

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
PPGEP/UFSC

**UTILIZAÇÃO DE UM SISTEMA DE INFORMAÇÕES
GEOGRÁFICAS PARA A ADEQUAÇÃO DO
CARREGAMENTO
ELÉTRICO DE TRANSFORMADORES**

**Dissertação de mestrado submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
para obtenção do grau de mestre em Engenharia**

RICARDO HAUS GUEMBAROVSKI

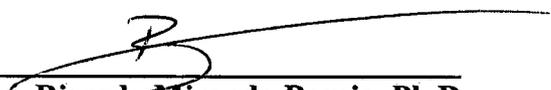
Orientadora: Prof^a. Edis Mafra Lapolli, Dr^a.

Florianópolis, 28 de maio de 1999.

UTILIZAÇÃO DE UM SISTEMA DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS PARA A ADEQUAÇÃO DO CARREGAMENTO ELÉTRICO DE TRANSFORMADORES

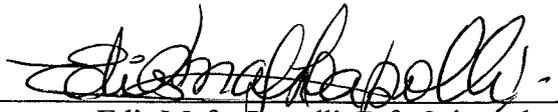
RICARDO HAUS GUEMBAROVSKI

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de “Mestre em Engenharia”, especialidade Engenharia de Produção, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.

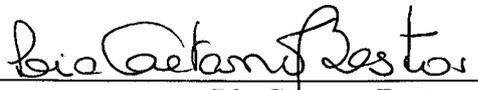


Professor Ricardo Miranda Barcia, Ph.D
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de produção

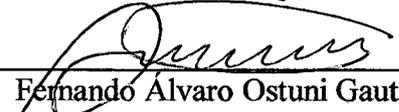
Banca Examinadora:



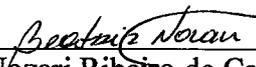
Edis Mafra Lapolli, Dr^a, Orientadora



Lia Caetano Bastos, Dr^a.



Fernando Alvaro Ostuni Gauthier, Dr.



Beatriz Nozari Ribeiro de Carvalho, M. Eng.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	I
LISTA DE TABELAS.....	II
LISTA DE QUADROS.....	III
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	IV
RESUMO.....	V
ABSTRACT.....	VI
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 ORIGEM DO TRABALHO.....	1
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO.....	2
1.3 IMPORTÂNCIA E JUSTIFICATIVA DO TRABALHO.....	2
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	4
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	5
2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	5
2.1.1 Conceituação.....	5
2.1.2 Organização da Engenharia de Distribuição.....	9
2.1.2.1 Filosofia de Atuação.....	9
2.1.2.2 Organograma de uma Concessionária.....	12
2.1.2.3 Expansão do Sistema de Distribuição.....	16
2.1.3 Qualidade de Fornecimento.....	18
2.1.3.1 Metas de Qualidade.....	18
2.1.3.1.a Continuidade de Fornecimento.....	19
2.1.3.1.b Níveis de Tensão de Fornecimento.....	21
2.2 SISTEMAS DE INFORMAÇÃO GEOGRÁFICA.....	25
2.2.1 Introdução.....	25
2.2.2 Desenvolvimento dos SIGs.....	26

2.2.3	Características de Sistemas de Geoprocessamento.....	27
2.2.4	Arquitetura Interna de um SIG.....	29
2.2.5	Conceitos Básicos.....	29
2.2.5.1	Fontes de Dados.....	31
2.2.5.2	Estrutura de Representação de Dados Espaciais.....	32
2.2.5.2.a	Estrutura Raster.....	34
2.2.5.2.b	Estrutura Vetorial.....	34
2.2.5.3	Banco de Dados.....	37
2.2.5.3.a	Conceitos.....	37
2.2.5.4	Interface de Banco de Dados.....	41
3.	METODOLOGIA PROPOSTA.....	42
3.1	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	42
3.2	PROCEDIMENTO CONVENCIONAL DE ADEQUAÇÃO DE POTÊNCIA.....	44
3.3	MODELO PROPOSTO.....	45
3.3.1	Conversão Estatística kWh-> kVA.....	46
3.3.2	Critério de Carregamento de Transformadores.....	48
3.3.3	Critério de Tensão.....	49
3.3.4	Critério de Desequilíbrio de Carga de Circuitos Secundários.....	50
3.3.5	Fluxograma Seletivo – Carregamento de Transformadores.....	51
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	53
4.	SISTEMA PROPOSTO.....	55
4.1	INTRODUÇÃO.....	55
4.2	MODELAGEM DO PROBLEMA.....	55
4.3	ALGORÍTMO UTILIZADO.....	58
4.4	FUNÇÃO PENALIDADE.....	59
4.5	MATRIZ DE SOLUÇÃO.....	62

4.6 FLUXOGRAMA DO SISTEMA.....	68
4.7 ANÁLISE ECONÔMICA.....	69
4.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	75
5. APLICAÇÃO PRÁTICA.....	77
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	77
5.2 LEVANTAMENTO DOS DADOS.....	77
5.3 APLICAÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO.....	78
5.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	85
5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	89
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	90
6.1 CONCLUSÕES.....	90
6.2 RECOMENDAÇÕES.....	91
ANEXOS	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97

À Gisele de Oliveira Graf
Guembarovski, pelo singular
apoio e principalmente por
acreditar em mim.

Às pessoas que acreditam em
desenvolvimento, e com otimismo
lutam por um mundo melhor.

Ao Senhor Deus que concedeu
inteligência e criatividade aos
homens.

AGRADECIMENTOS

À Prof^a. Dr^a Edis Mafra Lapolli, pela orientação, paciência, e principalmente pela impaciência nos momentos oportunos.

À minha esposa, Gisele de Oliveira Graf Guembarovski, pelo convívio nos momentos difíceis de abstração e questionamentos, mas que com muita arte soube apoiar-me, relevando os acontecimentos em pró do progresso.

Ao Prof. Dr. Sérgio Fernando Mayerle, pela presteza e atenção em momentos de muitas dúvidas.

Aos Engenheiros Jean Carlo Albino, Francisco Jose Seleiro Pimentel, Jackson da Silva, Raul Felipe Buendgens, Carlos Alberto Pedrini e Salete Monteiro Franco, pelo incentivo e contribuições.

À Celesc, Centrais Elétricas de Santa Catarina, pela oportunidade de aprimorar meus conhecimentos.

Aos Engenheiros Paulo Cesar da Silveira, Celso Ternes Leal, Romeu Digliacano pelo apoio recebido.

À Universidade Federal de Santa Catarina, pela oportunidade concedida na realização do Curso de pós-graduação em Engenharia de Produção

Aos familiares e amigos, pela compreensão e apoio ao longo de mais um trabalho.

Ao Engenheiro João Sorgi Junior (Folhinha), pelo apoio e incentivo recebido. Mesmo ausente, continuas presente nas linhas da inovação, dado o exemplo de irreverência e inconformismo deixado a nós. Agradeço-te, sua luz iluminou-me e seu brilho faz-me continuar a lutar, tenho certeza primão.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Subestação de Distribuição.....	6
Figura 2.2 Transformador de Distribuição.....	7
Figura 2.3 Rede Primária e Secundária.....	8
Figura 2.4 Organograma Clássico – Empresa de Distribuição de Energia.....	12
Figura 2.5 Formas de Dados.....	33
Figura 2.6 Estrutura Vetorial de Rede.....	36
Figura 3.1 Pontos de Medição, Curva Geométrica (50%), Função kVAS (90%).....	47
Figura 3.2 Fluxograma Seletivo.....	53
Figura 4.1 Modelo Hipotético do Problema de Atribuição.....	57
Figura 4.2 Fluxograma do Sistema.....	68
Figura 5.1 Interfaces de Entrada.....	83
Figura 5.2 Localização do Arquivo de Dados.....	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Tensão Secundária em 380/220 Volts.....	24
Tabela 4.1 Dados de Identificação do Transformador, Potência Nominal, Demanda Estimada e Coordenadas.....	65
Tabela 4.2 Relação entre Transformadores Existentes e Transformadores Avariados por Sobrecarga.....	70
Tabela 4.3 Valor Total (H/h) – Transformador Recondicionado.....	71
Tabela 4.4 Composição do Custo Total – Sobrecarga.....	72
Tabela 4.5 Dados Necessários à Análise de Potência Ociosa e Cálculos.....	72
Tabela 4.6 Variáveis que Integram a Análise – Potência Ociosa.....	73
Tabela 4.7 Benefício Econômico Total.....	74
Tabela 5.1 Transformadores com Queda de Tensão $I_q\%$, Desequilíbrio de Carga $I_d\%$, e Carregamento Elétrico $K(0)_i$ inadequados.....	79
Tabela 5.2 Simulação de Equilíbrio de Carga.....	80
Tabela 5.3 Transformadores com os Respetivos Atributos.....	81

