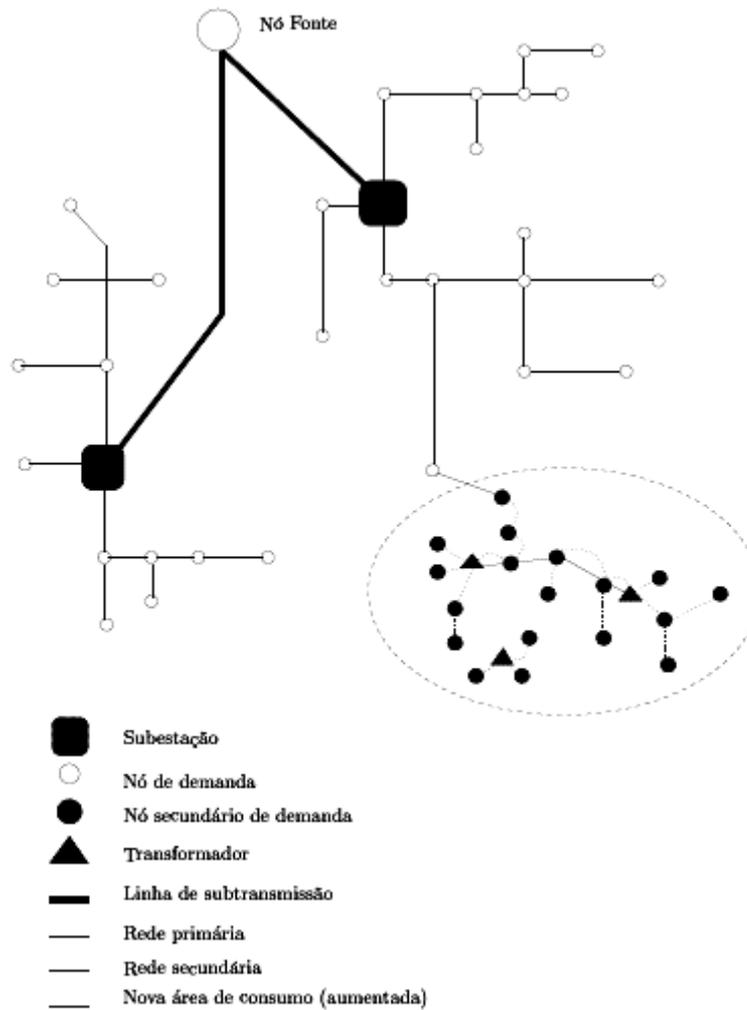


Figura 2.5 – Representação de um Sistema de Distribuição

2.2.2. Planejamento de Redes Primárias

O planejamento do sistema primária define os seguintes componentes: o número, a localização e o dimensionamento das subestações de distribuição; o roteamento e bitola dos cabos de alimentação primária; equipamentos de manobra, reguladores de tensão e capacitores para correção de reativos. Em comparação com as redes secundárias, as redes primárias trabalham com maiores blocos de energia.

2.2.3. Planejamento de Redes Secundárias

No planejamento do sistema secundária procura-se definir o número, os locais de instalação e as potências dos transformadores, bem como a rota e a bitola dos cabos secundários. Também devem ser definidas as ampliações das redes primárias, necessárias para fazer a interligação entre as redes secundárias e as redes primárias existentes. A Figura 2.6 ilustra estes componentes.

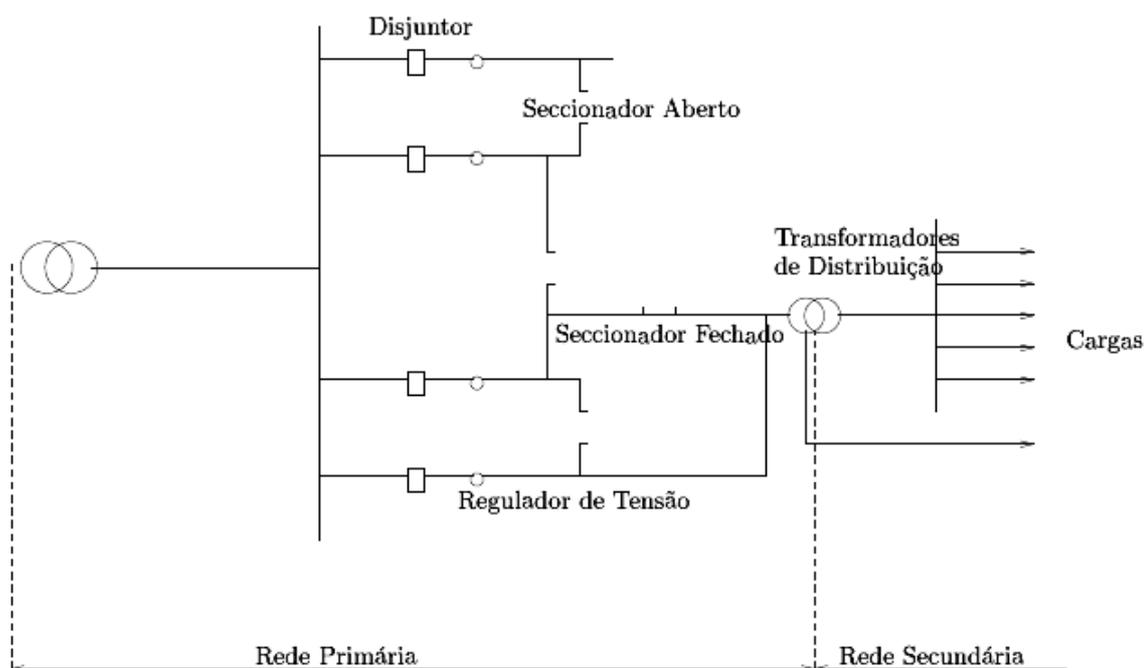


Figura 2.6 – Sistema de Distribuição

Assim como no problema de expansão da rede primária, o objetivo é encontrar o melhor compromisso entre os custos de expansão e redução de perdas.

A Figura 2.7 mostra esquematicamente os principais componentes para definir do problema de planejamento de redes secundárias:

- Traçado das ruas;
- Posição dos postes;
- Postes já abastecidos com rede primária.

A cada poste estão associadas às demandas de energia e potência.

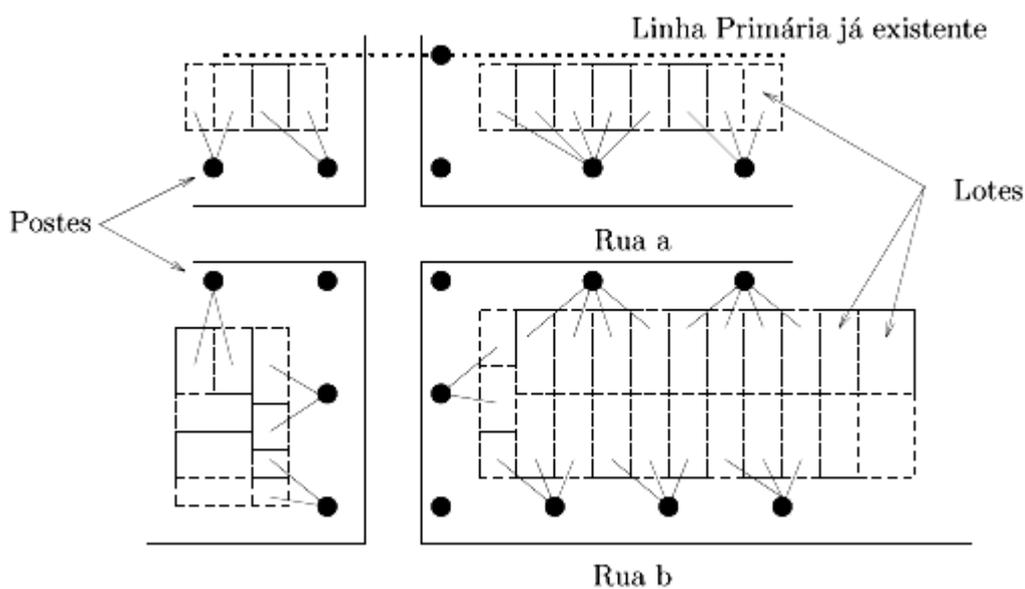


Figura 2.7 – Dados iniciais de entrada : traçado das ruas, posicionamento dos postes e delimitação dos lotes.

A Figura 2.8 apresenta um modelo de grafos para o problema de expansão ilustrado na Figura 2.7. O traçado das ruas foi convertido em arcos, que fazem as conexões entre os nós, que representam postes – nem todos os postes vizinhos podem ser conectados. O nó marcado duplamente indica a presença de tensão primária.

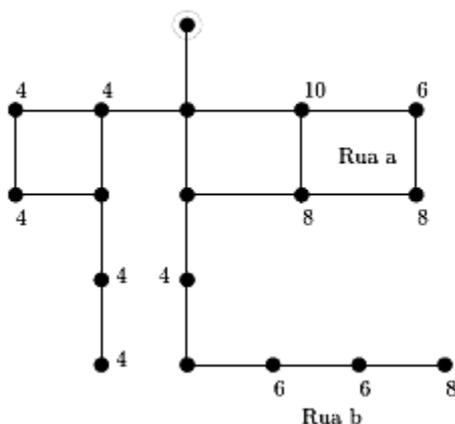


Figura 2.8 – Dados de entrada trabalhados : postes com demanda associada e conexões possíveis entre os postes já definidos. Círculo em volta do nó indica que o poste associado recebe a rede primária.

A partir das informações de entrada, o método proposto para solução do problema deve ser capaz de indicar a solução de planejamento que atenda a demanda da forma mais econômica. Ou seja, o método deve ser capaz de apresentar a solução que represente o melhor compromisso entre os custos de instalação de equipamentos e os custos de perdas.

O conjunto de informações obtidas pela metodologia adotada para abordar o problema de planejamento deve incluir os seguintes elementos:

- Postes que devem receber transformadores;
- Capacidade de cada transformador instalado;
- Traçado da rede secundária;
- Ligação dos transformadores instalados com a rede primária existente.

2.3. Perdas em Sistemas de Energia Elétrica

2.3.1. Conceituação

Conforme Méffe[4], a importância elétrica na sociedade tem exigido das concessionárias níveis de qualidade cada vez maiores nos serviços por elas prestados. Por outro lado, é um desafio para as concessionárias de energia atender o mercado crescente com um nível mínimo de qualidade.

Os altos custos envolvidos na construção de novas unidades geradoras, novas linhas de transmissão e novas de distribuição, associados ao esgotamento da capacidade geradora, exige a busca de novas alternativas para atender a demanda crescente de energia elétrica. De um lado, exigem-se cada vez mais os que diversos segmentos da sociedade utilizem a energia elétrica de forma racional.

Por outro lado, aliado aos conceitos de privatização e competitividade no setor elétrico, as concessionárias buscam a geração de lucros e a operação econômica do sistema. Para isso, diminuir as perdas é de fundamental importância não somente para gerar lucros e operar de forma econômica como também para conseguir um fornecimento de melhor qualidade.

Conseqüentemente, tais preocupações podem postergar, por algum tempo, grandes investimentos no setor elétrico e significa uma grande economia de dinheiro, já que a redução das perdas implicam numa menor capacidade do parque gerador necessário para atender a mesma carga.

2.3.2. Classificação e Identificação das Perdas

Conforme Méffe[4], na tentativa de buscar uma redução das perdas, é necessário que as concessionárias saibam avaliar e identificar as perdas no sistema de distribuição.

A perda pode ser classificadas quanto à natureza, origem, localização e segmento.

Quanto a natureza, a perda pode ser classificada em perda de demanda e perda de energia. A perda de demanda é a diferença entre a demanda de entrada e a demanda de saída num componente do sistema elétrico num dado instante. A perda de energia é a diferença entre a energia de entrada e a energia de saída num componente num dado intervalo de tempo.

Quanto a origem, a perda pode ser classificada em perda técnica e perda não técnica. A perda técnica é a energia ou demanda que se perde durante seu transporte, inerente ao processo e caracterizada por ocorrer antes do ponto de entrega. A perda não técnica é a energia ou demanda efetivamente entregue ao consumidor, ao consumo próprio ou a outra concessionária, mas que, por algum motivo, não foi computada nas vendas.

Quanto a localização, as perdas podem ser classificadas em perdas globais, perdas na transmissão e perdas na distribuição. As perdas globais são as perdas nos sistemas de geração, transmissão e distribuição. As perdas na transmissão são as perdas nos sistemas de geração e de transmissão. As perdas na distribuição são as perdas que ocorrem somente no sistema de distribuição.

Já as perdas técnicas podem ser classificadas de acordo com o segmento em que ocorrem. A rede primária, o transformador de distribuição, a rede secundária e o medidor de energia são alguns segmentos do sistema de distribuição.

Na Tabela 2.1 apresenta o nível de perdas técnicas de energia esperado em cada segmento em porcentagem do total da energia requerida pelo sistema e em porcentagem do total das perdas técnicas de energia.

Segmento	Faixa Esperada (%)	
	Do total de perdas técnicas	Do total de energia
Sistema de Alta Tensão	16 a 25	1,5 a 2,0
Subestação de Distribuição	9 a 17	0,5 a 1,0
Rede Primária	15 a 30	0,5 a 2,5
Transformador de Distribuição	15 a 55	1,0 a 2,0
Rede Secundária	3 a 30	0,1 a 2,0
Ramal de Ligação	0,5 a 6,0	0,05 a 0,20
Medidor de Energia	3 a 7	0,2 a 0,4
Outros	5 a 11	0,2 a 0,8

Tabela 2.1 – Nível Esperado de perdas de Energia

A Tabela 2.2 abre o segmento outros e mostra o nível esperado de perdas técnicas de energia expressa como porcentagem do total de perdas técnicas em cada um dos segmentos nele contidos.

Segmento	Faixa Esperada (%)
Capacitores	até 1
Reguladores de Tensão	
Corrente de Fuga nos Isoladores	5 a 10
Corrente de Fuga nos Pára-raios	
Efeito Corona	
Conexões	
Outros	

Tabela 2.2 – Nível Esperado de Perda de Energia dentro do Segmento “outros”

Assim, pode-se ter uma idéia dos valores de perdas técnicas de energia que poderão ser encontrados em cada segmentos. Nota-se que os segmentos que mais contribuem para as perdas técnicas de energia são:

- Sistema de Alta Tensão;
- Subestação de Distribuição;
- Rede Primária;
- Transformador de Distribuição
- Rede Secundária
- Ramal de Ligação;
- Medidor de Energia

Conhecendo as perdas técnicas e as perdas totais, pode-se determinar, por diferença, as perdas não técnicas. Assim, as concessionárias podem identificar os segmentos que têm maior contribuição para nível de perdas totais e estabelecer um plano de ações para que se possa minimizá-las.

2.4. Transformadores

2.4.1. Introdução

O transformador é um conversor de energia eletromagnética, cuja operação pode ser explicada em termos do comportamento de um circuito magnético excitado por uma corrente alternada. Consiste de duas ou mais bobinas de múltiplas espiras enroladas no mesmo núcleo magnético, isoladas deste. Uma tensão variável aplicada à bobina de entrada (primário) provoca o fluxo de uma corrente variável, criando assim um fluxo magnético variável no núcleo. Devido a este é induzida uma tensão na bobina de saída (ou secundário). Não existe conexão elétrica entre a entrada e a saída do transformador.

2.4.2. Transformador Ideal

Um transformador ideal, como apresentado na Figura 2.9, deve respeitar as seguintes premissas:

1. Todo o fluxo deve estar confinado ao núcleo e enlaçar os dois enrolamentos;
2. As resistências dos enrolamentos devem ser desprezíveis;
3. As perdas no núcleo devem ser desprezíveis;
4. A permeabilidade do núcleo deve ser tão alta que uma quantidade desprezível

de fmm é necessária para estabelecer o fluxo.