LISTA DE QUADROS

Quadro 4.1 Matriz MS.....	67
Quadro 5.1 Solução à Adequação do Carregamento Elétrico.....	84
Quadro 5.2 Valores de Demanda $D(0)_j$ e Carregamento Elétrico Atual $K(0)_i$	85
Quadro 5.3 Resultados Conforme Solução Proposta.....	86
Quadro 5.4 Análise Comparativa do Carregamento Elétrico $K(0)_i$	87
Quadro 5.5 Análise Comparativa do Carregamento Elétrico $K(5)_i$	88

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	- Ampère
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AM/FM	- Automated Mapping / Facilities Management
CAD	- Computer Aided Design
CAN	- Computer Aided Mapping
CELESC	- Centrais Elétricas de Santa Catarina
CODI	- Comitê de Distribuição
DPSD	- Departamento de Desenvolvimento de Sistemas de Distribuição
Kg	- Quilograma
ODBC	- Open Date Base Connection
SD	- Sistema de Distribuição
SIG	- Sistema de Informações Geográficas
UFSC	- Universidade Federal de Santa Catarina
UTM	- Universal Transversor Mercator
V	- Volt
VA	- Voltampère
Wh	- Watt-hora

RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia baseada em SIGs (Sistemas de Informação Geográfica) para minimizar custos de adequação do carregamento elétrico dos transformadores que compõem um sistema de distribuição, para uma demanda projetada ao longo do horizonte de planejamento adotado pela concessionária.

Inicialmente apresenta-se a organização atual das concessionárias quanto a gerência de distribuição e descreve-se os elementos que compõem o sistema assim como os critérios adotados para expandir, operar e manter o sistema dentro de padrões estabelecidos.

Sequencialmente demonstra-se os fundamentos necessários à concepção do sistema bem como as técnicas convencionais que vem sendo atualmente utilizadas.

O sistema proposto visa a determinação de uma política ótima de adequação do carregamento elétrico dos transformadores, considerando o estado atual de carregamento e o incremento de demanda previsto para o sistema no horizonte de planejamento adotado, sugerindo alterações de potência nominal dos circuitos, utilizando os próprios transformadores contidos no escopo do problema com o deslocamento mínimo possível para viabilizar a solução proposta.

Após a apresentação do sistema proposto e da análise econômica é realizado uma aplicação prática demonstrando a melhor taxa de utilização dos transformadores no horizonte de planejamento adotado.

ABSTRACT

This paper proposes a methodology based on Geographic Information Systems to minimize costs (of adequacy) of electrical loading of transformers that constitute a distribution system, considering an estimated demand.

Firstly, we present the current organization of the electrical utility companies regarding the distribution management and we describe the elements which compose the system as well as the criteria adapted to expand, operate and maintain the system within established patterns.

Then we demonstrate the fundamental concepts needed to create the system and the conventional technics that have been used lately.

The proposed system aims to determine an idea policy (of adequacy) of electrical loading of transformers, considering the current loading and the increment of demand estimated for the future, suggesting alterations of the circuit nominal potency, using the transformers that have already been used with minimum dislocation to make the proposed solution viable.

Following the presentation of the proposed system and the estimation of costs, we realize a practical application showing the best rate of utilization of transformers in the horizon of the adopted planning.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Origem do Trabalho

Nos últimos anos tem-se percebido uma evolução significativa na busca de um relacionamento mais estreito entre prestadores de serviços e clientes. O fator motivador é o nível de competitividade crescente e o fator condicionante é a sobrevivência da empresa no mercado. Mesmo atuando em regime de monopólio, as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil estão, cada vez mais, preocupadas com a evolução destes fatores. É de vital importância, então, se dispor de ferramentas tecnológicas de última geração para responder com agilidade, qualidade e produtividade às exigências de um mercado cada vez mais seletivo.

A tecnologia de AM/FM/GIS constitui um instrumento poderoso para a integração de dados de diversas fontes, baseados na localização espacial e nos relacionamentos destes dados. Pôr isso, é cada vez maior a convicção de que esta tecnologia vem efetivamente ao encontro das necessidades das concessionárias, ao permitir uma adequada coordenação de todas as atividades realizadas na Gerência de Redes de Distribuição.

Hoje se observa uma grande efervescência no mercado de SIG, com todas as concessionárias de energia elétrica, gás canalizado, telefonia, água e esgoto, assim como prefeituras e órgãos ambientais, procurando implementar esta tecnologia em suas rotinas técnicas.

Outro aspecto relevante acerca da necessidade de modernização das concessionárias é a questão da qualidade de fornecimento de energia elétrica que atualmente é controlado pela Agência Nacional de empresas de Energia Elétrica - ANEEL. Conforme esta regulamentação, as concessionárias deverão cumprir critérios de fornecimentos

estabelecidos, sob pena de multas extraordinárias ou mesmo perda de concessão de fornecimento.

Com a idéia básica de minimizar custos de adequação do carregamento elétrico dos transformadores que compõem um sistema de distribuição para uma demanda projetada ao longo do horizonte de planejamento adotado pela concessionária, teve origem este trabalho.

1.2 Objetivos do Trabalho

Este trabalho apresenta como objetivo geral a minimização de custos do sistema de distribuição de uma concessionária, através da adequação do carregamento elétrico dos transformadores, utilizando um Sistema de Informação Geográfica (SIG).

Como objetivos específicos, têm-se:

- Aumentar a vida útil dos transformadores de distribuição instalados;
- Melhorar a qualidade dos serviços prestados pela concessionária;
- Reduzir acentuadamente os custos operacionais do sistema de distribuição.

1.3 Importância e Justificativa do Trabalho

As empresas de energia elétrica anualmente contabilizam perdas em geral. A falta de ferramentas adequadas levou-as à gerência inadequada contabilizando ano após ano seus gastos com equipamentos elétricos danificados por pura falta de planejamento e controle adequado do sistema.

Neste contexto, faz-se necessário o desenvolvimento de aplicações específicas no ambiente SIG para solução de problemas típicos de engenharia de distribuição, sendo que os benefícios almejados são:

- Otimização da aplicação de recursos na rede;
- Incremento de agilidade e de precisão nos processos de engenharia;
- Disponibilização rápida de informações do cadastro da rede e dos processos gerenciais correlatos;
- Aumento da vida útil dos transformadores instalados;
- Melhoria da qualidade dos serviços prestados;
- Redução acentuada dos custos operacionais;
- Incorporação rápida ao cadastro de alterações/ampliações na rede elétrica;
- Aumento geral na produtividade dos empregados envolvidos nos processos operacionais de gerência da rede.

Dentre os vários problemas de gerência de redes de distribuição, a quantidade de kVA ociosa e avaria de transformadores por sobrecarga seguramente constituem os fatores que mais acarretam despesas às empresas. Vale observar que uma agência regional que gerencia 224.124 mil consumidores, a exemplo de Florianópolis, gasta aproximadamente 111.000,00 mil reais/ano em problemas de queima de transformadores por sobrecarga (Fonte: Ag. Central Celesc).

O controle dos transformadores é o objeto principal deste trabalho. A redução da quantidade de transformadores avariados por sobrecarga e a potência instalada ociosa (subcarregamento) representam as parcelas mais significativas dos gastos. No entanto, é importante observar que o desequilíbrio de carga em circuitos de baixa tensão, problemas de tensão e desligamentos desnecessários também integram o domínio de variáveis que serão beneficiadas por uma aplicação específica de SIG, ou seja, a adequação ótima do carregamento elétrico dos transformadores.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho encontra-se estruturado em seis capítulos.

Neste capítulo, a origem, os objetivos e a justificativa da pesquisa são descritos. Sua finalidade é introduzir o tema da pesquisa e a estrutura do trabalho.

O segundo capítulo apresenta a fundamentação teórica sobre Sistemas de Distribuição e Sistemas de Informações Geográficas. Fundamentação esta, necessária para o desenvolvimento da metodologia proposta.

A metodologia proposta é abordada no terceiro capítulo. Esta metodologia baseia-se no reaproveitamento dos transformadores existentes.

No quarto capítulo, é apresentado o sistema proposto desde a sua modelagem até a matriz de solução, finalizando com uma análise econômica.

Uma aplicação prática, envolvendo a determinação da adequação do carregamento elétrico é mostrada, utilizando-se o sistema proposto, no quinto capítulo.

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

Finalmente, a bibliografia consultada é listada.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Sistemas de Distribuição

2.1.1 Conceituação

Conforme o Comitê de Distribuição – CODI/ELETOBRÁS, 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.

Em meados da década de 1970, as empresas distribuidoras de energia elétrica passaram a sofrer pressões de ordem econômica, restrições em seus investimentos e exigências de qualidade no fornecimento por parte de seus consumidores. É claro que a qualidade se obtém através da elevação dos níveis de investimentos ou de maior desembolso por parte do produtor, em nosso caso, pelas distribuidoras de energia elétrica. Em situações como essas é que surgem grandes idéias ou invenções, e novamente não se fugiu à regra, uma vez que o setor vem sofrendo significativas alterações, tanto de ordem estrutural como o que tange otimização em geral utilizando novas tecnologias.

Segundo Hélio Creder, (1991) - Instalações Elétricas, a distribuição é a parte do sistema elétrico já dentro dos centros de utilização (cidades, bairros e indústrias). A distribuição começa na subestação abaixadora (Figura 2.1) onde a tensão da linha de transmissão é abaixada para valores padronizados nas redes de distribuição primária (15kV, 25kV e 34.5kV).

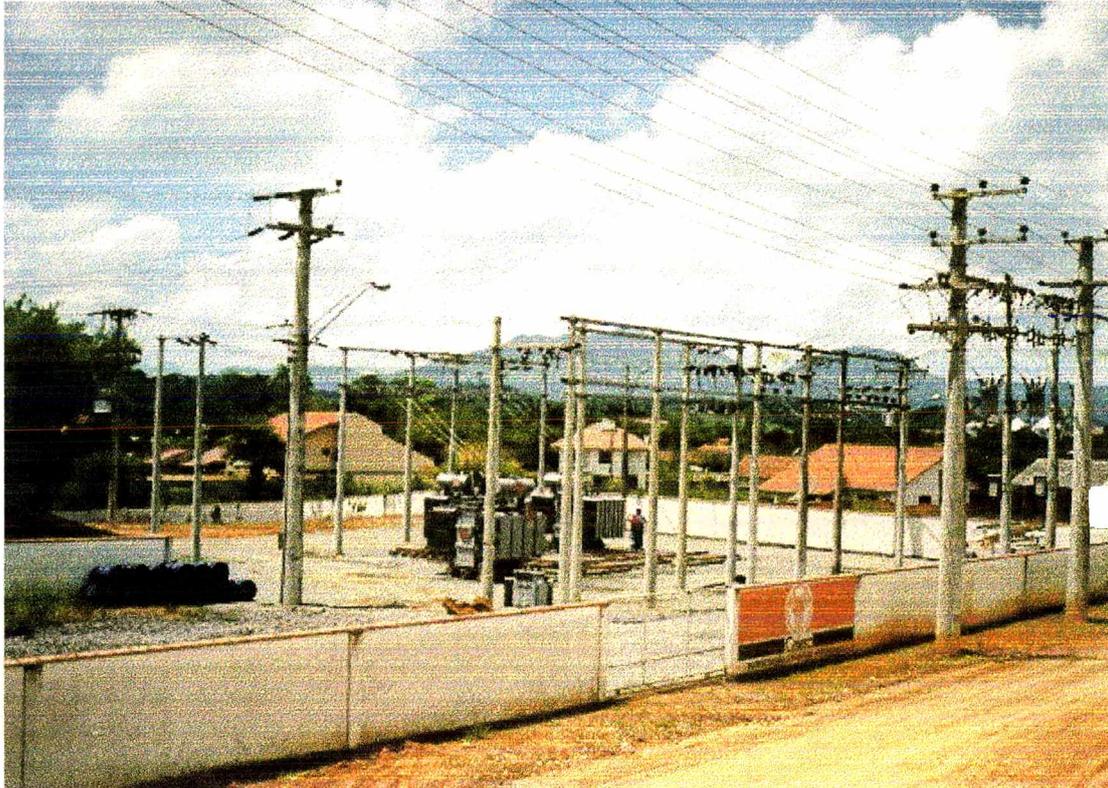


FIGURA: 2.1 Subestação de Distribuição

Fonte: DPSD - Celesc

Das subestações de distribuição primária partem as redes de distribuição secundária ou de baixa-tensão. A parte final de um sistema elétrico é a subestação abaixadora para a baixa-tensão, ou seja, na tensão de utilização (380/220 V, 220/127 V). No Brasil há cidades onde a tensão fase-neutro é de 220 V (Brasília, Florianópolis, etc.) e outras em 110 V (Rio de Janeiro, São Paulo, etc.).

As redes de distribuição dentro dos centros urbanos podem ser aéreas ou subterrâneas. Nas redes aéreas, os transformadores (Figura 2.2) podem ser montados em postes ou em subestações abrigadas; nas redes subterrâneas os transformadores deverão ser montados em câmaras subterrâneas.

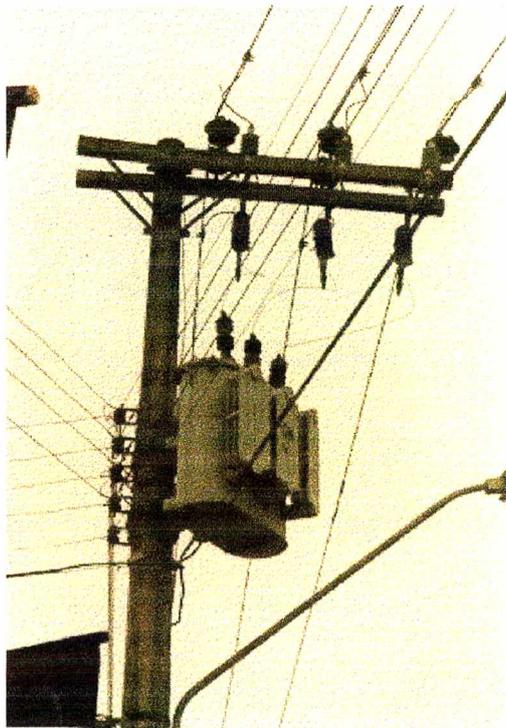
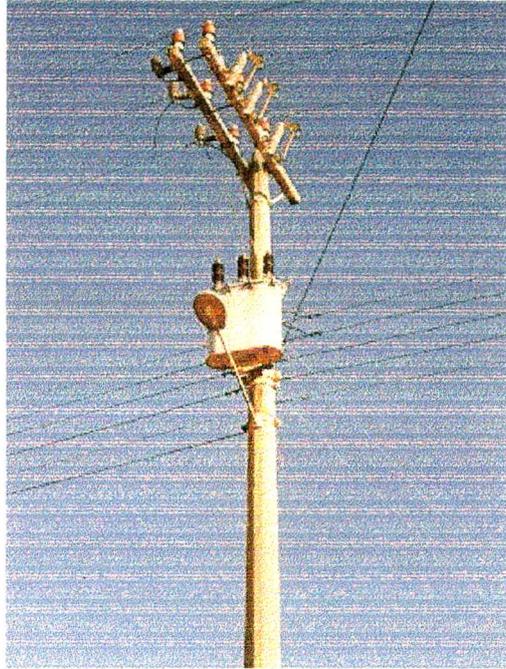


FIGURA 2.2: Transformador de Distribuição

Fonte: DPSD - Celesc

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

As redes de distribuição primária e secundária (Figura 2.3) normalmente, são trifásicas e as ligações aos consumidores poderão ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas, de acordo com a sua carga instalada.