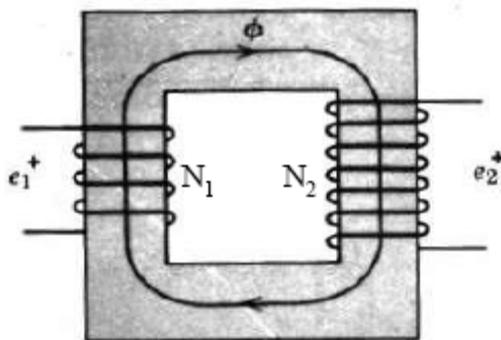


Figura 2.9 – Transformador Ideal

Normalmente em um transformador real os dois enrolamentos são colocados juntos, abraçando o mesmo fluxo. Para maior clareza, representa-se na Figura 2.9, os enrolamentos primários e secundários separados, embora o fluxo seja o mesmo para ambos.

O fluxo ϕ que enlaça os enrolamentos induz uma Força Eletromotriz (FEM) nestes (e_1 e e_2 da figura 2.9). Supondo que o fluxo varie senoidalmente $\phi = \phi_m \cdot \sin \omega t$ e sabendo que o valor eficaz de uma tensão induzida é dada por $E_{ef} = \frac{N\omega\phi_m}{\sqrt{2}}$, tem-se:

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} = N_1 \cdot \omega\phi_m \cdot \cos \omega t = \sqrt{2} \cdot E_1 \cdot \cos \omega t \quad (2.4.1)$$

$$e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} = N_2 \cdot \omega\phi_m \cdot \cos \omega t = \sqrt{2} \cdot E_2 \cdot \cos \omega t \quad (2.4.2)$$

Onde E_1 e E_2 são os valores eficazes das tensões induzidas e_1 e e_2 . Dividindo-se as equações tem-se:

$$\frac{e_2}{e_1} = \frac{E_2}{E_1} = \frac{N_2}{N_1}$$

Ou seja, as tensões estão entre si na relação direta do número das espiras dos respectivos enrolamentos. A razão $a = \frac{N_2}{N_1}$ é denominada relação de espiras.

Logo o transformador, utilizando o enrolamento de baixa tensão como primário, constitui um transformador elevador de tensão.

A Figura 2.10 apresenta o transformador ideal agora com uma carga Z_2 conectada ao secundário.

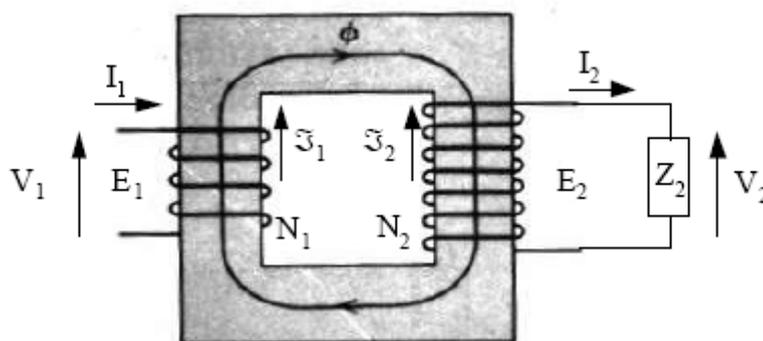


Figura 2.10 – Transformador Ideal com Carga

Esta corrente irá produzir uma força magnetomotriz (FMM) $\tau_2 = N_2 I_2$ no sentido mostrado na Figura 2.10. Uma força magnetomotriz (FMM) $\tau_1 = N_1 I_1$ de mesmo valor mas contrária a τ_2 deve aparecer no enrolamento 1 para que o fluxo não varie. Desta maneira tem-se:

$$\tau_1 = N_1 I_1 = \tau_2 = N_2 I_2, \text{ ou seja,}$$

$$N_1 I_1 = N_2 I_2, \text{ então,}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

O que indica que as correntes no primário e secundário de um transformador ideal estão entre si, na relação inversa do número de espiras.

Levando-se em consideração o princípio da conservação de energia, se desprezarmos todas as perdas podemos calcular a carga Z_2 em relação ao primário do transformador sabendo que $Z_2 = \frac{V_2}{I_2}$.

Tem-se então:

$$S_2 = V_2 \cdot I_2 \text{ (Potência Aparente)}$$

$$S_1 = V_1 \cdot I_1 \text{ (Potência Aparente)}$$

$$S_1 = S_2 \text{ (Conversão de Energia)}$$

Assim:

$$V_2 \cdot I_2 = V_1 \cdot I_1$$

Os resultados anteriores mostram que:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \rightarrow V_1 = \frac{N_1}{N_2} \cdot V_2 \quad (2.4.3)$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \rightarrow I_1 = \frac{N_2}{N_1} \cdot I_2 \quad (2.4.4)$$

Dividindo-se as duas equações acima se tem:

$$\frac{V_1}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} \cdot V_2 \cdot \frac{N_1}{N_2} \cdot \frac{1}{I_2}$$

E finalmente:

$$\frac{V_1}{I_1} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \cdot \frac{V_2}{I_2}$$

$$Z_1 = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \cdot Z_2 \quad (2.4.5)$$

$$Z'_2 = \frac{1}{a^2} \cdot Z_2 \quad (2.4.6)$$

Onde:

Z'_2 : Impedância correspondente a Z_2 vista no primário.

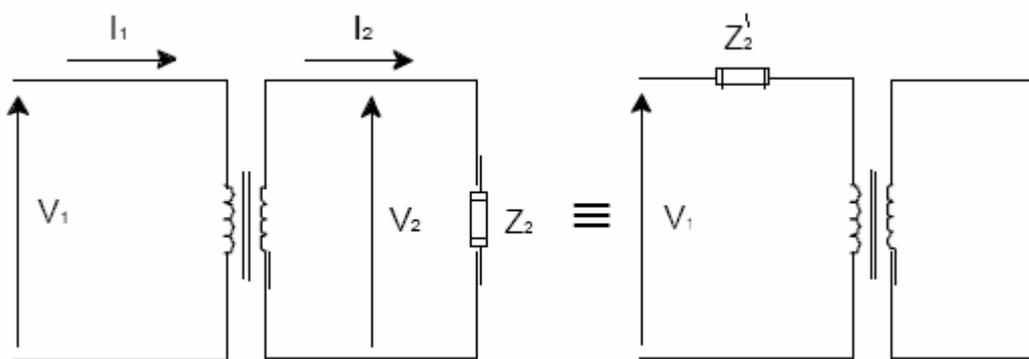


Figura 2.11 – Impedância Equivalente no Primário Devido a Carga no Secundário

2.4.3. Transformadores com Perdas

Além das perdas no cobre dos enrolamentos (devidas à resistência), os transformadores e bobinas apresentam perdas magnéticas no núcleo.

Histerese: Os materiais ferromagnéticos são passíveis de magnetização, através do realinhamento dos domínios, o que ocorre ao se aplicar um campo (como o gerado por um indutor ou o primário do transformador). Este processo consome energia, e ao se aplicar um campo variável, o material tenta acompanhar este, sofrendo sucessivas imantações num sentido e noutro, se aquecendo. Ao se interromper o campo, o material geralmente mantém uma magnetização, chamada campo remanente.

Perdas por correntes parasitas ou de Foucault: São devidas à condutividade do núcleo, que forma, no caminho fechado do núcleo, uma espira em curto, que consome energia do campo. Para minimizá-las, usam-se materiais de baixa condutividade, como a ferrite e chapas de aço-silício, isoladas uma das outras por verniz. Em vários casos, onde não se requer grandes indutâncias, o núcleo contém um entreferro, uma separação ou abertura no caminho do núcleo, que elimina esta perda.

2.4.4. Transformador com Secundário aberto

O ensaio a vazio de transformadores tem como finalidade a determinação de:

- Perdas no núcleo ou perdas por histerese e Foucault (P_n);
- Correntes a vazio (I_o);
- Relação de Transformação (K_T);
- Parâmetro do ramo magnetizante (R_m, X_m, Z_m)

Além dos elementos acima, o ensaio a vazio permite ainda que sejam analisados alguns fenômenos de suma importância para o perfeito entendimento do funcionamento do transformador, por exemplo: O formato não-senoidal da corrente a vazio e a corrente transitória de magnetização.

2.4.4.1. Perdas no Núcleo (P_n)

As perdas em transformadores devem-se:

- As correntes que se estabelecem pelos enrolamentos primário e secundário de um transformador sob carga, que dissipam em suas correspondentes resistências uma certa potência devido ao efeito joule.

- Ao fluxo principal estabelecido no circuito magnético que é acompanhado dos efeitos conhecidos por histerese e correntes parasitas de Foucault. Como os fluxos magnéticos na condição de carga ou a vazio são

praticamente iguais, com o ensaio em pauta, podem-se determinar as perdas por histerese (PH) e por corrente parasitas (PF).

A determinação prática das perdas PH é feita a partir de:

$$PH = K_S \times B^{1.6} \times f \quad (2.4.7)$$

Onde:

PH – São as perdas pelo efeito de histerese, em watts por quilograma de núcleo

K_S – O coeficiente de Steimmetz (que depende do tipo de material usado no núcleo)

B – A indução (valor máximo) no núcleo

f – A frequência em Hz.

Na tabela 2.3, são transcritos valores de K_S para diversos materiais.

Pela tabela 2.3, pode-se notar a influência da escolha do material do núcleo bem como a influência do silício nas perdas por histerese. Deve-se, entretanto, observar que não só a condição de baixas perdas PH deve ser considerada, mas também as perdas por correntes de Foucault, que se devem a outros fatores.

O aparecimento das correntes de Foucault é explicado pela lei de Farady, a qual para este caso seria interpretada como “ estando o núcleo sujeito a um fluxo alternado, nele serão induzidas forças eletromotrizes”. Considerando um circuito elétrico formado

no próprio núcleo, serão estabelecidas correntes obedecendo a sentidos tais como os indicados pelas linhas tracejadas na Figura 2.12.

MATERIAL	Ks
Ferro doce	2,50
Aço doce	2,70
Aço doce para máquinas	10,00
Aço fundido	15,00
Fundição	17,00
Aço doce 2% de silício	1,50
Aço doce 3% de silício	1,25
Aço doce 4% de silício	1,00
Laminação doce	3,10
Laminação delgada	3,80
Laminação ordinária	4,20

Tabela 2.3 – Valores de Ks para diversos materiais

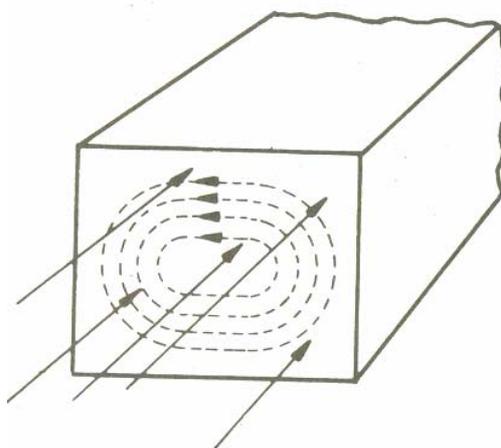


Figura 2.12 – Estabelecimento das correntes de Foucault num núcleo magnético.

O produto da resistência do circuito correspondente pelo quadrado da corrente significa um consumo de potência. As perdas devido ao efeito das correntes parasitas podem ser calculadas pela expressão:

$$P_F = 2,2 \times (f \times B \times d \times 10^{-3})^2 \quad (2.4.8)$$

Onde:

P_F - São as perdas por correntes parasitas, em watts por quilograma de núcleo;

f - A frequência em Hz,

B - A indução máxima em Wb/m²

d - A espessura da chapa em milímetro

Da expressão (2.4.8), pode-se observar que a frequência e a indução influem nas perdas P_F , sendo, pois, recomendável o trabalho com valores reduzidos daquelas grandezas. Observa-se, ainda, que as perdas estão relacionadas com o quadrado da espessura do núcleo, surgindo daí, como boa medida, a substituição de um núcleo maciço por lâminas eletricamente entre si.

Somando as duas perdas analisadas, têm-se as perdas totais no núcleo de um transformador (P_n).

$$P_n = P_H + P_F \quad (2.4.9)$$

2.4.5. Transformador com Secundário em Curto-Circuito

A operação em pautas possibilita a determinação de:

- Perdas no cobre (PC);
- Queda de tensão interna (ΔV);
- Impedância;
- Resistência;
- Reatâncias percentuais ($Z\%$, $R\%$ e $X\%$).

2.4.5.1. Perdas no Cobre (PC)

Na determinação das perdas nos enrolamentos, que são por efeito Joule, deve-se notar que elas dependem da carga elétrica alimentada pelo transformador. Isso sugere a necessidade de se estabelecer um certo ponto de funcionamento (ou uma certa corrente de se estabelecer um certo ponto de funcionamento (ou uma certa corrente fornecida) para a determinação de $r_1 I_1^2 + r_2 I_2^2$, respectivamente, perdas nos enrolamentos primário e secundário. Tal ponto é fixado como o correspondente ao funcionamento nominal do transformador.

Desde que se tenha a circulação de corrente por um dos enrolamentos, pela relação de transformação, a do outro enrolamento também o será; e, nessas circunstâncias, as perdas por efeito Joule são denominadas nominais.

Para o conhecimento das referidas perdas, podem-se determinar r_1 e r_2 , e conectar em seguida a carga nominal ao transformador para a medição de I_1 e I_2 . Essas correntes poderiam também ser obtidas pelos dados de placa de potência e tensão.

Já que o problema consiste no estabelecimento de corrente nominais nos enrolamentos, o método proposto corresponde à realização do denominado ensaio em curto-circuito. O enrolamento de tensão inferior (TI) é curto-circuitado e a alimentação proveniente de uma fonte de tensão superior (TS). O motivo de se alimentar o enrolamento de TS é que, sendo as correntes iguais às nominais, a referente ao enrolamento de TI normalmente tem um alto valor que, talvez, a fonte não tenha condições de fornecer.

Em relação ao valor da tensão necessária para a realização do ensaio, tem-se que, aplicando-se a nominal, estando o secundário em curto, não seriam as correntes nominais a circular, mas sim, as altas correntes de curto-circuito. Para entender melhor o que foi dito, basta raciocinar com um circuito constituído de duas impedâncias em série, nas quais uma delas corresponde à impedância interna do transformador (muito pequena) e, a outra, à impedância de carga. A Figura 2.13 esclarece a consideração feita.

Pelas Figuras 2.13 a e b observa-se que, estando o secundário curto-circuitado, a tensão necessária para a circulação das correntes nominais é bem inferior ao correspondente valor nominal. Assim, a tensão necessária para a realização do ensaio apresenta valores, geralmente de até 10% da tensão nominal (V_n) do enrolamento alimentado. Esta tensão necessária para a circulação das correntes nominais corresponderá, aproximadamente, à queda de tensão interna no transformador.

Supondo que a tensão de curto-circuito (V_{cc}) seja a décima parte da nominal, a indução no núcleo será reduzida de 40 vezes e as perdas por correntes parasitas de Foucault de

100, o que leva à conclusão de que as perdas no núcleo podem ser desprezadas face às perdas no cobre.

Portanto fazendo circular as correntes nominais no transformador sob ensaio de curto-circuito, praticamente toda a potência fornecida ao transformador estaria sendo perdida por efeito Joule nos dois enrolamentos. É interessante observar que toda a potência absorvida é consumida internamente, uma vez que a saída está em curto.

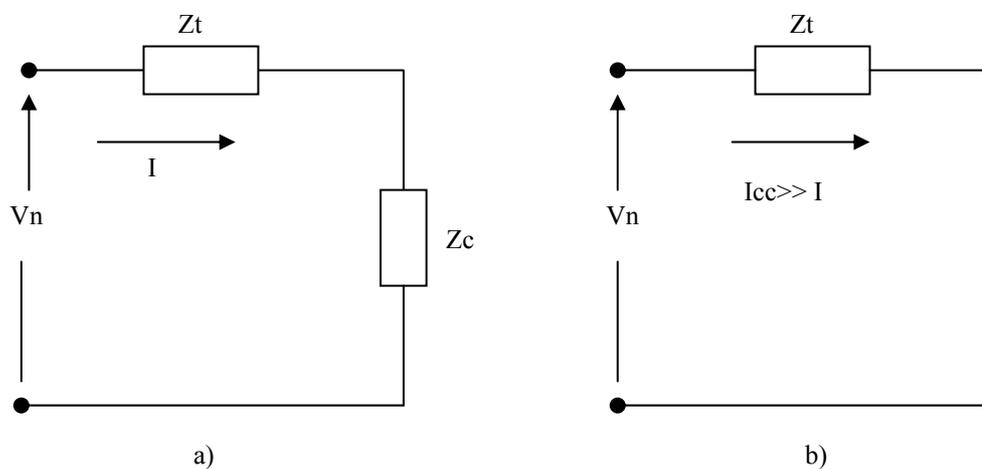


Figura 2.13 – Efeito da tensão no ensaio em curto: a) em carga; b) em curto

2.4.6. Rendimento do Transformador

Rendimento é a relação entre a potência consumida na saída do transformador e a potência fornecida à entrada do transformador. Assim temos:

$$\eta = \frac{\text{Potência de Saída}}{\text{Potência de Entrada}} \quad (2.4.10)$$

2.5. O Agente Regulador e as Perdas

Conforme Mariana[9], Apesar das agências reguladoras demonstrarem preocupação e acompanharem o nível de perdas das companhias de distribuição de energia elétrica, ainda não existem regulamentações a respeito do nível máximo de perdas permitido (ou remunerável) para uma distribuidora, nem de como deve ser realizado o cálculo das perdas técnicas (uma exceção é a CSPE, Comissão de Serviços Públicos de Eletricidade, que desenvolveu, recentemente, metodologia própria para o cálculo das perdas técnicas no sistema de distribuição que está sendo utilizada pelas concessionárias do Estado de São Paulo, como parte do Plano de Qualidade proposto pela CSPE).

O acompanhamento dos níveis de perdas se deve principalmente ao cálculo tarifário (uma vez que parte das perdas técnicas inerentes ao processo de distribuição de energia deve ser compensada financeiramente), mas este acompanhamento também ocorre em função da necessidade de manutenção do bem público explorado na concessão (rede de distribuição). É de interesse do agente regulador estimular a otimização do processo de distribuição e a qualidade da energia entregue ao consumidor, o que pode ser percebido com as Resoluções 024/2000 (Continuidade de Fornecimento) e Resolução 505/2001 (Níveis de Tensão). Porém o risco de incentivar a ineficiência do processo de distribuição de energia existe, uma vez que as concessionárias de distribuição informam seu nível de perdas sem que as agências reguladoras acompanhem e/ou auditem esse processo, permitindo que uma parcela das perdas comerciais ou das perdas técnicas derivadas de um sistema com manutenção/utilização inadequado seja incorporada ao processo de revisão tarifário. Por isso é esperado que a ANEEL venha a regulamentar este tema.

Os grandes obstáculos para regulamentação das perdas técnicas são:

- Acompanhar a grande quantidade de dados necessários nas tradicionais metodologias de cálculo de perdas, garantindo a qualidade e confiabilidade dos dados apresentados pelas diversas concessionárias;
- Considerar a natureza aleatória das cargas e a grande dinâmica das redes de distribuição, além das especificidades de cada região;
- Tratar concessionárias com redes e grau de desenvolvimentos diversos e com áreas de concessão de características muito distintas;

Esses obstáculos são semelhantes aos encontrados pela ANEEL quando da regulamentação sobre Continuidade de Fornecimento. A solução adotada pela Agência naquela ocasião foi a criação de conjuntos de consumidores com características semelhantes dentro das concessionárias, o que permitiu que fossem feitas exigências de níveis de continuidade distintos para diferentes tipos de conjuntos, possibilitando a comparação entre conjuntos semelhantes e não entre concessionárias, criando desta maneira uma forma de tratamento isonômico entre concessionárias distintas.

Ao editar a resolução 505/2001 (Resolução sobre níveis de tensão), a Agência novamente considera os conjuntos definidos na Resolução 024/2000 (Resolução sobre indicadores de continuidade), desta vez não para considerar índices de qualidade distintos, mas para permitir a comparação deste índice de qualidade entre concessionárias distintas, mas que possuam conjuntos semelhantes.

É plausível, portanto, acreditar que uma regulamentação sobre as perdas técnicas tenha um desenvolvimento muito parecido com o adotado para estes outros critérios de qualidade. Um possível desenvolvimento desta resolução poderia ser a definição de alguns modelos típicos de rede de distribuição para cada conjunto; a comparação do índice de perdas de conjuntos com características semelhantes; a definição do nível de perdas a ser considerado na tarifa em função do nível médio por conjunto e/ou da média ponderada para cada concessionária. É possível também estabelecer uma “taxa de redução de perdas” para as redes que apresentem perdas médias muito superiores a outras redes de características semelhantes.

A definição dos modelos típicos de redes de distribuição e dos dados requeridos para os cálculos deve ser criteriosamente estabelecida, para permitir que os modelos representem a realidade da concessionária e que os dados possam ser disponibilizados por todas as concessionárias, mesmo aquelas cujos cadastros das redes não sejam atualizados ou consistentes.

PROPOSIÇÃO DA METODOLOGICA

3.1. Introdução

As perdas globais de energia em um sistema de distribuição podem ser encontradas subtraindo a energia despachada pela subestação de distribuição, que é geralmente medida, da energia faturada aos consumidores atendidos a partir desta subestação. Apesar de simples, esse método não é fácil de aplicar, pois as medições dos diversos consumidores não ocorrem simultaneamente nem entre si nem em relação à medição da subestação. Além dessa dificuldade o conhecimento das perdas globais como um todo não é suficiente, pois a quantificação das perdas de energia elétrica segundo o tipo e o componente onde ocorrem é que vai permitir identificar qual a ação e direcionar de forma otimizada os recursos necessários à redução das perdas.

Otimizar as perdas representa não só liberar investimentos na medida que aumenta a disponibilidade de energia comprada para ser faturada, mas também, melhorar a qualidade do produto oferecido aos consumidores livres pode agregar valor ao produto e contribuir para um ganho adicional de mercado para a concessionária.

A avaliação das perdas técnicas num sistema de distribuição torna-se por sua vez complicada fundamentalmente pela grande quantidade de elementos que constituem o

sistema, pela grande quantidade de dados necessários, pelo caráter aleatório do comportamento das cargas e pelo seu contínuo processo de expansão. A compilação desses dados pressupõe o dispêndio de tempo e recursos que podem ser tanto maiores quanto maior for o sistema e mais detalhada for a metodologia para o processamento dos mesmos. Além disso, as concessionárias com bases cadastrais pouco desenvolvidas simplesmente não estão em condições de fornecer os dados necessários para a avaliação das perdas técnicas a partir das características elétricas detalhadas dos diferentes elementos que formam o sistema de distribuição. O compromisso entre a quantidade de dados necessários para avaliação das perdas técnicas de um sistema elétrico, os requisitos de tempo e de recursos para a sua compilação e processamento, e as vantagens derivadas de seu conhecimento tem que ser ponderado.

A solução para se calcular as perdas no sistema de distribuição é a utilização de uma base de dados reduzida, de fácil obtenção por parte da concessionária, e de fácil acompanhamento por parte das agências reguladoras, ainda que o grau de precisão dos resultados fique comprometido. É necessário, portanto, definir uma metodologia que utilize dados de fácil obtenção e que reduza a falta de precisão a níveis ótimos.

3.2. Demanda e Curva de Carga

Consideremos uma instalação predial qualquer (industrial, comercial, residencial etc.). A potência elétrica por ela consumida, isto é, a potência ativa, é extremamente variável, função do número de cargas ligadas e da potência consumida por cada uma delas, a cada instante. Para a análise de uma instalação é mais conveniente trabalhar com um valor médio da potência; utiliza-se a demanda, definido como **D**, que é o valor médio da potência ativa, definido como **P**, em um intervalo de tempo Δt especificado (geralmente $\Delta t = 1/4h$), isto é:

$$D = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t + \Delta t} P \cdot dt \quad (3.1)$$

A definição dada na Figura 3.1 indica que a demanda é a medida em unidades de potência ativa (W ou KW).

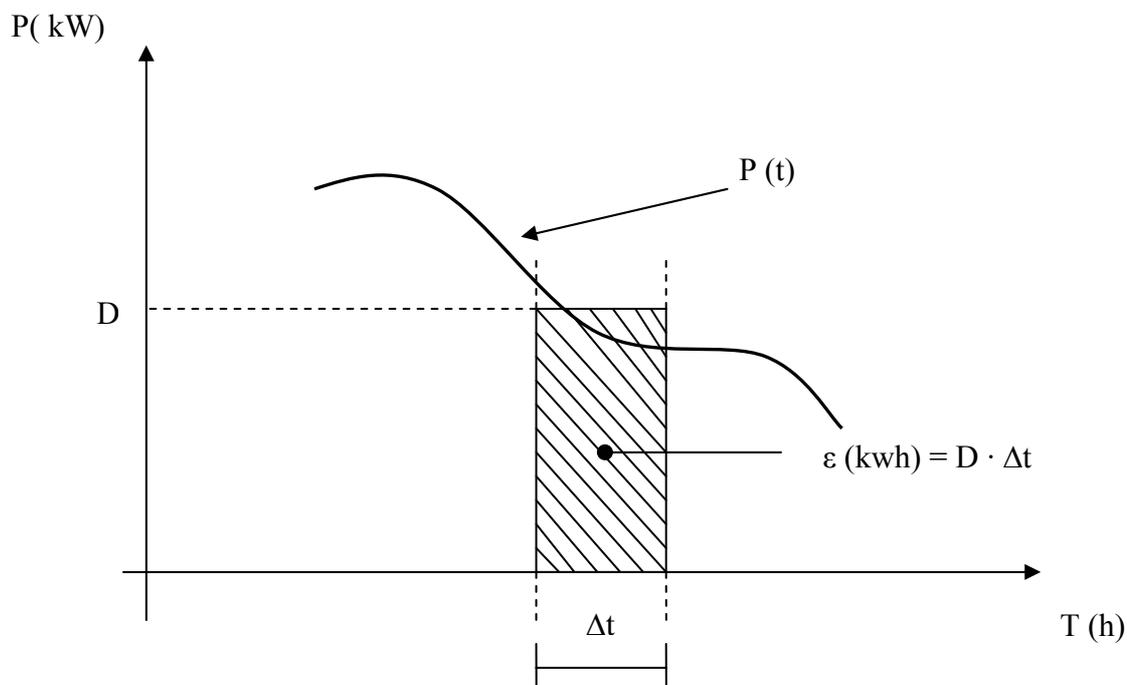


Figura 3.1 – Definição de Demanda

A área entre a curva $P = P(t)$ e o eixo dos tempos é, evidentemente, a energia consumida pela instalação no intervalo considerado. Na Figura 3.1, pela própria definição de demanda, temos que a área hachurada é a energia ε consumida durante Δt , isto é,

$$\varepsilon = D \cdot \Delta t \quad (3.2)$$

Chamamos de curva de carga a curva que dá a demanda em função do tempo, $D = D(t)$, para um dado período T . Como podemos ver na Figura 3.2, ela será, na realidade, constituída por patamares, sendo, no entanto, mais comum apresentar como uma curva, resultado da união dos pontos médios das bases superiores dos retângulos de largura Δt . Para um período T , a ordenada máxima da curva define a demanda máxima, D_M . A energia total consumida no período, ε_T , será medida pela área entre a curva e o eixo dos tempos, isto é:

$$\varepsilon_T = \int_0^T P \cdot dt \quad (3.3)$$

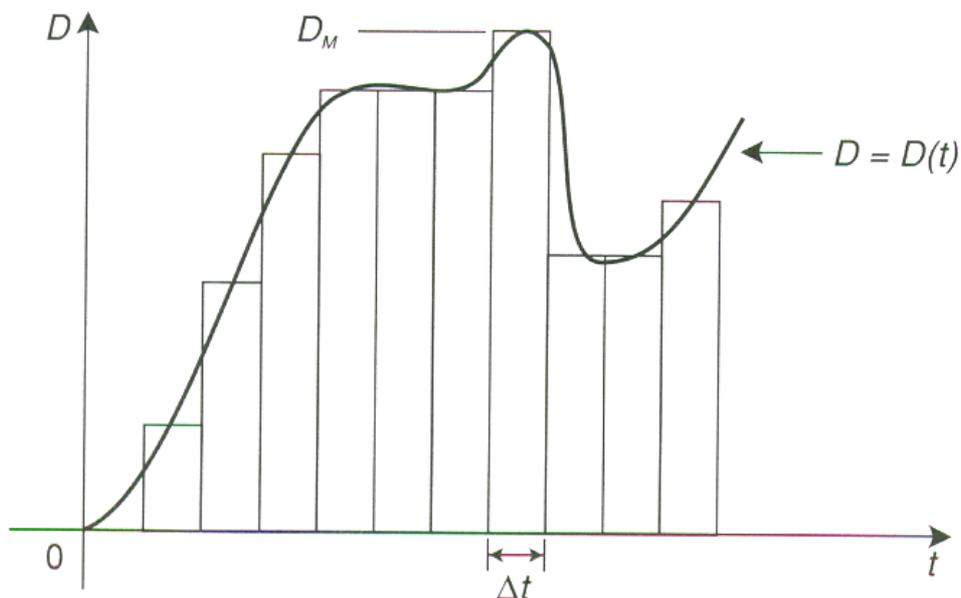


Figura 3.2 – Definição da Demanda Média

A demanda média, D_m , será definida como a altura de um retângulo cuja base é o período T e cuja área é a energia consumida, ou seja:

$$D_m = \frac{\text{energia consumida}}{T} \quad (3.4)$$

A demanda média é, em outras palavras, a demanda constante que a instalação deveria apresentar para, no período considerado, consumir uma energia igual à consumida com funcionamento normal.

Para a análise de instalações, a curva de carga diária, isto é, para $T = 24h$, é a mais comum, sendo que cada tipo de instalação possui uma forma característica para sua curva de carga diária (média). Assim, a curva diária típica residencial é diferente de uma curva de carga comercial e ambas são diferentes da curva de carga industrial. Por outro lado, em instalações situadas em regiões, onde as estações de ano são bem diferenciadas, as curvas de carga típicas são diferentes conforme a época.

É importante observar que os conceitos de demanda e curva de carga apresentada são válidos não só para uma instalação, mas também para os diversos setores considerados numa instalação, ou mesmo para um conjunto de equipamentos de utilização.