FIGURA 2.3: Rede Primária e Secundária

Fonte: DPSD - Celesc

2.1.2 Organização da Engenharia de Distribuição

Conforme Cipoli (1991), uma concessionária de distribuição de energia elétrica pode ser considerada organizada e eficaz, na medida que tenha normas, padrões e especificações em quantidade e qualidade. Para atingir tal objetivo, a concessionária deve contar, em seu Departamento de Engenharia de Distribuição, com engenheiros e técnicos capazes e habilitados em tempo integral, para desempenhar as atividades de engenharia de distribuição. A colocação desta força de trabalho dentro de um organograma adequado é fundamental para o sucesso dos trabalhos.

2.1.2.1 Filosofia de Atuação

Conforme CODI/ELETROBRÁS – Planejamento de Sistemas de Distribuição, a análise da rede secundária aérea deve abranger os aspectos principais citados a seguir:

- Estado Físico - Deverão ser enfocados os aspectos de segurança, padronização, conservação e estática.
- Níveis de Continuidade - A análise deve ser feita a partir dos índices de continuidade de serviço (DEC – duração equivalente de interrupção por consumidor e FEC – frequência equivalente de interrupção por consumidor), verificados na rede de distribuição secundária aérea, e confrontados com as metas de qualidade de serviço, definidas previamente em função do mercado consumidor.
- Níveis de Tensão - A análise dos níveis de tensão na rede secundária aérea pode ser realizada por aplicação de métodos diretos, ou seja, com medições gráficas de tensão nos circuitos secundários. Normalmente a quantidade de circuitos a

serem medidos corresponde a uma amostra do total existente na localidade ou região de estudo, em torno da qual são feitas previsões para a parcela restante. São utilizáveis também, caso sejam disponíveis e estejam implantados na empresa, os métodos indiretos computacionais de supervisão de tensão na rede de distribuição.

- Carregamento - A análise de carregamento de rede de distribuição aérea consiste no conhecimento da solicitação feita aos transformadores de distribuição e condutores do circuito secundário, em condições de carregamento máximo e mínimo. Da mesma forma que na análise dos níveis de tensão, pode-se empregar medições de carga numa amostra do total de transformadores de distribuição existentes, podendo-se também utilizar métodos computacionais de gerenciamento de carga, caso disponíveis.

Segundo Cipoli (1991), os objetivos técnicos principais de uma concessionária de distribuição são os seguintes:

- Assegurar o fornecimento adequado de energia aos consumidores;
- Construção, operação e manutenção do sistema elétrico com a máxima segurança e mínimo custo;
- Atendimento rápido a novos consumidores e aumentos de carga;
- Orientação aos consumidores e poderes públicos quanto à utilização de energia elétrica.

Visando atingir tais objetivos, as maiores concessionárias se subdividem em órgãos centralizados e geralmente estão subordinados a uma diretoria de distribuição e cuidam

separadamente da Engenharia de Distribuição, da comercialização e das atividades administrativas.

A área de concessão da empresa é subdividida em regionais, distritos e escritórios. As atividades de todos os órgãos devem estar bem definidas, classificadas adequadamente quanto a dificuldade, quantidade e se rotineira ou eventual.

Ainda conforme Cipoli (1991), os conceitos apresentados a seguir são fundamentais para a organização da área técnica:

- Supervisão – Ato de dirigir, orientar, inspecionar e avaliar, em nível superior, os resultados, o andamento e a eficiência de um trabalho.
- Controle – Ato de dirigir e/ou avaliar os serviços de pessoas, órgãos, departamentos, orientando-os do modo mais conveniente, para que não desviem de normas e objetivos preestabelecidos.
- Planejamento – É o processo que visa atingir estados futuros desejáveis.
- Planejamento Tático – identifica as prioridades e seleciona meios para a fixação das metas da empresa.
- Planejamento Operacional – Mobiliza os recursos e procedimentos necessários para cumprir as metas da empresa.
- Plano – É um conjunto de ações, métodos e medidas para alcançar os ideais e/ou cumprir as metas da empresa.
- Metas – São resultados mensuráveis a serem atingidos em datas preestabelecidas.

2.1.2.2 Organograma de uma Concessionária

Conforme CODI/ELETROBRÁS – Planejamento de Sistemas de Distribuição, em linhas de máximo, o sistema de distribuição deve atender as requisições do mercado consumidor, para isso, a empresa concessionária deve ter uma estrutura que lhe permita operar, manter, planejar e expandir o sistema, conforme padrões de continuidade, qualidade e economicidade.

Os componentes do sistema organizacional (Figura 2.4) dessa estrutura serão descritos a seguir, bem como os critérios para sua análise.

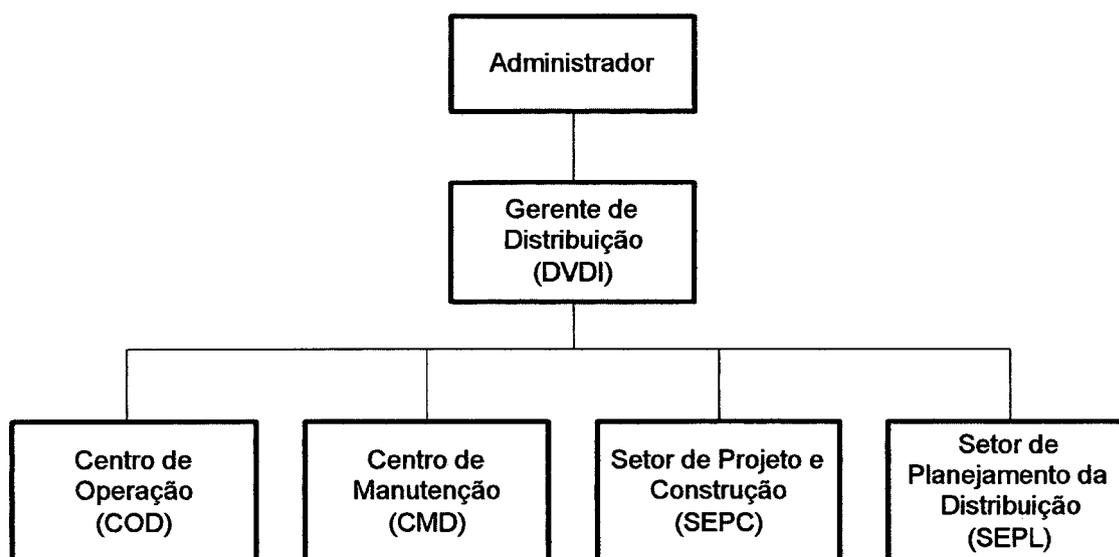


FIGURA 2.4: Organograma Clássico - Empresa de Distribuição de Energia

Fonte: Celesc

Divisão de Distribuição

- Centro de Operação de Distribuição;
- Centro de Manutenção de Distribuição;
- Setor de Projeto e Construção de Redes de Distribuição;
- Setor de Planejamento.