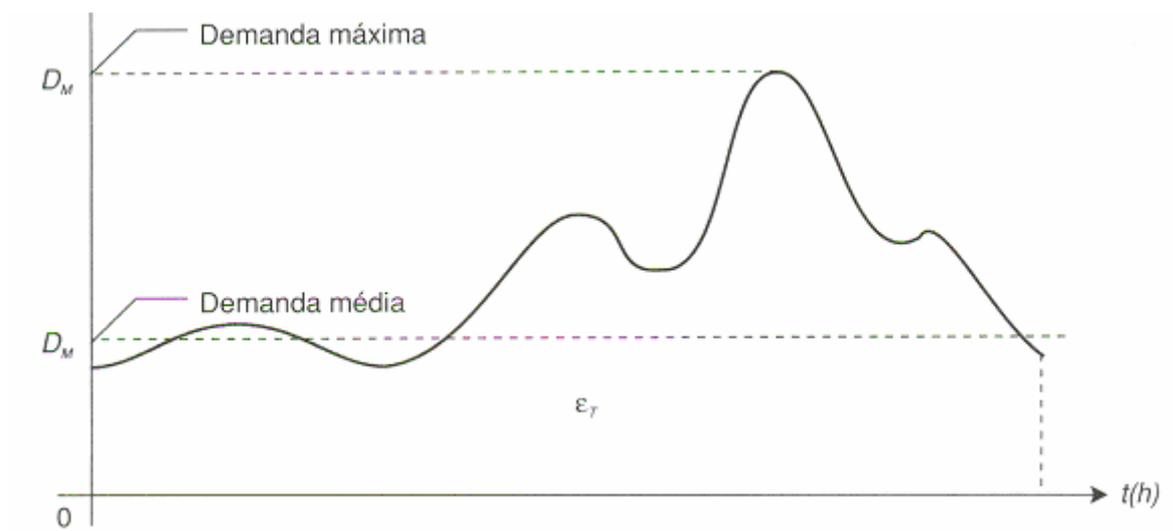


Figura 3.3 – Curva de Carga

3.3. Fatores de Projeto

3.3.1. Fator de Utilização

O regime de funcionamento de um equipamento de utilização pode ser tal que a potência efetivamente absorvida seja inferior à respectiva potência nominal. É por exemplo, o caso dos equipamentos a motor, suscetíveis de funcionar abaixo de sua carga plena. O fator de utilização, fu , é definida, para um equipamento de utilização, como a potência (máxima) efetivamente absorvida P_m (também chamada de potência de trabalho) para sua potência nominal, P_n , isto é:

$$fu = \frac{P_{\text{máxima}}}{P_{\text{nominal}}} \quad (3.5)$$

É muito importante observar que, se mal aplicado, o fator de utilização pode conduzir ao subdimensionamento de circuitos (terminais e de distribuição), e, portanto, seu emprego deve ser cercado de todo o cuidado.

3.3.2. Fator de Perdas

Tradicionalmente as concessionárias utilizam o fator de perdas para calcular a perda de energia a partir da perda máxima de demanda, definido pela expressão a seguir, independente do período de análise.

$$F_p = K \times F_c + (1 - K) \times F_c^2 \quad (3.6)$$

Com exceção das perdas independentes da carga, cujo fator de perdas é sempre constante, ou seja, igual a 1,0. Para o fator de perdas para as perdas dependentes da carga é um dado difícil de ser obtido, uma vez que ele depende da curva diária de carga.

As concessionárias vinham utilizando a expressão 3.6 com $K= 0,30$, este valor proposto em 1928 por F. H. Buller e C. A. Woodrow para período mensais. Entretanto, com base na análise de curvas de cargas típicas de diversas empresas brasileiras, verificou-se como sendo mais coerente para o período anual $K= 0,15$, de maneira que a expressão 3.6 tem assumido o seguinte formato.

$$F_p = 0,15 \times F_c + 0,85 \times F_c^2 \quad (3.7)$$

Em Bacelar [13] é apresentada uma nova relação entre o fator de perdas e o fator de cargas que é mais adequada às características das cargas da concessionária local.

$$F_p = F_c^{1,65} \quad (3.8)$$

Uma vez que o fator de perdas exerce forte influência na determinação das perdas, as curvas de cargas típicas dos diversos segmentos dos sistemas de distribuição devem ser periodicamente estimadas pelas empresas, a fim de possibilitar a determinação dos fatores de carga e de perdas desses segmentos. É necessário conhecer os dados relativos aos dias úteis, e aos sábados, domingos e feriados, uma vez que as perdas de energia são normalmente referidas a períodos anuais.

O acompanhamento de evolução das perdas em um sistema elétrico por ser realizado de diversas formas. No entanto, sem dúvidas nenhuma, a forma mais eficiente é a utilização de sistemas de gerência de rede que entretanto, requerem custos elevados para a sua implantação, e permanente manutenção da sua base de dados.

3.3.3. Fator de Carga

A definição do fator de carga como a relação entre a demanda média utilizada por um consumidor num determinado período de tempo e a demanda máxima ocorrida neste mesmo período. Para se calcular o fator de carga de um consumidor, utilizamos a expressão apresentada a seguir:

$$F_c = \frac{D_{med}}{D_{max}} \quad (3.9)$$

Onde:

F_c – Fator de Carga;

D_{med} – Consumo Registrado em um mês (kWh);

D_{max} – Maior demanda Verificada durante um Período de Tempo Definido (kW).

Para determinação da Demanda Média utiliza a equação 3.10.

$$D_{med} = \frac{\text{consumo}}{\text{tempo}} \quad (3.10)$$

Onde:

Consumo – Potência elétrica (kW) utilizada num intervalo de tempo, (kWh);

Tempo – Período de tempo em um mês, 730h.

Substituindo a expressão 3.9, no cálculo da demanda média na expressão 3.10, a equação do cálculo do fator de carga (Fc):

$$F_c = \frac{\text{consumo}}{\text{tempo} \times D_{\max}} \quad (3.11)$$

Substituindo o valor do período definindo em um mês, na equação 3.11, temos:

$$F_c = \frac{\text{consumo}}{730 \times D_{\max}} \quad (3.12)$$

Assim representa-se a fórmula do Fator de Carga para o sistema tarifário convencional:

$$F_c = \frac{\text{kWh}}{730\text{h} \times \text{kW}} \quad (3.13)$$

Onde:

kWh – Consumo;

kW – Demanda máxima;

730 – horas média de um mês

Dada a curva de carga do Transformador da rede de distribuição, ver Figura 3.5, a demanda máxima pode ser verificada na curva e o consumo é a área definida pela curva de carga, expressa na equação 3.2.

O Fator de Carga de uma instalação, na prática, é um número situado entre 0 e 1, ou seja :

$$0 < F_c < 1$$

O valor unitário, ou seja, $F_c = 1$, significaria que $D_{med} = D_{max}$, o que é impossível de se obter na prática, pois seria o equivalente a manter a carga ligada no transformador, constante durante todo o mês.

3.3. Transformadores de Distribuição

Nos Transformadores, as perdas podem ser separadas em perdas no ferro (ΔP_{ferro}) e perdas no cobre (ΔP_{cobre}).

As perdas no ferro, são causados por histerese e pelas correntes parasitas, portanto, são perdas que não dependem da corrente de carga e sim da tensão aplicada sobre as bobinas e do projeto da mesma. As correntes parasitas provocam aquecimento no núcleo do transformador e dissipam energia pelo efeito Joules, essas correntes fluem em caminhos fechados se opondo a variação do campo magnético que as induz, segundo a lei de Lenz. As perdas por histerese são aquelas referentes à energia dissipada na magnetização do núcleo do transformador, onde o tipo deve ser entendido como a caracterização do transformador por potência e tensão nominais.

As perdas no cobre são perdas ôhmicas, dependentes das correntes da carga do transformador e que portanto variam durante o período analisado. Podem ser calculadas a partir da curva de carga do transformador e do fator de utilização, fu.

Os valores para as perdas nominais máximas no ferro e no cobre são tabeladas para cada tipo de transformador, como pode ser visto a seguir.

Dados da NBR 5356/1981

	Potência Nominal do Transformador	P_{ferro} (KW)	P_{cu} (KW)
Trifásicos	15	0,1150	0,3200
	30	0,1800	0,5600
	45	0,2200	0,7600
	75	0,3400	1,1100
	112,5	0,4600	1,4900
	150	0,6400	1,9100
	225	0,9000	2,7000
	300	1,1200	3,3600
Monofásicos	3	0,0400	0,0780
	5	0,0480	0,1130
	10	0,0640	0,1970
	15	0,0840	0,2850
	25	0,1200	0,4100
	37,5	0,1700	0,5500

Tabela 3.1 - Perdas Nominais dos Transformadores - Classes 15KV

Com base nestes valores as perdas totais de demanda do transformador podem ser definidas como:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{ferro}} + fu^2 \times \Delta P_{\text{cu}} \quad (3.14)$$

Onde:

ΔP_T - Perdas Totais de Demanda do Transformador;

ΔP_{ferro} – Perdas Nominais no Ferro do Transformador;

ΔP_{cu} – Perdas Nominais no Cobre do Transformador;

fu - Fator de Utilização do Transformador

Para determinar a perda de energia do transformador, utiliza a equação 3.15:

$$\Delta W_T = T \times (\Delta P_{\text{ferro}} + f_p \times f_u^2 \times \Delta P_{\text{cu}}) \quad (3.15)$$

Onde:

ΔW_T – Perdas de Energia total do Transformador;

ΔP_{ferro} – Perdas Nominais no Ferro do Transformador;

ΔP_{cu} – Perdas Nominais no Cobre do Transformador;

f_u - Fator de Utilização do Transformador

f_p – Fator de Perdas

O fator de utilização é determinado pela expressão seguinte:

$$f_u = \frac{D_{\text{max}}}{P_{\text{nom}}} \quad (3.16)$$

Onde:

f_u – Fator de Utilização;

D_{max} – Demanda Máxima (kW)

P_{nom} – Potência Nominal do Transformador (kVa)

Nesta metodologia, no poste onde está instalado o transformador são agregadas às curvas de carga de todos os postes que compõem a rede, assim obtém-se a curva de carga agregada do transformador. O carregamento máximo do transformador (valor que determinará o fator de utilização) é obtido desta curva. Com base nessa curva e nos valores de perdas tabelados por potência e tipo de transformador, calculam-se as perdas no transformador, utilizando o fator de perdas da curva de perdas da rede.

SISTEMA COMPUTACIONAL DESENVOLVIDO PARA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

4.1. Introdução

O capítulo anterior apresentou uma proposição de metodologia para calcular as perdas técnicas de demanda e energia no transformador de distribuição.

Como a metodologia proposta realiza cálculo detalhado no transformador de distribuição no sistema de distribuição de energia elétrica, foi desenvolvido um sistema computacional no Fortran, para tornar viável a aplicação da metodologia.

O sistema computacional denominado de Pioperdas (Cálculo de Perdas Técnica no Transformador de Distribuição), realiza o cálculo detalhado das perdas técnicas neste segmento. Além de realizar o cálculo de perdas técnicas o programa computacional possibilita calcular outros itens descritos abaixo:

- Fator de Carga;
- Fator de Perdas;
- Fator de Utilização;
- Consumo;
- Demanda Máxima;

- Demanda Média;
- Energia Total

Como também mostrar os parâmetros do transformador como:

- Perda no Ferro;
- Perda no Cobre;
- Potência do Transformador

4.2. Estrutura do Programa

A figura 4.1 apresenta a estrutura geral do sistema computacional que foi desenvolvido.

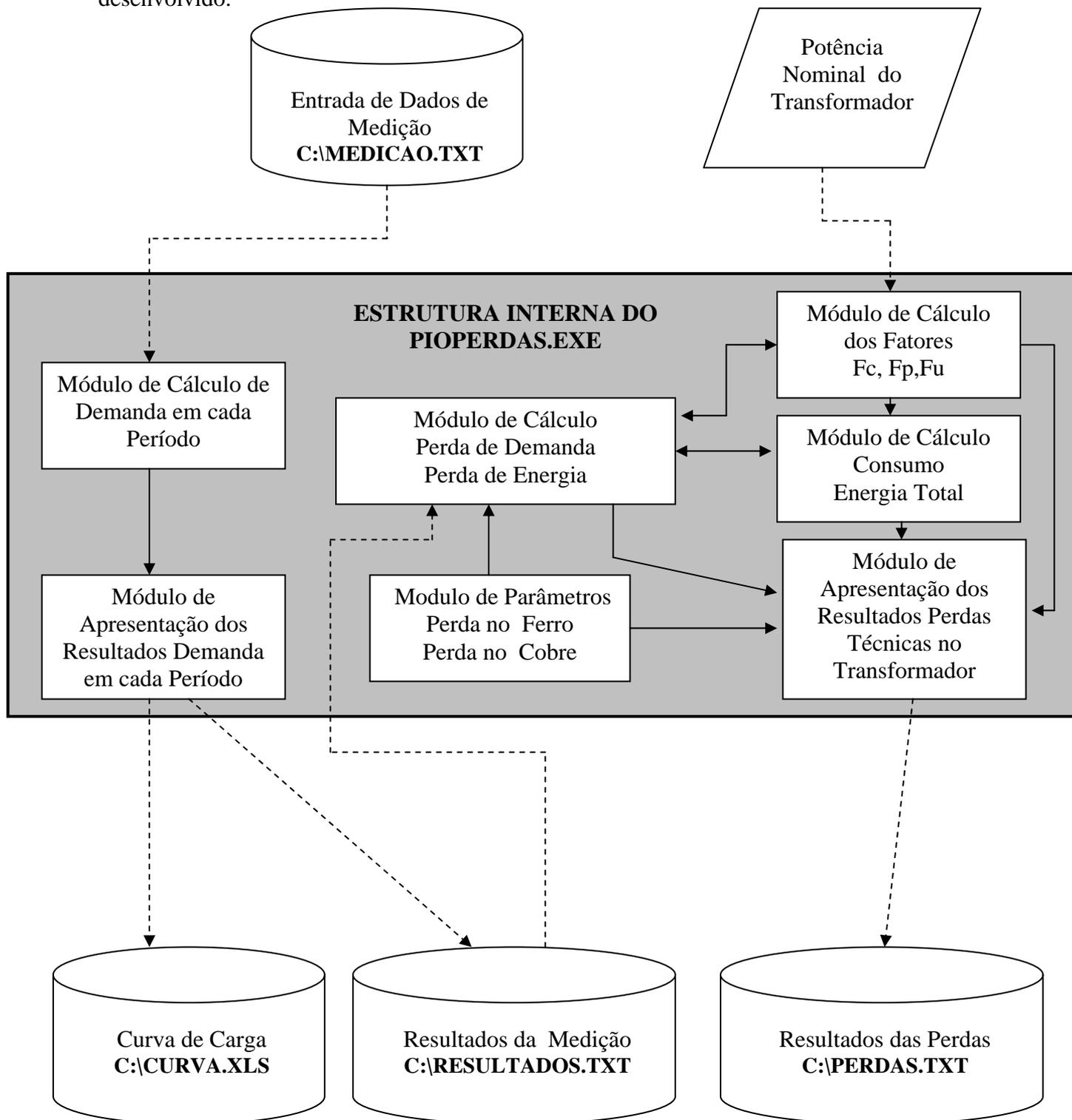


Figura 4.1 – Estrutura Geral do Sistema Computacional

Legenda:



Programa Executável



Entrada e Saída de Dados pelo arquivo



Entrada de Dados Via Teclado



Fluxo de dados



Comando Interno do Programa executável

Pela Figura 4.1, mostra com clareza a interligação dos módulos interno do programa com a base de dados do arquivo de entrada e saída. Esta Figura é muito importante para a compreensão do sistema.

As informações são adquiridas pelo arquivo de texto MEDICAO.TXT, sua localização estar no driver C do computador, ou terminal onde será feito o cálculo. Neste arquivo contém as medições de corrente e tensão de um determinado transformador de distribuição de energia elétrica.

O dados de medição armazenado no arquivo C:\MEDICAO.TXT são lidos pelo programa executável automaticamente, realizando os cálculos de demanda de cada período ou frequência estabelecido, neste caso o programa ler e calcula no intervalo de hora em hora.

O módulo de cálculo de demanda em cada intervalo, recebe os dados de medições no período de 24 horas e realiza os cálculos de demanda conforme apresenta no capítulo anterior, e colocar no módulo de resultado para ser exibido em um arquivo de texto e de planilha.

Os resultados dos cálculos de demanda são transferidos para dois arquivos:

1° - Mostra os resultados de demanda, corrente e tensão fase-neutro, período realizados as medições, em um arquivo de texto, localizado no C:\RESULTADOS.TXT

2° - Mostra os resultados de demanda em cada período em um arquivo de planilha, estar localizado no C:CURVA.XLS, este arquivo mostra dados para a elaboração da curva de carga do transformador no determinado intervalo de tempo.

O módulo de cálculo de perdas de demanda e energia, também recebem informações de um arquivo externo, neste caso, o módulo depende diretamente do resultado de demanda para finalizar os cálculos.

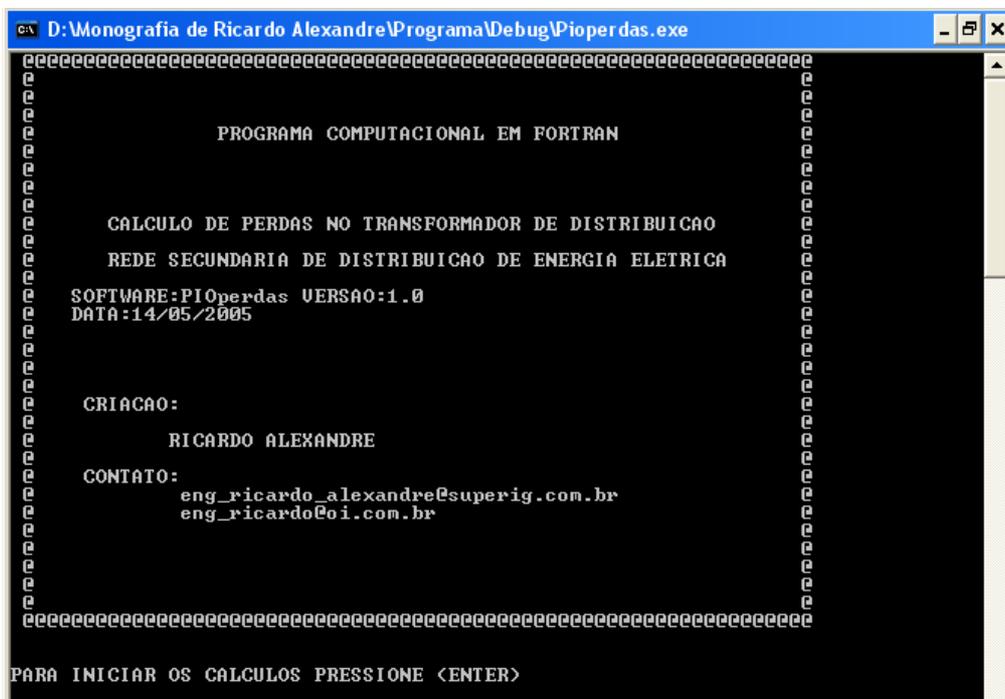
Os outros módulos estão associados ao módulo de cálculo de perdas e os resultados de cada módulo é transferido ao módulo de apresentação dos resultados de perdas e exibido em um arquivo de texto.

Todos os cálculos de perdas como também os de fatores, parâmetros, de consumo e de energia total, são armazenados no módulo de apresentação de resultados de perdas.

O programa gerar um arquivo de texto afim de exibir os resultados descrito acima, localizado C:\PERDAS.TXT, mostra todos os resultados necessário para uma visão geral das perdas no transformador de distribuição de energia elétrica.

4.3. Apresentação do Programa Executável Pioperdas

A figura 4.2. apresenta a tela inicial do Pioperdas



```

D:\Monografia de Ricardo Alexandre\Programa\Debug\Pioperdas.exe
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
PROGRAMA COMPUTACIONAL EM FORTRAN

CALCULO DE PERDAS NO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUICAO
REDE SECUNDARIA DE DISTRIBUICAO DE ENERGIA ELETRICA

SOFTWARE:PiOperdas VERSAO:1.0
DATA:14/05/2005

CRIACAO:
      RICARDO ALEXANDRE

CONTATO:
      eng_ricardo_alexandre@superig.com.br
      eng_ricardo@oi.com.br

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
PARA INICIAR OS CALCULOS PRESSIONE <ENTER>

```

Figura 4.2 – Tela inicial do Pioperdas

Para continuar a operação o usuário deve pressionar a tecla “ENTER” do periférico de entrada (teclado).

Observe que no próximo passo o programa avisa ao usuário, é preciso ter o arquivo de texto, no driver “C” as medições de correntes e tensões no determinado período, caso contrário o programa não roda.ver Figura 4.3

```

PARA INICIAR OS CALCULOS PRESSIONE <ENTER>

ANTES DE INICIAR O PROGRAMA, VERIFIQUE SE AS LEITURAS DE
CORRENTES E TENSOES DO TRANSFORMADOR, ESTAR GUARDADO NO
ARQUIVO C:\MEDICAO.TXT, CASO CONTRARIO O PROGRAMA
FINALIZA A OPERACAO

TECLE ENTRE PARA CONTINUAR

```

Figura 4.3 – Tela de aviso

Os dados de medições estão guardado no arquivo de texto descrito acima, como mostra a Figura 4.4, a seqüência de entrada deve em primeiro lugar ser posicionado as correntes e depois as tensões de cada período, separado entre um intervalo a outro.

```

MEDICAO - Bloco de notas
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
113.24
112.26
113.24
----- Ia. Ib e Ic -----
125.30
126.40
125.30
----- Va. Vb e Vc -----
105.70
104.70
105.70
----- Ia. Ib e Ic -----
125.90
127.10
125.90
----- Va. Vb e Vc -----
105.38
104.38
105.38
125.10
126.30
125.10
104.34
103.26
104.26
125.00
126.30
125.10
103.54
102.72
103.71
125.40
126.40
125.20

```

Figura 4.4 – Arquivo de Medição

Após a confirmação, o programa realizará os cálculos de demanda automaticamente e os resultados serão exibidos em dois arquivos como mencionado neste capítulo. O primeiro é mostrado na Figura 4.5, mostrando as demandas, tensões e correntes de cada período.

RESULTADOS - Bloco de notas

Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda

REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CALCULO DE PERDAS NO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUICAO

PROGRAMA COMPUTACIONAL EM FORTRAN

VERSÃO: PIOperdas 1.0

CRIAÇÃO: RICARDO ALEXANDRE

RESULTADO DA MEDIÇÃO

PERÍODO (hs)	POTÊNCIA (kva)	CORRENTES (A)			TENSÕES(V)		
		Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
00:00	42.568	113.240	112.260	113.240	125.300	126.400	125.300
01:00	39.923	105.700	104.700	105.700	125.900	127.100	125.900
02:00	39.549	105.380	104.380	105.380	125.100	126.300	125.100
03:00	39.127	104.340	103.260	104.260	125.000	126.300	125.100
04:00	38.952	103.540	102.720	103.710	125.400	126.400	125.200
05:00	38.986	103.300	102.410	103.220	125.800	126.900	125.900
06:00	37.597	99.860	99.070	99.780	125.500	126.500	125.600
07:00	39.458	103.160	102.670	103.320	127.500	128.100	127.300
08:00	39.234	103.710	103.220	103.630	126.100	126.700	126.200
09:00	41.655	109.850	109.500	110.110	126.400	126.800	126.100
10:00	39.356	104.530	104.280	104.870	125.500	125.800	125.100
11:00	40.236	105.690	105.440	106.020	126.900	127.200	126.500
12:00	41.548	110.350	109.830	110.180	125.500	126.100	125.700

13:00	43.240	113.760	113.310	113.940	126.700	127.200	126.500
14:00	42.315	112.300	111.680	112.570	125.600	126.300	125.300
15:00	41.022	108.780	108.610	108.870	125.700	125.900	125.600
16:00	44.598	118.550	118.080	118.640	125.400	125.900	125.300
17:00	54.268	142.320	142.210	142.890	127.100	127.200	126.600
18:00	72.360	190.520	188.880	191.430	126.600	127.700	126.000
19:00	50.540	136.190	134.560	135.750	123.700	125.200	124.100
20:00	45.346	120.730	118.920	120.060	125.200	127.100	125.900
21:00	47.259	124.530	122.880	105.700	126.500	128.200	127.000
22:00	45.541	120.480	119.620	120.670	126.000	126.900	125.800
23:00	39.458	103.650	102.670	103.890	126.900	128.100	126.600

Figura 4.5 – Resultado da Medição

O outro arquivo em planilha, através dos dados de demanda de cada período é gerado um gráfico de curva de carga do transformado, ver Figura 4.6.

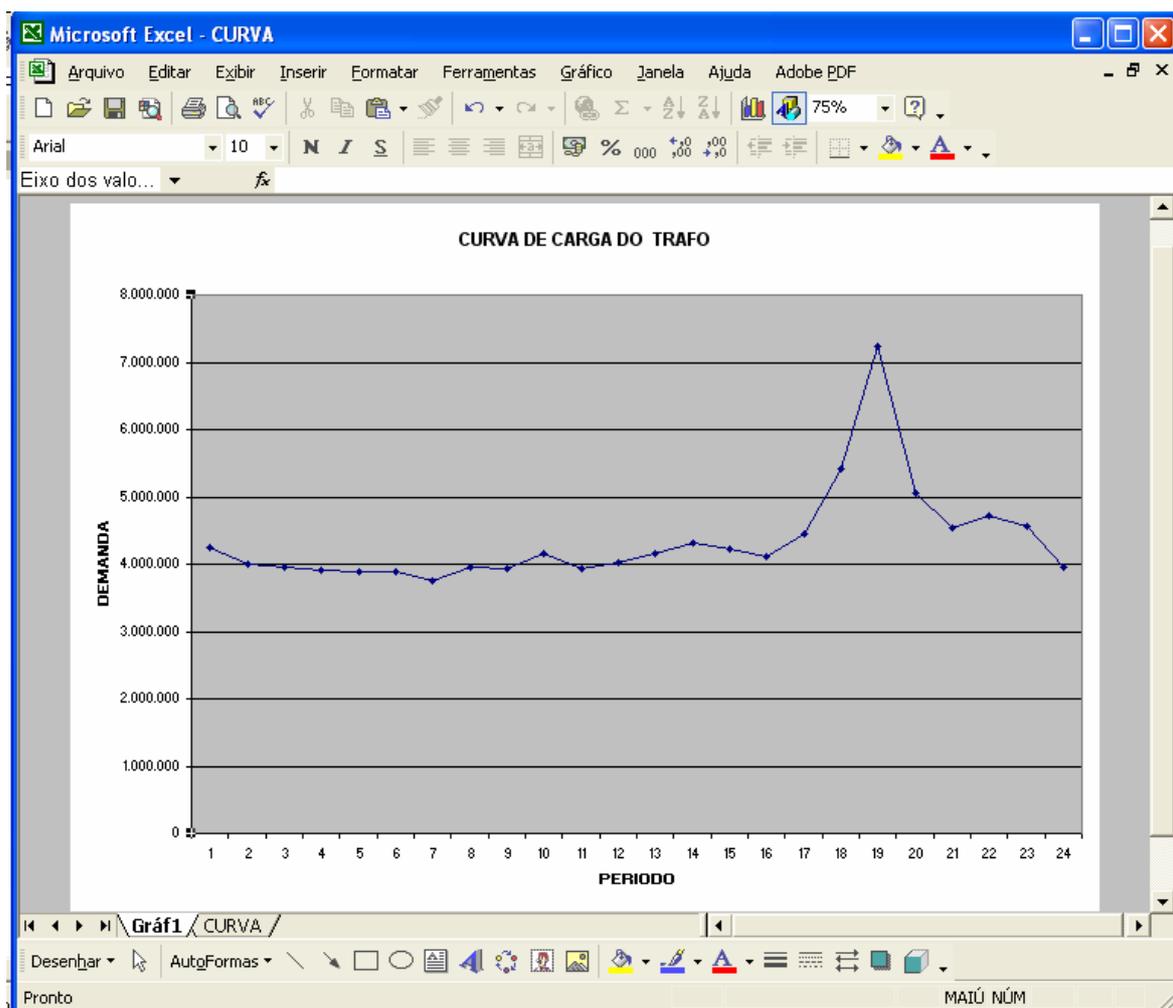
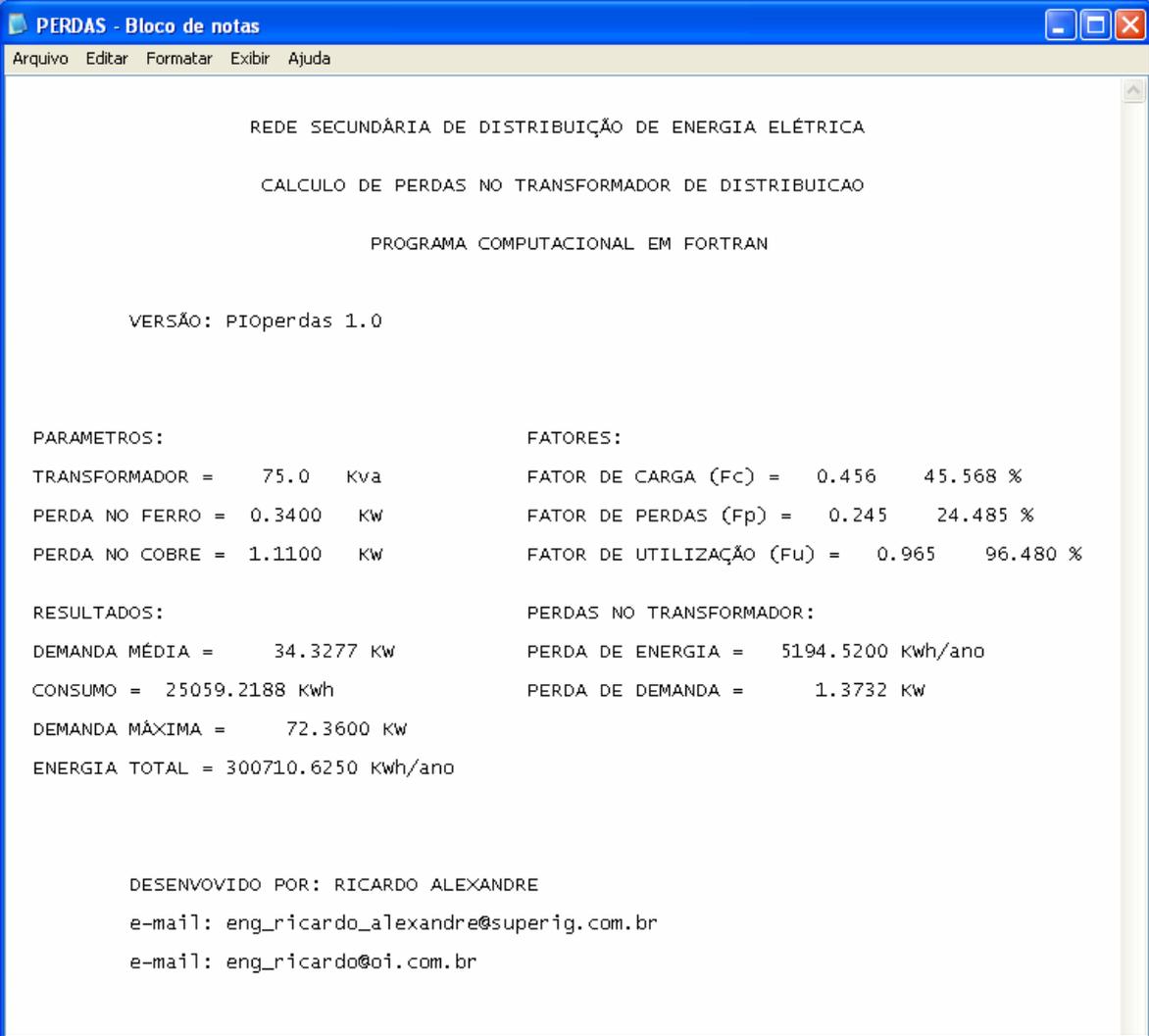