O COD (Centro de Operação de Distribuição)

É o órgão destinado a supervisionar e coordenar as atividades operativas do sistema de distribuição, visando proporcionar:

- adequado atendimento aos consumidores;
- controle e análise das interrupções, visando minimizá-las;
- manutenção da configuração planejada;
- melhores condições operativas, diminuindo riscos;
- dinamização e controle das manutenções.

A filosofia básica de um COD é a centralização do comando operativo da rede elétrica em um só órgão. A estrutura básica de um COD compõe-se de:

- supervisão da operação;
- central de atendimento;
- central de operação;
- setor de apoio;
- turmas de emergências.

O CMD (Centro de Manutenção de Distribuição)

Visa deixar o sistema elétrico sempre em disponibilidade e ainda visa aumentar ao máximo a vida útil dos equipamentos e materiais que compõem o sistema de distribuição.

Basicamente existem dois tipos de manutenção:

- manutenção corretiva: realizada para corrigir causas e efeitos de ocorrências constatadas;
- manutenção preventiva: realizada para manter o equipamento ou instalação em condições adequadas de operação e prevenir contra a ocorrências adversas.

O CMD é responsável pela elaboração, execução, controle e avaliação dos planos e programas de manutenção do sistema de distribuição, visando:

- melhorar o desempenho do sistema de distribuição;
- otimizar os recursos e racionalizar procedimentos;
- gerenciar as rotinas, registros e controles;
- avaliar as atividades de manutenção.

A organização estrutural do CMD é composta das seguintes unidades:

- unidade de supervisão;
- unidade de planejamento e engenharia de manutenção;
- unidade de execução de manutenção.

O SEPC (Setor de Projeto e Construção)

Tem por objetivo controlar, adequar, executar e fiscalizar a expansão do sistema respeitando as normativas técnicas, a fim de que não ocorra comprometimento da qualidade de energia requerida pelos consumidores.

Relação das principais atividades:

- Elaboração e controle de projetos elétricos da rede de distribuição, conforme critérios estabelecidos;
- Elaboração dos orçamentos;
- Verificação da execução das atividades de construção em todas as etapas;
- Medição dos serviços executados para autorizar pagamentos às empreiteiras;
- Instalação e retirada de equipamentos;

A organização estrutural do SEPC é composta das seguintes unidades:

- unidade de supervisão;
- unidade de projeto;
- unidade de construção.

O SEPL (Setor de Planejamento da Distribuição)

A atividade de planejamento, que é essencial a qualquer sistema, torna-se imprescindível à distribuição, de forma a se atender ao crescimento de carga em níveis de qualidade de serviços compatíveis com suas características, procurando-se otimizar a aplicação dos recursos disponíveis que são relativamente escassos.

O planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica é uma atividade na qual o principal objetivo é adequar, ao menor custo, o sistema elétrico e o sistema-suporte de distribuição às futuras solicitações do mercado consumidor, garantindo um suprimento de energia elétrica, com nível de qualidade compatível com esse mercado.

O Setor de Planejamento tem os seguintes objetivos básicos:

- Elaborar os estudos de previsão de cargas e o diagnóstico a nível de alimentador, subestação e região elétrica, a curto e a médio prazo, do sistema de distribuição;
- Elaborar estudos específicos para a consolidação de critérios para o planejamento de distribuição;
- Pesquisar, desenvolver e manter os sistemas computacionais para o planejamento de distribuição;
- Manter e atualizar o banco de dados do planejamento da distribuição;
- Elaborar os estudos de proteção, regulação de tensão e compensação de reativos;
- Programar a aquisição dos equipamentos e acessórios para atender o programa de obras.

2.1.2.3 Expansão do Sistema de Distribuição (Rede Secundária)

Conforme Cipoli (1991), a expansão da rede secundária deverá estar vinculada a vários conceitos que assegurem os padrões de qualidade almejados pela concessionária. Vale observar que o SEPC 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 quanto 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;
- Conforme portaria 047, a queda de tensão máxima na rede secundária deverá ser inferior a 8.6% para ligações entre fase e neutro, ou seja, 201 volts;
- Os cabos secundários devem ser instalados de 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 diurna.

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 diurna.

2.1.3 Qualidade de Fornecimento

2.1.3.1 Metas de Qualidade

Conforme CODI/ELETROBRÁS – Planejamento de Sistemas de Distribuição, a qualidade de fornecimento de energia elétrica é definida pelos seguintes indicadores:

- Faixa de Frequência;
- Distorção Harmônica;
- Continuidade de Fornecimento;
- Faixa de Tensão.

Isto quer dizer que o fornecimento ideal de energia elétrica seria aquele que propiciasse as seguintes características:

- Faixa de frequência nula – regulação nula e igual à nominal 60Hz;
- Distorção harmônica nula – formato perfeito da senóide da tensão alternada, isenta, portanto, de qualquer distorção de onda;
- Continuidade igual a 1 (um) – durante todo o tempo o consumidor estaria sendo suprido;
- Faixa de tensão nula – regulação nula e igual à nominal, por exemplo, 220 Volts.

Como a responsabilidade pela regulação de frequência acha-se afeta, principalmente, aos sistemas de produção e transmissão e a distorção harmônica sensível só ocorre em casos especiais, serão abordados, apenas aspectos relativos à continuidade de fornecimento e à regulação de tensão.

A verificação contínua da qualidade de fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias baseia-se na comparação dos valores constatados com aqueles previamente fixados, denominados metas de qualidade.

A fixação de metas de qualidade para o fornecimento de energia elétrica constitui, pois, um ponto essencial no processo de planejamento das empresas de energia elétrica. Essas metas, fixadas no nível de planejamento estratégico, passam a ser um ponto básico para a definição dos diversos critérios a serem obedecidos no planejamento tático, ou seja, na localização e no arranjo das subestações, na localização e escolha dos equipamentos de regulação de tensão e de seccionamento automático, na configuração da rede de distribuição e na infra-estrutura de operação.

É importante salientar que as metas de qualidade são fixadas pela concessionária em função de seu mercado consumidor de energia elétrica a atender e da disponibilidade de recursos financeiros, considerando-se, além das despesas com manutenção, os investimentos a serem realizados de forma a remunerá-los adequadamente.

2.1.3.1.a Continuidade de Fornecimento

Conforme CODI/ELETOBRÁS – Planejamento de Sistemas de Distribuição, a consideração de metas de qualidade deve, no caso de continuidade de fornecimento, ser feita através de definição e de estabelecimento de índices numéricos, também denominados índices operativos, bem como dos respectivos níveis de qualidade ou valores-limite

aceitáveis, que deverão refletir as características da carga a ser atendida. Estes índices são utilizados pelas concessionárias como valores de referência nos processos de decisão envolvidos em trabalhos de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção de sistemas de distribuição.

DEC – duração equivalente de interrupção por consumidor, exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica.

$$DEC = \left[\sum_{i=1}^n Ca(i).t(i) \right]. 1 / Cs$$

Em que:

DEC = duração equivalente de interrupção de energia elétrica por consumidor (horas);

Ca(i) = número de consumidores atingidos na interrupção (i);

t(i) = tempo decorrido na interrupção (i) (horas);

Cs = número total de consumidores do sistema;

i = número de interrupção variando de 1 a n.

FEC – frequência equivalente de interrupção por consumidor, exprime o número de vezes que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica.

$$FEC = \left[\sum_{i=1}^n Ca(i) \right] \cdot 1 / Cs$$

Em que:

FEC = frequência equivalente de interrupção de energia elétrica por consumidor (horas);

Ca(i) = número de consumidores atingidos na interrupção (i);

Cs = número total de consumidores do sistema;

i = número de interrupção variando de 1 a *n*.