Figura 4.6- Curva de Carga do Transformador

Depois de exibir os resultados através dos dois arquivos de texto e de planilha, o programa continua fazendo os cálculos de perdas. A princípio o usuário digita via teclado o valor da potência do transformador, a demanda máxima obtido através do cálculo de demanda, ou seja o maior valor de demanda no determinado período de medição, tipo de configuração do transformador, caso seja trifásico ou monofásico. Colocado estes parâmetros os resultados vão ser exibido em um arquivo de texto. Mencionado neste capítulo. Ver Figura 4.7.



```
PERDAS - Bloco de notas
Arquivo  Editar  Formatar  Exibir  Ajuda

REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CALCULO DE PERDAS NO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUICAO

PROGRAMA COMPUTACIONAL EM FORTRAN

VERSÃO: PIOperdas 1.0

PARAMETROS:
TRANSFORMADOR = 75.0 Kva
PERDA NO FERRO = 0.3400 KW
PERDA NO COBRE = 1.1100 KW

FATORES:
FATOR DE CARGA (Fc) = 0.456 45.568 %
FATOR DE PERDAS (Fp) = 0.245 24.485 %
FATOR DE UTILIZAÇÃO (Fu) = 0.965 96.480 %

RESULTADOS:
DEMANDA MÉDIA = 34.3277 KW
CONSUMO = 25059.2188 Kwh
DEMANDA MÁXIMA = 72.3600 KW
ENERGIA TOTAL = 300710.6250 Kwh/ano

PERDAS NO TRANSFORMADOR:
PERDA DE ENERGIA = 5194.5200 Kwh/ano
PERDA DE DEMANDA = 1.3732 KW

DESENVOLVIDO POR: RICARDO ALEXANDRE
e-mail: eng_ricardo_alexandre@superig.com.br
e-mail: eng_ricardo@oi.com.br
```

Figura 4.7 – Resultados dos Cálculos de Perdas no Transformador

4.4. Conclusões

Neste capítulo foi apresentado o sistema computacional que foi desenvolvido para aplicação da metodologia proposta no capítulo 3. Pode-se observar que o sistema como um todo constitui de vários módulos para facilitar na execução do programa. Identificando as perdas em um determinado transformador localizado em um determinado. A região onde se deseja fazer os cálculos e visualizar curvas e parâmetros do transformador.

RESULTADO DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA E ANÁLISES COMPLEMENTARES

5.1. Introdução

O capítulo 4 apresentou o sistema computacional que foi desenvolvido para tornar viável a utilização da metodologia proposta neste trabalho.

Este capítulo apresenta várias aplicações desse sistema, mostrando como podem ser utilizadas as ferramentas que ele dispõe.

Os resultados são obtidos na comparação dos resultados das perdas encontradas no Software ou a metodologia utilizada pela concessionária da Bahia, neste caso a Coelba, para calcular as perdas de uma rede secundária de distribuição.

Além das perdas técnicas no transformador de distribuição, o sistema computacional realiza cálculo de fatores, consumo e energia total consumida em um ano, apesar que, no software da Coelba não fornece alguns valores que neste sistema apresenta. Os resultados obtidos ajudam muito na análise nos resultados das perdas.

Para determinar a curva de carga do transformador do Software **Simperdas**, foram feitas estimativas de cálculo para realizar as comparações dos resultados de perdas. Como o programa da Coelba apresenta vários resultados para a elaboração da curva de carga do transformador, serviram para fazer curva de carga para cada amostra da comparação.

Como o comportamento da curva de carga é residencial, os valores de demanda foram estimado através da modelagem e interpolando os pontos de cada demanda em seu respectivo intervalo de tempo. Na descrição deste capítulo é mostrado os resultados das curvas de carga dos transformadores do Software da Coelba, SimPerdas e com o sistema computacional desenvolvido no capítulo anterior.

Em seguida, apresenta-se quatro exemplo de aplicação do programa Pioperdas com o programa da concessionária da Bahia, Coelba. Para ilustração da aplicação deste sistema computacional, foram calculadas perdas técnicas de energia e de demanda em um transformador de distribuição. Os dados utilizados nos cálculos são dados de redes de distribuição reais, tirados da dissertação de mestrado de Mariana [9], autorizado pela concessionária de energia elétrica Coelba.

No final deste capítulo, é feito análise de cada comparação dos resultados, levando em conta os fatores de perdas e de carga nos cálculos de perdas de energia e de demanda, comparando com os resultados da metodologia da Coelba.

5.2. Comparação de Resultados do Simperdas com Sistema computacional Pioperdas

As medições foram realizadas no secundário do transformador, de maneira que, os resultados do **Simperdas** e **Pioperdas** são comparados utilizando valores das perdas técnicas do Transformador de distribuição.

5.2.1. 1ª Comparação - Transformador de 75KVA

Os Dados escolhidos para realizar os cálculos de perdas técnicas no transformador foram:

- Potência nominal do Transformador = 75KVA
- Perda no Ferro = 0.340KW
- Perda no Cobre = 1.110KW
- Medições de correntes e tensões em cada período são mostrados abaixo:

Período (Horas)	Demanda (KVA)	Correntes (A)			Tensões (V)		
		Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
00:06:54	24,84	66,08	65,51	66,08	125,30	126,40	125,30
01:06:54	21,32	56,45	55,91	56,45	125,90	127,10	125,90
02:06:54	20,24	53,93	53,42	53,93	125,10	126,30	125,10
03:06:54	20,12	53,65	53,10	53,61	125,00	126,30	125,10
04:06:54	18,54	49,28	48,89	49,36	125,40	126,40	125,20
05:06:54	19,54	51,78	51,33	51,73	125,80	126,90	125,90
06:06:54	20,87	55,43	54,99	55,39	125,50	126,50	125,60
07:06:54	21,56	56,37	56,10	56,45	127,50	128,10	127,30
08:06:54	21,00	55,51	55,25	55,47	126,10	126,70	126,20
09:06:54	22,12	58,33	58,15	58,47	126,40	126,80	126,10
10:06:54	21,58	57,32	57,18	57,50	125,50	125,80	125,10
11:06:54	22,65	59,50	59,36	59,68	126,90	127,20	126,50
12:06:54	25,65	68,13	67,80	68,02	125,50	126,10	125,70
13:06:54	25,54	67,19	66,93	67,30	126,70	127,20	126,50
14:06:54	26,54	70,44	70,04	70,60	125,60	126,30	125,30
15:06:54	32,15	85,26	85,12	85,32	125,70	125,90	125,60
16:06:54	33,25	88,38	88,03	88,45	125,40	125,90	125,30
17:06:54	35,54	93,21	93,13	93,58	127,10	127,20	126,60
18:06:54	50,73	133,57	132,42	134,21	126,60	127,70	126,00
19:06:54	45,25	121,93	120,47	121,54	123,70	125,20	124,10
20:06:54	42,56	113,31	111,62	112,68	125,20	127,10	125,90
21:06:54	40,66	107,14	105,72	106,72	126,50	128,20	127,00
22:06:54	38,21	101,08	100,37	101,25	126,00	126,90	125,80
23:06:54	30,54	80,22	79,47	80,41	126,90	128,10	126,60

Tabela 5.1 – Medições no Transformador de Distribuição pelo Simperdas

Medições calculadas pelo programa computacional **Pioperdas**, utilizando os valores de medições de correntes e tensões em cada período.

RESULTADO DA MEDIÇÃO							
PERÍODO (hs)	POTÊNCIA (Kva)	CORRENTES (A)			TENSÕES (V)		
		Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
00:00	24.840	66.080	65.510	66.080	125.300	126.400	125.300
01:00	21.320	56.450	55.910	56.450	125.900	127.100	125.900
02:00	20.240	53.930	53.420	53.930	125.100	126.300	125.100
03:00	20.119	53.650	53.100	53.610	125.000	126.300	125.100
04:00	18.539	49.280	48.890	49.360	125.400	126.400	125.200
05:00	19.541	51.780	51.330	51.730	125.800	126.900	125.900
06:00	20.870	55.430	54.990	55.390	125.500	126.500	125.600
07:00	21.560	56.370	56.100	56.450	127.500	128.100	127.300
08:00	21.000	55.510	55.250	55.470	126.100	126.700	126.200
09:00	22.119	58.330	58.150	58.470	126.400	126.800	126.100
10:00	21.580	57.320	57.180	57.500	125.500	125.800	125.100
11:00	22.651	59.500	59.360	59.680	126.900	127.200	126.500
12:00	25.650	68.130	67.800	68.020	125.500	126.100	125.700
13:00	25.540	67.190	66.930	67.300	126.700	127.200	126.500
14:00	26.539	70.440	70.040	70.600	125.600	126.300	125.300
15:00	32.150	85.260	85.120	85.320	125.700	125.900	125.600
16:00	33.249	88.380	88.030	88.450	125.400	125.900	125.300
17:00	35.540	93.210	93.130	93.580	127.100	127.200	126.600
18:00	50.730	133.570	132.420	134.210	126.600	127.700	126.000
19:00	45.249	121.930	120.470	121.540	123.700	125.200	124.100
20:00	42.560	113.310	111.620	112.680	125.200	127.100	125.900
21:00	40.660	107.140	105.720	56.450	126.500	128.200	127.000
22:00	38.210	101.080	100.370	101.250	126.000	126.900	125.800
23:00	30.540	80.220	79.470	80.410	126.900	128.100	126.600

Figura 5.1 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas

Observe que os valores de demanda calculado em cada período nos dois resultados de medições estiveram os mesmo resultados. Como mostra na tabela 5.1 e na Figura 5.1.

A Figura 5.2, apresenta curva de carga do transformador de Distribuição de 75KVA, sua curva tem um comportamento de uma curva residencial. Por este motivo o valor de pico, ou seja, o valor máximo de demanda representado tanto nas medições, tanto pela curva são iguais. Por isso sua representação é coerente para as medições acima.

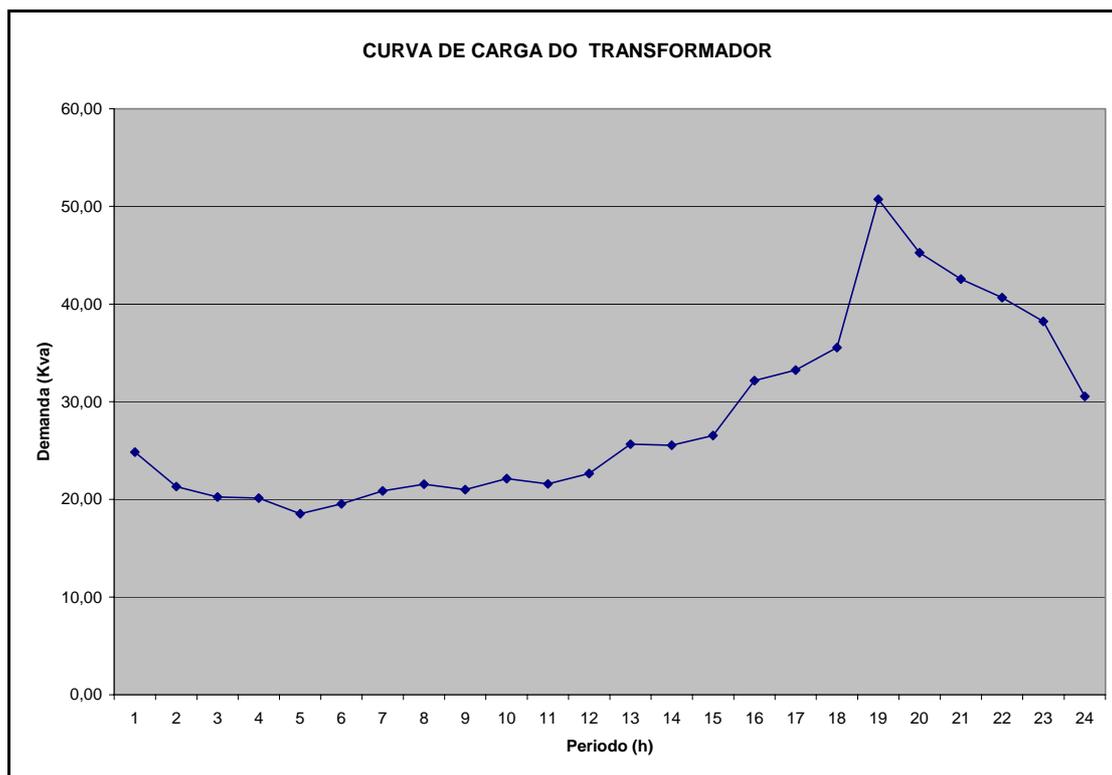


Figura 5.2 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 75 KVA

Os resultados finais de perdas, do transformador de distribuição são mostrado tanto pelo Simperdas, tanto pelo Pioperdas, como ilustra na Figura 5.3 e 5.4.

RESULTADOS				
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)	
	média	desvio padrão	média	desvio padrão
Transformador	4.028,43	203,29	0,85	0,10
Rede Secundária	9.673,64	991,48	4,51	0,51
Ramais de ligação	639,86	52,22	0,31	0,03
Medidores	1.134,04		0,13	
Total	15.475,96	337,82	5,81	0,17
Percentuais	6,54%	2,18%	11,45%	2,97%
Fatores	PERDA ADMISSÍVEL EXTRAPOLADA			
Fc (fator de carga)	43,84%	1,11%		
Fp (fator de perdas)	23,44%	1,58%		
Fu (fator de utilização)	67,64%	6,07%		
Totais				
Energia Total (kWh/ano)	236.570,57	8.901,89		
Demanda Máxima (kVA)	50,73	4,55		
Referência				
Rede	63594			
Transformador (kVA)	75 - Trifásico - 220/127V			
Desequilíbrio Máximo	15,00%			
No.de Iterações Utilizado	50			
No.de Iter. p/ precisão de 95%	30			

Figura 5.3 – Resultados no Simperdas

```

PERDAS - Bloco de notas
Arquivo  Editar  Formatar  Exibir  Ajuda

REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CALCULO DE PERDAS NO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUICAO

PROGRAMA COMPUTACIONAL EM FORTRAN

VERSÃO: PIoerdas 1.0

PARAMETROS:
TRANSFORMADOR = 75.0 Kva
PERDA NO FERRO = 0.3400 KW
PERDA NO COBRE = 1.1100 KW

FATORES:
FATOR DE CARGA (Fc) = 0.424 42.391 %
FATOR DE PERDAS (Fp) = 0.216 21.634 %
FATOR DE UTILIZAÇÃO (Fu) = 0.676 67.640 %

RESULTADOS:
DEMANDA MÉDIA = 22.3889 KW
CONSUMO = 16343.9326 Kwh
DEMANDA MÁXIMA = 50.7300 KW
ENERGIA TOTAL = 196127.1875 Kwh/ano

PERDAS NO TRANSFORMADOR:
PERDA DE ENERGIA = 3940.8123 Kwh/ano
PERDA DE DEMANDA = 0.8478 KW

```

Figura 5.4 – Resultados no Pioterdas

O valor da perda de energia pelo Simperdas estar um pouco alto em relação a perda do programa Pioterdas, como o programa Simperdas estimou um desvio padrão de ± 203.29 KWh/ano, então o valor de perda de energia do Pioterdas estar no valor aceito.

O valor da perda de demanda nos dois programas estão aproximadamente iguais, observa-se que os valores das perdas no ferro e cobre, segue as normas corretas.

Os valores dos fatores utilizados para realizar os cálculos de perdas de demanda e energia, também estão aproximadamente iguais.

As demanda média e máxima, são apresentada na tela do programa Pioperdas, já no programa Simperdas só é apresentado o valor de demanda máxima, neste caso observa-se que o valor também estão iguais.

Já no resultado da energia total houve uma diferença muito grande, fugindo do desvio padrão do programa Simperdas. Há consideração no período anual de cada programa desenvolvido, ou seja, considerações que entra os feriados, sábados e domingo. O programa Pioperdas foi desenvolvido para realizar o cálculo de energia total com um período de 8760 horas/anuais. Já o Simperdas considera o período anual, levando em conta os feriados, sábados e domingos. Por este motivo que houve uma diferença de energia em ambos os casos.

5.2.2. 2º Comparação - Transformador de 112.5KVA

Os Dados escolhidos para realizar os cálculos de perdas técnicas no transformador foram:

- Potência nominal do Transformador = 112.5KVA
- Perda no Ferro = 0.460KW
- Perda no Cobre = 1.490KW
- Medições de correntes e tensões em cada período são mostrados abaixo:

Período (Horas)	Demanda (KVA)	Correntes (A)			Tensões (V)		
		Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
00:03:48	46,65	120,73	123,51	121,20	128,80	125,90	128,30
01:03:48	45,32	117,93	123,12	118,48	128,10	122,70	127,50
02:03:48	44,87	116,94	118,05	117,31	127,90	126,70	127,50
03:03:48	43,67	113,81	114,89	114,26	127,90	126,70	127,40
04:03:48	44,35	115,77	116,86	116,13	127,70	126,50	127,30
05:03:48	42,65	110,98	112,03	111,42	128,10	126,90	127,60
06:03:48	41,87	109,12	109,21	109,64	127,90	127,80	127,30
07:03:48	42,65	110,81	114,84	111,42	128,30	123,80	127,60
08:03:48	43,65	113,58	117,91	113,94	128,10	123,40	127,70
09:03:48	42,69	110,74	115,32	111,52	128,50	123,40	127,60
10:03:48	43,68	114,83	116,20	115,37	126,80	125,30	126,20
11:03:48	44,87	118,23	120,04	118,52	126,50	124,60	126,20
12:03:48	46,98	122,54	124,48	123,40	127,80	125,80	126,90
13:03:48	47,22	123,45	125,12	124,23	127,50	125,80	126,70
14:03:48	43,65	113,23	115,20	113,76	128,50	126,30	127,90
15:03:48	44,87	116,58	118,23	117,40	128,30	126,50	127,40
16:03:48	49,68	128,87	133,12	130,09	128,50	124,40	127,30
17:03:48	52,15	137,31	139,18	137,74	126,60	124,90	126,20
18:03:48	85,47	223,80	227,74	225,57	127,30	125,10	126,30
19:03:48	69,54	180,95	183,39	182,23	128,10	126,40	127,20
20:03:48	66,32	172,44	175,17	173,93	128,20	126,20	127,10
21:03:48	35,45	92,83	94,16	93,34	127,30	125,50	126,60
22:03:48	53,28	138,53	139,62	138,64	128,20	127,20	128,10
23:03:48	49,54	129,82	131,06	130,13	127,20	126,00	126,90

Tabela 5.2 – Medições no Transformador de Distribuição pelo Simperdas

Medições calculadas pelo programa computacional **Pioperdas**, utilizando os valores de medições de correntes e tensões em cada período.

RESULTADO DA MEDIÇÃO							
PERIODO (hs)	POTENCIA (Kva)	CORRENTES (A)			TENSÕES (V)		
		Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
00:00	46.650	120.730	123.510	121.200	128.800	125.900	128.300
01:00	45.320	117.930	123.120	118.480	128.100	122.700	127.500
02:00	44.871	116.940	118.050	117.310	127.900	126.700	127.500
03:00	43.670	113.810	114.890	114.260	127.900	126.700	127.400
04:00	44.350	115.770	116.860	116.130	127.700	126.500	127.300
05:00	42.650	110.980	112.030	111.420	128.100	126.900	127.600
06:00	41.871	109.120	109.210	109.640	127.900	127.800	127.300
07:00	42.651	110.810	114.840	111.420	128.300	123.800	127.600
08:00	43.650	113.580	117.910	113.940	128.100	123.400	127.700
09:00	42.691	110.740	115.320	111.520	128.500	123.400	127.600
10:00	43.680	114.830	116.200	115.370	126.800	125.300	126.200
11:00	44.870	118.230	120.040	118.520	126.500	124.600	126.200
12:00	46.980	122.540	124.480	123.400	127.800	125.800	126.900
13:00	47.220	123.450	125.120	124.230	127.500	125.800	126.700
14:00	43.650	113.230	115.200	113.760	128.500	126.300	127.900
15:00	44.870	116.580	118.230	117.400	128.300	126.500	127.400
16:00	49.680	128.870	133.120	130.090	128.500	124.400	127.300
17:00	52.150	137.310	139.180	137.740	126.600	124.900	126.200
18:00	85.470	223.800	227.740	225.570	127.300	125.100	126.300
19:00	69.540	180.950	183.390	182.230	128.100	126.400	127.200
20:00	66.320	172.440	175.170	173.930	128.200	126.200	127.100
21:00	35.451	92.830	94.160	118.480	127.300	125.500	126.600
22:00	53.279	138.530	139.620	138.640	128.200	127.200	128.100
23:00	49.540	129.820	131.060	130.130	127.200	126.000	126.900

Figura 5.5 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas

Observe que os valores de demanda calculado em cada período nos dois resultados de medições estiveram os mesmo resultados. Como mostra na tabela 5.2 e na Figura 5.5.

A Figura 5.6, apresenta curva de carga do transformador de Distribuição de 112.5KVA, sua curva tem um comportamento de uma curva residencial. Por este motivo o valor de pico, ou seja, o valor máximo de demanda representado tanto nas medições, tanto pela curva são iguais. Por isso sua representação é coerente para as medições acima.

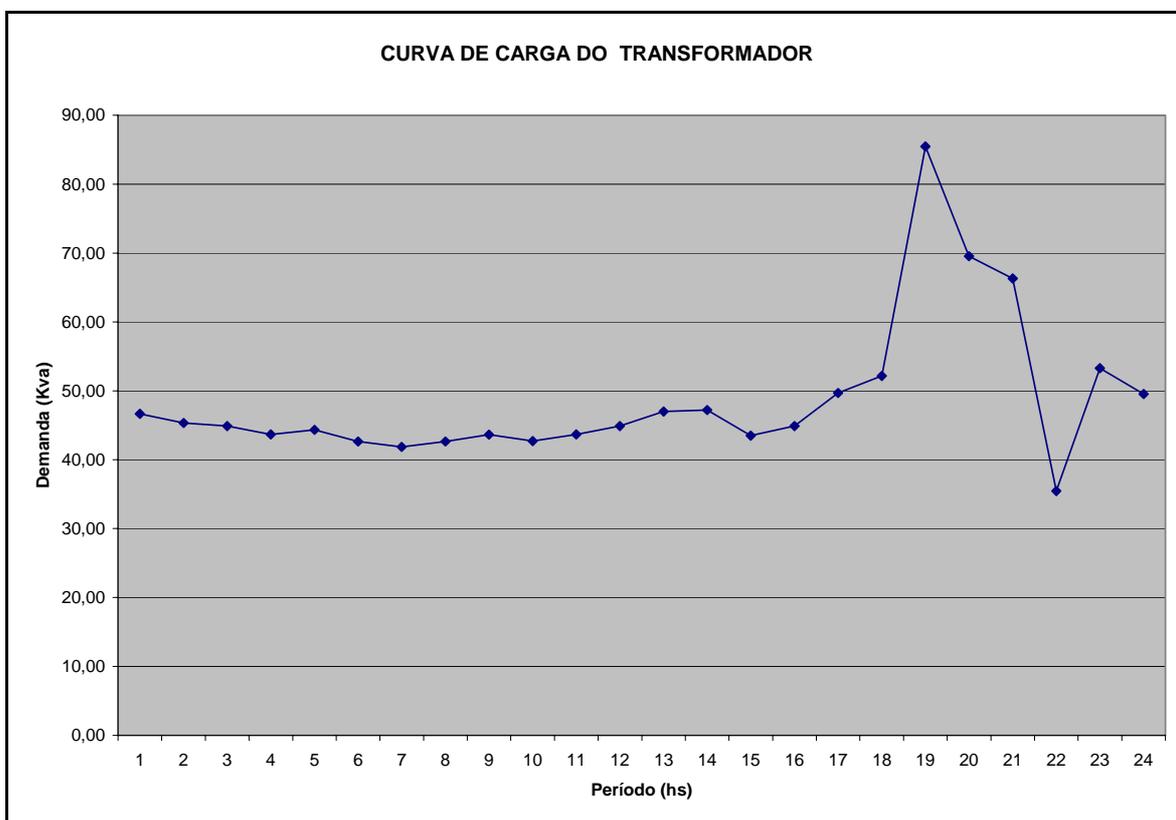


Figura 5.6 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 112.5 Kva

Os resultados finais de perdas, do transformador de distribuição são mostrado tanto pelo Simperdas, tanto pelo Pioperdas, como ilustra na Figura 5.7 e 5.8.

RESULTADOS				
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)	
	média	desvio padrão	média	desvio padrão
Transformador	5.743,93	72,64	1,32	0,04
Rede Secundária	33.933,92	2.053,01	16,24	0,92
Ramais de ligação	1.323,75	125,57	0,66	0,06
Medidores	1.404,54		0,16	
Total	42.406,14	686,04	18,39	0,31
Percentuais	11,59%	1,62%	21,51%	1,66%
Fatores	PERDA ADMISSÍVEL EXTRAPOLADA			
Fc (fator de carga)	43,41%	0,67%		
Fp (fator de perdas)	22,75%	0,61%		
Fu (fator de utilização)	75,98%	1,56%		
Totais				
Energia Total (kWh/ano)	365.843,90	16.503,95		
Demanda Máxima (kVA)	85,47	1,76		
Referência				
Rede	Trafo 93332-5			
Transformador (kVA)	112.5 - Trifásico - 220/127V			
No.de Iterações Utilizado	50			
No.de Iter. p/ precisão de 95%	30			



Figura 5.7 – Resultados no Simperdas

```

PERDAS - Bloco de notas
Arquivo  Editar  Formatar  Exibir  Ajuda

REDE SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CALCULO DE PERDAS NO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUICAO

PROGRAMA COMPUTACIONAL EM FORTRAN

VERSÃO: PIoPerdas 1.0

PARAMETROS:                                FATORES:
TRANSFORMADOR = 112.5 Kva                    FATOR DE CARGA (Fc) = 0.433 43.268 %
PERDA NO FERRO = 0.4600 KW                   FATOR DE PERDAS (Fp) = 0.224 22.403 %
PERDA NO COBRE = 1.4900 KW                   FATOR DE UTILIZAÇÃO (Fu) = 0.760 75.973 %

RESULTADOS:                                  PERDAS NO TRANSFORMADOR:
DEMANDA MÉDIA = 38.5010 KW                    PERDA DE ENERGIA = 5717.4131 Kwh/ano
CONSUMO = 28105.7266 Kwh                       PERDA DE DEMANDA = 1.3200 KW
DEMANDA MÁXIMA = 85.4700 KW
ENERGIA TOTAL = 337268.7188 Kwh/ano

DESENVOLVIDO POR: RICARDO ALEXANDRE
e-mail: eng_ricardo_alexandre@superig.com.br
e-mail: eng_ricardo@oi.com.br

```

Figura 5.8 – Resultados no Pioperdas

O valor de perda de energia nos dois programas estão aproximadamente iguais, respeitando o critério do desvio padrão do programa Simperdas, que é de ± 72.64 KWh/ano.

O valor de perda de demanda nos dois programas estão aproximadamente iguais, observa-se que os valores das perdas no ferro e cobre, respeitando o critério do desvio padrão que é de $\pm 0,04$ KW.

Os valores dos fatores utilizados para realizar os cálculos de perdas de demanda e energia, também estão aproximadamente iguais.

As demanda média e máxima, são apresentada na tela do programa Pioperdas, já no programa Simperdas só é apresentado o valor de demanda máxima, neste caso observa-se que o valor também estão iguais.

Já no resultado da energia total houve uma diferença muito pequena, fugindo do desvio padrão do programa Simperdas que é de $\pm 16.503,95$ KWh/ano. Há consideração no período anual de cada programa desenvolvido, ou seja, considerações que entra os feriados, sábados e domingo. O programa Pioperdas foi desenvolvido para realizar o cálculo de energia total com um período de 8760 horas/anuais. Já o Simperdas considera o período anual, levando em conta os feriados, sábados e domingos. Por este motivo que houve uma diferença de energia em ambos os casos.

5.2.3. 3º Comparação - Transformador de 30KVA

Os Dados escolhidos para realizar os cálculos de perdas técnicas no transformador foram:

- Potência nominal do Transformador = 30KVA
- Perda no Ferro = 0.180KW
- Perda no Cobre = 0.560KW
- Medições de correntes e tensões em cada período são mostrados abaixo:

Período (Horas)	Demanda (KVA)	Correntes (A)			Tensões (V)		
		Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
00:03:48	13,65	35,33	36,17	36,96	128,80	125,80	123,10
01:03:48	10,65	27,52	28,09	28,70	129,00	126,40	123,70
02:03:48	9,98	25,67	26,13	26,83	129,60	127,30	124,00
03:03:48	8,54	22,22	22,68	23,16	128,10	125,50	122,90
04:03:48	10,65	27,78	28,29	28,91	127,80	125,50	122,80
05:03:48	9,22	24,01	24,31	24,87	128,00	126,40	123,60
06:03:48	10,69	27,93	28,19	29,06	127,60	126,40	122,60
07:03:48	11,25	29,07	29,32	30,19	129,00	127,90	124,20
08:03:48	10,25	26,38	26,63	27,40	129,50	128,30	124,70
09:03:48	10,33	26,88	27,20	27,99	128,10	126,60	123,00
10:03:48	10,87	28,26	28,60	29,36	128,20	126,70	123,40
11:03:48	12,56	32,84	33,17	34,09	127,50	126,20	122,80
12:03:48	13,65	35,55	35,91	37,05	128,00	126,70	122,80
13:03:48	13,97	36,18	36,58	37,64	128,70	127,30	123,70
14:03:48	12,57	32,56	32,91	33,87	128,70	127,30	123,70
15:03:48	12,58	32,58	32,91	33,90	128,70	127,40	123,70
16:03:48	14,84	38,23	38,80	39,99	129,40	127,50	123,70
17:03:48	15,65	40,88	41,37	42,52	127,60	126,10	122,70
18:03:48	16,54	43,07	44,14	45,68	128,00	124,90	120,70
19:03:48	21,18	55,81	57,07	59,18	126,50	123,70	119,30
20:03:48	18,44	48,63	49,89	51,83	126,40	123,20	118,60
21:03:48	17,58	46,25	47,37	48,96	126,70	123,70	119,70
22:03:48	15,88	41,23	42,14	43,49	128,40	125,60	121,70
23:03:48	14,58	37,76	38,69	39,38	128,70	125,60	123,40

Tabela 5.3 – Medições no Transformador de Distribuição pelo Simperdas

Medições calculadas pelo programa computacional **Pioperdas**, utilizando os valores de medições de correntes e tensões em cada período.