2.1.3.1.b Níveis de Tensão de Fornecimento

Ainda conforme CODI/ELETOBRÁS – Planejamento de Sistemas de Distribuição, a determinação e fixação de faixas de tensão admissíveis, tanto em condições normais quanto de emergência, devem, evidentemente, fundamentar-se na compatibilização entre a tensão fornecida pela concessionária e os valores das tensões de placa de eletrodoméstico e equipamentos elétricos, adicionadas e subtraídas, respectivamente, dos valores de sobretensão e subtensão admissíveis.

É evidente que, para o fabricante, o ideal seria a concessionária manter a faixa de variação entre as tensões máximas e mínimas a mais estreita possível. Isto, no entanto significa maiores investimentos no sistema de distribuição. Em contrapartida, sob o ponto de vista da concessionária, o desejável seria manter essa faixa a mais ampla possível, resultando maiores custos para os eletrodomésticos e equipamentos elétricos. Portanto,

deve ser perseguido um ponto de equilíbrio entre as concessionárias e do fabricante de equipamento, refletindo num menor custo para o consumidor.

Com base nessas premissas, foram efetuadas pesquisas junto aos fabricantes nacionais, no sentido de conhecer as variações de tensão admissíveis em equipamentos e aparelhos eletrodomésticos. O resultado dessa pesquisa mostrou que grande maioria dos aparelhos admite uma variação de aproximadamente 10% em torno de sua tensão de placa.

Assim sendo, apresentam-se, a seguir, os valores das faixas de variação de tensão a serem observadas no planejamento, projeto e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica, de modo a que se torne possível atender, de forma satisfatória, as características operacionais dos aparelhos e equipamentos dos consumidores.

No que se refere às tensões nominais padronizadas, foram seguidas as indicações do decreto 73.080, de 05/11/73, que fixa a tensão nominal de distribuição secundária em 380/220 volts ou 220/127 volts, para redes trifásicas a quatro fios e em 230/115 volts, para redes monofásicas a três fios.

Apresenta-se a seguir a conceituação de alguns termos julgados importantes para a perfeita compreensão do assunto em pauta.

Tensão Nominal - Segundo o Decreto 73.080, entende-se como tensão nominal o valor eficaz da tensão pelo qual o sistema é designado. A Norma ANSI C84. Diz que este valor (da tensão nominal) identifica a classe de tensão a que está sujeito determinado circuito elétrico. De acordo ainda com esta mesma norma, a tensão nominal é a que se utiliza no

projeto de circuitos e aparelhos elétricos devendo, por conseguinte, designar-se um valor operacional ideal (nominal) para cada sistema.

Regulação de Tensão - É a variação existente, num determinado ponto do sistema, entre o valor máximo e o valor mínimo de tensão.

Em termos percentuais, tem-se:

$$\text{regulação}\% = (V_0 - V_1) / V_1 \cdot 100$$

Em que:

$V_0 =$ tensão máxima;

$V_1 =$ tensão mínima.

Queda de Tensão - Define-se queda de tensão, para o mesmo instante, como a diferença entre os valores de tensão na entrada e na saída em dado componente do sistema elétrico:

$$\Delta V (\text{volts}) = V_i - V_f$$

Em que:

$V_i =$ tensão no início do componente;

$V_f =$ tensão no final do componente.

Em termos percentuais:

$$\Delta V\% = (V_i - V_f) / V_i \cdot 100$$

Tensão Secundária – É o valor eficaz da tensão no ponto da rede da concessionária de onde se deriva o ramal de ligação. Convencionou-se a adoção deste ponto por ser aquele onde se faz a medição rotineira para controle do fornecimento de energia.

Faixa Favorável de Tensão de Utilização - É a faixa de tensão definida como de operação normal e desejável. Os aparelhos e equipamentos devem ser projetados para operar normalmente nesta faixa.

Faixa Tolerável de Tensão de Utilização – É a faixa de tensão reconhecida como de operação aceitável, mas não inteiramente desejável. Os equipamentos e aparelhos não são projetados para operar nesta faixa, porém devem apresentar um desempenho razoável em tais condições. Esta faixa inclui tensões acima ou abaixo da faixa favorável, as quais resultam de situações de emergência prevista em projeto (manobras para transferência de carga ou defeitos em equipamentos).

Para efeito de fixação das faixas favorável e tolerável, ver (Tabela 2.1).

TABELA 2.1: Tensão Secundária em 380/220 Volts

Fonte: Celesc

Faixa favorável (volts)		Faixa tolerável (volts)	
máxima	mínima	máxima	mínima
396/229	351/203	403/233	330/191

2.2 Sistemas de Informações Geográficas

2.2.1 Introdução

A informática pode ser considerada como a mais revolucionária área de pesquisa das últimas décadas, provocando mudanças que atingem toda a sociedade em seus diversos aspectos, incluindo o conhecimento científico. Neste contexto não poderia passar ao largo as ciências cujos problemas têm um caráter espacial, direto, como a Geografia, Geologia, Ecologia, Engenharia, Economia, etc.

Nestas ciências, além do uso de uma série de ferramentas proporcionadas pela informática e que são de uso generalizado, como editores de textos, planilhas, banco de dados, etc, desenvolveram-se os Sistemas de Informações Geográficas (SIGs). Estes sistemas são constituídos por uma série de programas e processos de análise, cuja característica principal é focalizar o relacionamento de determinado fenômeno da realidade com sua localização espacial.

A localização específica do fenômeno é apenas uma nuance. Em consequência pode-se estudar outros aspectos mais complexos como os de vizinhança e contiguidade envolvendo áreas extensas. Além disto, fenômenos distintos podem ser representados em sua interação e evolução, abrangendo-se toda a complexidade do sistema, inclusive a dimensão temporal. Para a representação temática das informações, inicialmente, há a fase da setorização dos dados, com aparência fragmentada. Esta fragmentação, no entanto, é feita de forma organizada permitindo que a análise seja global, através das interações e dos recursos de software. Situações complexas como as do sistema urbano que envolve a estrutura urbana, controle de trânsito, saneamento básico, qualidade ambiental, gerência de sistemas elétricos, ou mesmo os aspectos administrativos de uma prefeitura, podem ser

representadas e tratadas através de um SIG, propiciando resultados mais rápidos e confiáveis no tocante à tomada de decisões e planejamento.

Devido a tais fatores, os SIGs vêm se tornando uma tecnologia cada vez mais necessária em empresas, órgãos públicos e institutos de pesquisa, o que justifica a procura de conhecimentos a este respeito, por um número cada vez maior de pessoas.

2.2.2 Desenvolvimento dos SIGs

O desenvolvimento dos Sistemas de Informações Geográficas está diretamente relacionado com os avanços na área de computação, cuja história tem como marco as décadas de 40 e 50, quando foram desenvolvidos equipamentos e métodos que viabilizaram a implementação de rotinas para a automação de determinados processos de análise espacial.

O primeiro sistema a reunir as características básicas de um SIG foi implementado no Canadá, em 1964, sendo chamado Canadian Geographic Information System. Nas décadas posteriores ocorreram avanços consideráveis em equipamentos e software, permitindo o desenvolvimento de sistemas mais potentes e novas aplicações. Ao mesmo tempo, os novos equipamentos sofreram redução em seus custos, tornando os SIGs uma tecnologia de rápida difusão e aceitação, existindo atualmente milhares de sistemas em funcionamento em todo o mundo.

Por outro lado, a computação gráfica também obteve consideráveis avanços, popularizando sistemas do tipo AM/FM (Automated Mapping/Facilities Management) e principalmente os CAD's (Computer Aided Design), cujos objetivos tem sido muitas vezes confundidos com aqueles atribuídos aos SIG's.

Segundo Teixeira (1992), a diferença entre um SIG e um CAD consiste, basicamente, no fato de que o último é principalmente uma ferramenta de desenho digital e não necessariamente de processamento de informação espacial. Um CAD, geralmente, possui funções que permitem a representação precisa de linhas e formas, podendo ser utilizado, por exemplo, na digitalização de mapas e cartas. Entretanto, apresenta restrições no que diz respeito à atribuição de outras informações às entidades espaciais (elementos gráficos) por ele criados. Apesar disso os CAD's podem ser empregados em conjunto com SIG's, quando se deseja utilizar o desenho produzido em um CAD como a base onde são lançados os atributos dos elementos temáticos estudados no SIG. Estes, por sua vez, dispõem de ferramentas que permitem cruzamentos de informações de diferentes temas, bem como análise de natureza espacial complexa como proximidade e conectividade, fundamentais em estudos e projetos que se utilizam desse tipo de dados.

2.2.3 Características de Sistemas de Geoprocessamento

Segundo Câmara e Medeiros (1998), a característica fundamental de um sistema de geoprocessamento é sua faculdade de armazenar, recuperar e analisar mapas num ambiente computacional. Um mapa é uma representação gráfica de fenômenos geográficos, geralmente em uma superfície plana. Num ambiente computacional, a noção de mapa deve ser estendida para incluir diferentes tipos de dados geográficos, como imagens de satélites e modelos numéricos de terreno(MNTs).

Em resumo, as principais características dos Sistemas de Informações Geográficas (SIGs) são a possibilidade de:

- Integrar, numa única base de dados, as informações espaciais provenientes de dados cartográficos, dados de cadastro urbano e rural, imagens de satélites, redes e MNTs;
- Combinar as várias informações através de algoritmos de manipulação, para gerar mapeamentos derivados;
- Consultar, recuperar, visualizar e desenhar o conteúdo da base de dados geocodificados.

Os dados tratados em SIGs incluem imagens de satélites, MNTs, mapas temáticos, redes e dados tabulares.

Uma característica básica e geral num SIG é sua capacidade de tratar as relações espaciais entre os objetos geográficos. Denota-se por topologia a estrutura de relacionamentos espaciais (vizinhança, proximidade, pertinência) que podem se estabelecer entre objetos geográficos. Armazenar a topologia de um mapa é uma das características básicas que fazem um SIG se distinguir de um sistema CAD. A outra diferença fundamental é a capacidade de tratar as diversas projeções cartográficas.

Como ambientes CAD não guardam a topologia dos objetos representados, SIGs que evoluíram a partir destes (como o GeoSSQL e o MGE/Intergraph) armazenam os dados em formato vetorial, sem guardar a topologia. A entrada de dados é mais fácil; o armazenamento e a recuperação, menos eficientes. Para aplicações em análise geográficas e em redes, o armazenamento da topologia permite o desenvolvimento de consultas a um banco de dados espacial, que não seriam possíveis de outra maneira.

2.2.4 Arquitetura Interna de um SIG

Para permitir melhor entendimento da operação de um SIG, descreve-se a seguir a estrutura interna deste tipo de sistema.

Numa visão abrangente, pode-se indicar que um SIG tem os seguintes componentes:

- Interface com o usuário;
- Entrada e integração de dados;
- Funções de processamento gráfico e de imagens;
- Visualização e plotagem.

Estes componentes se relacionam de forma hierárquica. No nível mais próximo ao usuário, a interface homem-máquina define como o sistema é operado e controlado. No nível intermediário, um SIG deve ter mecanismos de entrada, de processamento, de visualização e de saída de dados espaciais. No nível mais interno do sistema, um banco de dados geográficos lida com os dados espaciais e seus atributos.

De uma forma geral, as funções do SIG operam sobre dados em uma área de trabalho em memória principal. Os dados são recuperados dos arquivos em disco (que são controlados por um Sistema Gerenciador de Base de Dados - SGDB) e carregados em memória, a partir da definição de uma região geográfica de interesse.

2.2.5 Conceitos Básicos

Segundo Teixeira (1993), para se entender o que é um Sistema de Informações Geográficas é necessário conhecer-se a definição de alguns conceitos básicos que são normalmente empregados pela comunidade que lida com esta tecnologia. Como *sistema* considera-se um arranjo de *entidades* (elementos ou coisas) relacionadas ou conectadas, de

tal forma que constituem uma unidade ou um todo organizado, com características próprias e subordinadas a processos de transformações conhecidos.

As *entidades* são os *elementos ou objetos* tomados como unidades para a coleta dos dados. Os dados relacionam-se com os atributos, que caracterizam e fornecem significado à unidade estudada. Por exemplo, pode-se tomar um lugar como *entidade*, e as suas características de solo, relevo e uso da terra como alguns de seus atributos. Os dados disponíveis sobre os atributos representam a riqueza informativa.

O número de atributos mensurados fornece a base para melhor caracterização da área através do cruzamento das informações. Como o sistema básico inclui fases de entrada de dados, transformação e saída de informação, pode-se prever a inclusão de novas entidades, aumentando a grandeza da área estudada, bem como a inclusão de dados sobre novos atributos, não sendo considerados importantes.

Deve-se ainda definir os termos *dados e informação*, pois seu uso indiscriminado pode provocar algumas confusões. Um dado é um símbolo utilizado para a representação de fatos, conceitos ou instruções em forma convencional ou preestabelecida e apropriada para a comunicação, interpretação ou processamento por meios humanos ou automáticos, mas que não tem significado próprio. A informação é definida como o significado que o ser humano atribui aos dados, utilizando-se de processos preestabelecidos para sua interpretação. Concluindo, pode-se dizer que os dados são um conjunto de valores, numéricos ou não, sem significado próprio e que informação é o conjunto de dados que possuem significado para determinado uso ou aplicação.

Assim, um Sistema de Informações Geográficas utiliza uma base de dados computadorizada que contém informação espacial, sobre a qual atuam um conjunto de operações algébricas, booleanas e geométricas. Baseia-se numa tecnologia de

armazenamento, análise e tratamento de dados espaciais, não-espaciais e temporais e na geração de informações correlatas.

Em um contexto mais amplo, os SIGs incluem-se no ambiente tecnológico que se convencionou chamar de geoprocessamento, cuja área de atuação envolve a coleta e tratamento da informação espacial, assim como o desenvolvimento de novos sistemas e aplicações. A tecnologia ligada ao geoprocessamento envolve equipamentos (hardware) e programas (software) com diversos níveis de sofisticação destinados à implementação de sistemas com fins didáticos, de pesquisa acadêmica ou aplicações profissionais e científicas nos mais diversos ramos das geociências.

2.2.5.1 Fontes de Dados

Ainda segundo Teixeira (1993), os dados utilizados em um SIG podem ser originários de diversas fontes, que podem ser classificadas genericamente em primárias (que incluem levantamentos diretos em campo ou sobre produtos do sensoriamento remoto) e em secundárias envolvendo mapas e estatísticas, que são derivadas das fontes primárias. No desenvolvimento de um projeto a fonte dos dados deve ser definida de acordo com a sua abrangência espacial, detalhamento, custos, possibilidade de padronização e confiabilidade (referente à precisão).

O levantamento de dados através das pesquisas de campo exige constantes viagens e a utilização de equipamentos apropriados, conforme o fenômeno que está sendo pesquisado e o tipo de informação que se deseja. Pode-se coletar amostras de solo, de sedimentos superficiais e de águas. Pode-se realizar medições sobre distâncias, áreas e efetuar mapeamentos sobre o uso do solo. As entrevistas possibilitam coletar informações sobre os

aspectos sociais e econômicos da população. Essas pesquisas servem também para checar e fornecer guias para a interpretação de fotos aéreas e imagens de sensoriamento remoto.

O uso das fotos aéreas e de outras imagens de sensoriamento remoto auxiliam em muito a coleta de dados.