RESULTADO DA MEDIÇÃO							
PERÍODO (hs)	POTÊNCIA (Kva)	CORRENTES (A)			TENSÕES (V)		
		Ia	Ib	Ic	Va	Vb	Vc
00:00	13.650	35.330	36.170	36.960	128.800	125.800	123.100
01:00	10.651	27.520	28.090	28.700	129.000	126.400	123.700
02:00	9.980	25.670	26.130	26.830	129.600	127.300	124.000
03:00	8.539	22.220	22.680	23.160	128.100	125.500	122.900
04:00	10.651	27.780	28.290	28.910	127.800	125.500	122.800
05:00	9.220	24.010	24.310	24.870	128.000	126.400	123.600
06:00	10.690	27.930	28.190	29.060	127.600	126.400	122.600
07:00	11.250	29.070	29.320	30.190	129.000	127.900	124.200
08:00	10.250	26.380	26.630	27.400	129.500	128.300	124.700
09:00	10.330	26.880	27.200	27.990	128.100	126.600	123.000
10:00	10.870	28.260	28.600	29.360	128.200	126.700	123.400
11:00	12.559	32.840	33.170	34.090	127.500	126.200	122.800
12:00	13.650	35.550	35.910	37.050	128.000	126.700	122.800
13:00	13.969	36.180	36.580	37.640	128.700	127.300	123.700
14:00	12.570	32.560	32.910	33.870	128.700	127.300	123.700
15:00	12.579	32.580	32.910	33.900	128.700	127.400	123.700
16:00	14.841	38.230	38.800	39.990	129.400	127.500	123.700
17:00	15.650	40.880	41.370	42.520	127.600	126.100	122.700
18:00	16.540	43.070	44.140	45.680	128.000	124.900	120.700
19:00	21.180	55.810	57.070	59.180	126.500	123.700	119.300
20:00	18.440	48.630	49.890	51.830	126.400	123.200	118.600
21:00	17.580	46.250	47.370	28.700	126.700	123.700	119.700
22:00	15.879	41.230	42.140	43.490	128.400	125.600	121.700
23:00	14.579	37.760	38.690	39.380	128.700	125.600	123.400

Figura 5.9 - Medições no Transformador de Distribuição pelo Pioperdas

Observe que os valores de demanda calculado em cada período nos dois resultados de medições estiveram os mesmo resultados. Como mostra na tabela 5.3 e na Figura 5.9.

A Figura 5.10, apresenta curva de carga do transformador de Distribuição de 30KVA, sua curva tem um comportamento de uma curva residencial. Por este motivo o valor de pico, ou seja, o valor máximo de demanda representado tanto nas medições, tanto pela curva são iguais. Por isso sua representação é coerente para as medições acima.

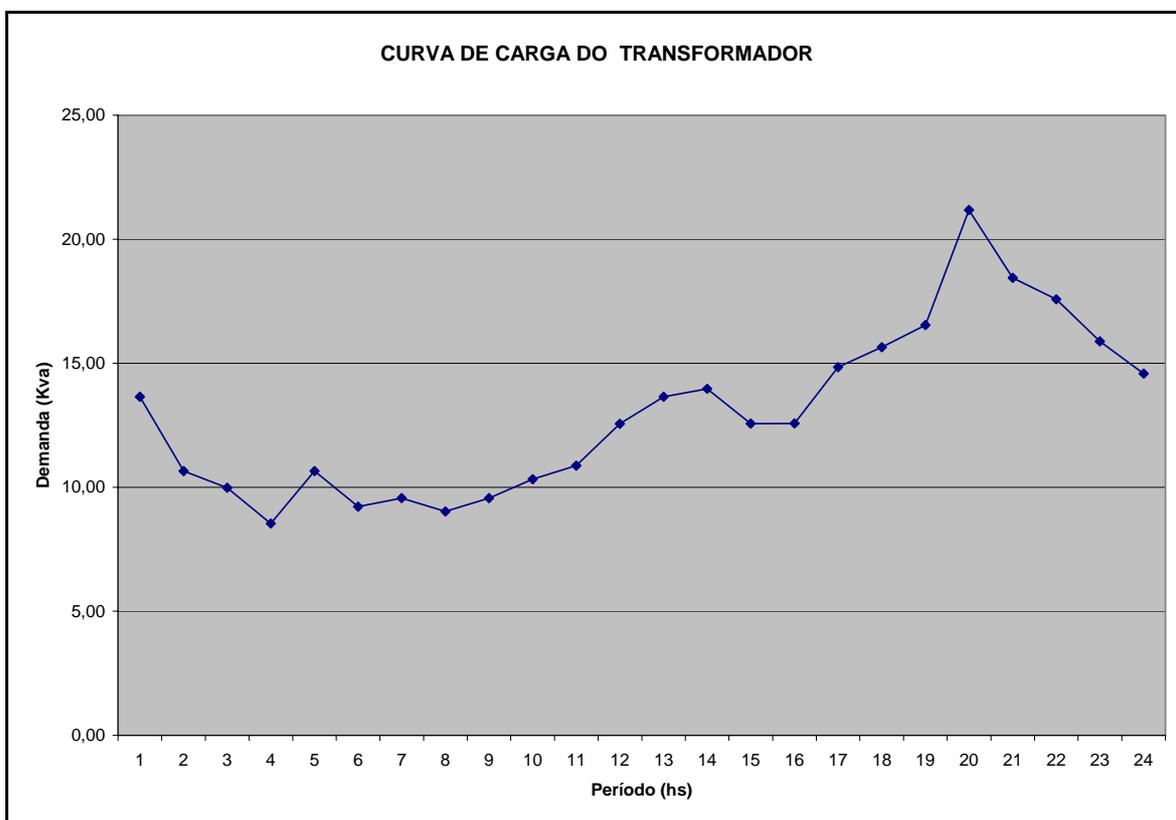


Figura 5.10 – Curva de Carga do Transformador de Distribuição de 30KVA

Os resultados finais de perdas, do transformador de distribuição são mostrados tanto pelo Simperdas, tanto pelo Pioperdas, como ilustra na Figura 5.11 e 5.12.

Microsoft Excel - 21744-10003.xls

Arquivo Editar Exibir Inserir Formatar Ferramentas Dados Janela Ajuda

Arial 10 N I S

H22 = 0.527530897095425

RESULTADOS					
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)		
	média	desvio padrão	média	desvio padrão	
Transformador	2.280,09	164,89	0,46	0,07	
Rede Secundária	2.219,94	627,48	0,82	0,25	
Ramais de ligação	0,05	0,01	0,00	0,00	
Medidores	332,93		0,04		
Total	4.833,00	216,26	1,33	0,09	
Percentuais	4,38%	0,20%	6,26%	0,42%	
Fatores					
Fc (fator de carga)	47,65%	1,77%			
Fp (fator de perdas)	28,47%	2,46%			
Fu (fator de utilização)	70,61%	9,36%			
Totais					
Energia Total (kWh/ano)	110.463,12	17.455,25			
Demanda Máxima (kVA)	21,18	2,81			
Referência					
Rede	21744-1				
Transformador (kVA)	30 - Trifásico - 220/127V				
Desequilíbrio Máximo	15,00%				
No. de Iterações Utilizado	50				
No. de Iter. p/ precisão de 95%	30				

UNIFACS
UNIVERSIDADE
SALVADOR
BAHIA

coelba
Grupo BRL ELETRO

Gráfico última iteração | Dados dos Consumidores | Resultados

Figura 5.11 – Resultados no Simperdas

```

REDE SECUNDARIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELETRICA

CALCULO DE PERDAS NO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUICAO

PROGRAMA COMPUTACIONAL EM FORTRAN

VERSAO: PI0perdas 1.0

PARAMETROS:                                FATORES:
TRANSFORMADOR = 30.0 Kva                    FATOR DE CARGA (Fc) = 0.471 47.129 %
PERDA NO FERRO = 0.1800 KW                  FATOR DE PERDAS (Fp) = 0.259 25.949 %
PERDA NO COBRE = 0.5600 KW                  FATOR DE UTILIZAÇÃO (Fu) = 0.706 70.600 %

RESULTADOS:                                PERDAS NO TRANSFORMADOR:
DEMANDA MEDIA = 10.3922 KW                  PERDA DE ENERGIA = 2211.2930 KWh/ano
CONSUMO = 7586.2959 KWh                     PERDA DE DEMANDA = 0.4591 KW
DEMANDA MAXIMA = 21.1800 KW
ENERGIA TOTAL = 91035.5469 KWh/ano

DESENVOLVIDO POR: RICARDO ALEXANDRE
e-mail: eng_ricardo_alexandre@superig.com.br
e-mail: eng_ricardo@oi.com.br

```

Figura 5.12 – Resultados no Pioperdas

O valor de perda de energia nos dois programas estão próximos, respeitando o critério do desvio padrão do programa Simperdas, que é de ± 164.89 KWh/ano.

O valor de perda de demanda nos dois programas estão aproximadamente iguais, observa-se que os valores das perdas no ferro e cobre, respeitando o critério do desvio padrão que é de $\pm 0,07$ KW.

Os valores dos fatores utilizados para realizar os cálculos de perdas de demanda e energia, também estão aproximadamente iguais.

As demanda média e máxima, são apresentada na tela do programa Pioperdas, já no programa Simperdas só é apresentado o valor de demanda máxima, neste caso observa-se que o valor também estão iguais.

Já no resultado da energia total houve uma diferença muito pequena, fugindo do desvio padrão do programa Simperdas que é de $\pm 17.455,25$ KWh/ano. Há consideração no período anual de cada programa desenvolvido, ou seja, considerações que entra os feriados, sábados e domingo. O programa Pioperdas foi desenvolvido para realizar o cálculo de energia total com um período de 8760 horas/anuais. Já o Simperdas considera o período anual, levando em conta os feriados, sábados e domingos. Por este motivo que houve uma diferença de energia em ambos os casos.

5.3. Conclusões

Pelos exemplos que foi visto neste capítulo, fica fácil notar que o sistema computacional desenvolvido permite avaliação das perdas técnicas, como perdas de energia e perda de demanda, mais também permite resultados muito próximos, agregando um nível de resposta em alta precisão.

Também pode ser verificado que a metodologia adotado permite a obtenção de curvas de cargas de perfil semelhante às curvas de cargas reais, apresentando desvios aceitáveis.

Neste capítulo foi realizadas três comparações utilizando dois programa com metodologia diferentes mas com resultados bastante parecido, respeitando o desvio padrão do software Simperdas, já que o programa é utilizar valores de medições reais da concessionárias de energia elétrica da Bahia (Coelba).

Finalmente, foi apresentada uma análise bem detalhada dos dois programa, quanto a estrutura de visualização dos resultados, perfil de curva de carga, entrada de dados do Pioperdas, valores de medições e correntes, considerando o circuito equilibrado de cada amostra, porém o que é mais importante nessa metodologia de simulação é que os cálculos das perdas de energia são realizadas de maneira direta, sem a utilização do fator de perdas como uma função do fator de carga, pois como foi demonstrado no capítulo 3, na equação 3.6, a utilização do fator **K** para relacionar os dois fatores pode levar a valores de perdas de energia significativamente diferentes.

CONCLUSÕES

Este trabalho procurou estabelecer uma metodologia agregada e probabilidade de cálculo simplificado de perdas em rede secundária de distribuição de energia elétrica, no transformador de distribuição. Utilizando informações de leituras de corrente e tensão nos terminais do secundário do transformador de distribuição, para a computação necessária a sua implantação prática do sistema computacional.

O método busca calcular ou resolver com muita confiabilidade dos resultados detalhados das perdas técnicas de energia e demanda utilizando diretamente a curva de carga, não havendo a necessidade do cálculo indireto a partir da perda máxima de demanda e do fator de perdas que, por sua vez, é estimado a partir do fator de carga.

Como o cálculo é realizado de forma detalhada, são calculadas as perdas no transformador de distribuição, os fatores que serviram para os cálculos de perdas, sua demanda máxima e média obtido pela curva de carga do transformador, sua energia total e também consumo diário.

A metodologia foi implementada por um sistema computacional compostos de entrada e saída de dados utilizando arquivos, afim de facilitar nos cálculos e também na estrutura de visualização dos resultados.

O programa computacional, o Pioperdas, permite ao usuário aproximar os modelos da realidade na medida em que:

- É possível elaborar as curvas de carga do transformador através de medições de corrente e tensão no secundário do transformador.
- É possível indicar através da curva de carga, os valores de demanda máxima e média do transformador de distribuição.
- É possível realizar um banco de dados de parâmetros, com a finalidade de armazenar as perdas do ferro e do cobre do transformador, estes valores são estabelecidos pela norma NBR 5356/1991 – Classe 15KV.
- É possível visualizar de modo bem detalhado e estruturada, os cálculos de demanda para cada período, com também as correntes e tensões de fase-neutro.
- Inclusão, no modelo de cálculo, da estimativa das perdas técnicas devido a consumidores clandestinos. Sabe-se que a energia consumida por um consumidor clandestino constitui uma perda não técnica. Porém, ela implica numa perda técnica na rede que atende esse consumidor.

Obteve-se assim uma metodologia probabilística e uma ferramenta de cálculo simples de usar, que pode ser aplicada com um mínimo de informações de uma concessionária e que pode ser moldado com as informações de campo específicas da concessionária no grau por ela desejado, à medida que invista em cadastros reais e campanhas detalhadas de seus consumidores.

Uma possível evolução para este programa é a utilização da curva de carga dos transformadores das regiões definidas, segundo a mesma metodologia desenvolvida para atender a rede secundária, as perdas de potência e energia para redes primária da concessionária.

BIBLIOGRAFIA

- [1] SIMONE, GILIO ALUISIO. Transformadores Teoria e Exercícios, 8ª Edição, Editora Érica Ltda, São Paulo, Brasil, 2000.
- [2] BACELAR, J. Perdas no Sistema de Distribuição da COELBA, Relatório 214R – COELBA, Salvador, Brasil, 1994.
- [3] JARDINI, J A; CASOLARR, R P. Curvas Diárias de Carga de Consumidores Residenciais, Comerciais e Industriais, XII SENDI, São Paulo, Brasil, 1997.
- [4] MÉFFE, A. Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2000.
- [5] YOSHIMOTO, EDUARDO. Planejamento de Redes Secundária de Distribuição de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, São Paulo, Brasil, 2003.
- [6] GUEMBAROVSKI, RICARDO HAUS. Utilização de um Sistema de Informações Geográficas para a Adequação do Carregamento Elétrico de Transformadores, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 1999.

[7] CODI – COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO. Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição, Documento Técnico CODI – 3.2.19.34.0, Agosto de 1996.

[8] CIPOLI, J A. Avaliação das Perdas de Energia no Sistema Elétrico, I – SIDE, Belo Horizonte, Brasil, 1990.

[9] STRAUCH, MARIANA TORRES. Desenvolvimento de Metodologia para Cálculo de Perdas Elétricas em Redes de Distribuição de Baixa Tensão, Dissertação de Mestrado, UNIFACS, Salvador, Brasil, 2002.