Conforme Brown (1988), o GPS (Global Position System), sistema de posicionamento geodésico baseado numa rede de satélites, permite a realização de trabalhos de campo com alto grau de acurácia e com registro digital direto.

O GPS, está disponível para o controle geodésico de superfície. Esta tecnologia desenvolvida pelo departamento de defesa americano, transmite sinais dos satélites que podem ser decodificados por receptores para determinar posições na superfície terrestre com grande precisão. O GPS pode medir posições com um fator de erro decimétrico.

Os dados gráficos e os atributos podem ser convertidos para a base de dados SIG, e a descrição de cada ponto deverá ser introduzida na base de dados, relacionando o símbolo gráfico utilizado com os seus respectivos atributos para representar os objetos coletados.

2.2.5.2 Estrutura de Representação de Dados Espaciais

A organização do espaço quadridimensional pode obedecer estruturas diversificadas, podendo ser classificadas em geométricas e não-geométricas utilizando dados que incluem atributos como nome, população, atividade econômica etc, e relações não-geométricas entre elementos. As estruturas geométricas descrevem diversos atributos de um elemento, como sua posição e suas relações de vizinhanças ou de conexão com outros elementos (topologia).

As estruturas geométricas podem ser subdivididas em raster e vetoriais. A diferença básica entre as duas reside no modelo de espaço adotado em cada uma. A estrutura vetorial

considera o espaço geográfico contínuo, seguindo postulados da Geometria euclidiana, enquanto a estrutura raster divide o espaço em elementos discretos (Figura 2.5).

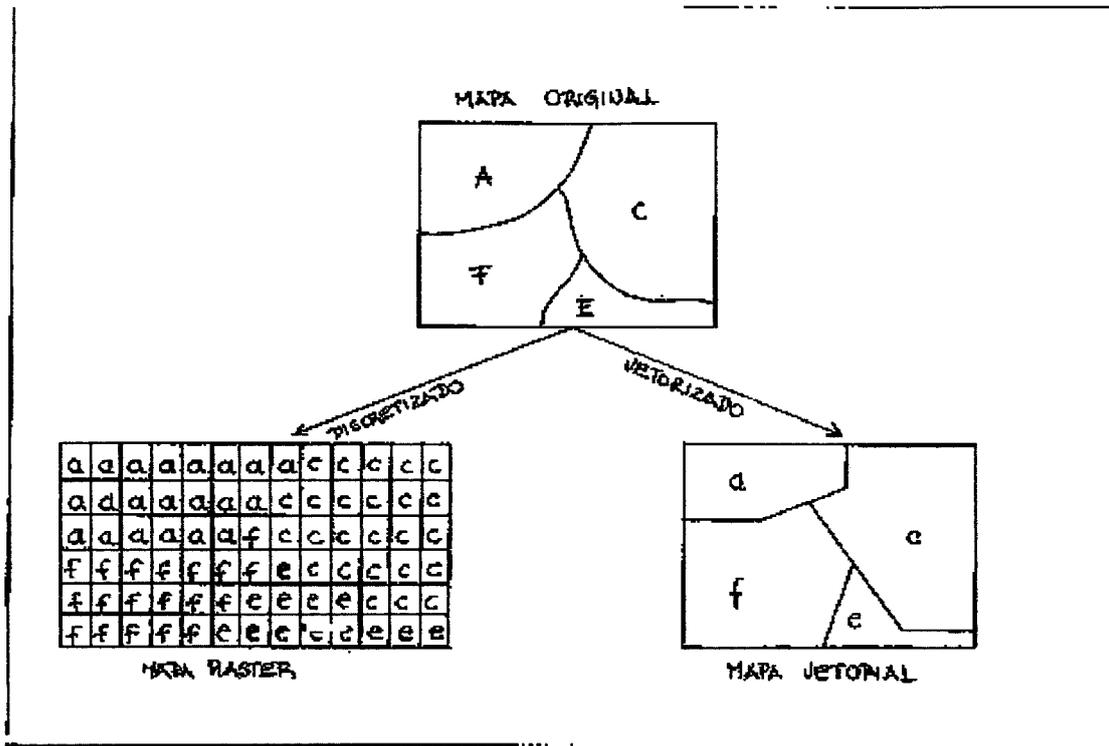


FIGURA 2.5: Formas de Dados

Fonte: Teixeira (1993)

2.2.5.2.a Estrutura Raster

A partição do espaço na estrutura raster é obtida através de uma malha com linhas verticais e horizontais espaçadas regularmente, formando células. Tais células também chamadas de pixel ou quadrículas, geralmente possuem dimensões verticais e horizontais iguais, que definem a resolução da malha, ou seja, a área abrangida no terreno por cada quadrícula. Isto equívale a dizer que ocorre um processo de generalização onde os vários elementos que podem construir uma quadrícula deixam de ser individualizados. A relação espacial entre quadrícula é implícita, função das coordenadas da malha, pois devido a sua forma regular, dada a linha e a coluna que localizam um elemento, pode-se efetuar análises simples como vizinhanças, distância etc.

Para exemplificar uma estrutura raster, pode-se considerar uma base de dados referente a um município onde estão armazenadas informações como uso da terra, tipos de solo, de relevo, de precipitação, de temperaturas etc. Cada tema pode assumir várias classes que são codificadas através de números ou símbolos. Cada quadrícula mantém sempre a mesma localização espacial, e os seus atributos são consignados de acordo com o plano estudado.

2.2.5.2.b Estrutura Vetorial

A representação vetorial de um elemento é uma tentativa de reproduzi-lo o mais exatamente possível. Assume-se o espaço como contínuo, o que permite que todas as posições, distâncias e áreas sejam definidas com um grau de precisão muito maior. Os métodos vetoriais assumem que as coordenadas dos pontos são matematicamente exatas. Além disso, usam relações implícitas, permitindo que dados complexos sejam armazenados em menos espaço no computador.

Em forma vetorial qualquer elemento pode ser reduzido a três formas básicas: pontos, linhas, e áreas ou polígonos.

Elementos pontuais: Os elementos pontuais abrangem todas as entidades geográficas que podem ser perfeitamente posicionadas por um único par de coordenadas x , y . Estabelecem a sua localização no espaço, considerado como superfície plana. Entretanto, além das coordenadas, outros dados (não gráficos) devem ser arquivados para indicar de que tipo de ponto se está tratando.

Linhas: Os elementos lineares são, na verdade, um conjunto de pelo menos dois pontos. Além das coordenadas dos pontos que compõem a linha, deve-se armazenar informação que indique de que tipo de linha se está tratando, ou seja, a que atributo ela está associada.

Redes: As linhas não trazem nenhuma informação a respeito das ligações. O conhecimento de como ocorrem tais ligações pode ser de fundamental importância, como no caso do estudo da rede de drenagem. Para estruturar uma rede de linhas que possa ser reconstruída pelo computador, devem ser usados apontadores dentro da estrutura de dados. Esses elementos baseiam-se no uso de pontos a que damos o nome de nós (Figura 2.6).

atributos associados aos elementos possam ser manipulados da mesma forma em que um mapa temático analógico.

Na representação por polígonos, cada elemento tem área e perímetro padronizados, igual para todas as unidades elementares (quadrículas).

Para análise dos dados faz-se necessário armazenar informações referentes aos elementos vizinhos, da mesma forma que na estrutura de redes deviam ser definidas as ligações entre as linhas.

2.2.5.3 Banco de Dados

2.2.5.3.a Conceitos

Em termos gerais, um banco de dados pode ser entendido como um instrumento ordenado de dados. Poderá estar ordenado através de tabelas ou listas, em ordem numérica, alfabética, cronológica, ou outras. Conforme Microsoft Press (1993), um banco de dados seria “qualquer conjunto de dados com grande volume de informações.” Aquela fonte esclarece ainda que o termo inglês “data base” também é traduzido como banco de dados, embora apresente significado diferente. Em termos gerais seria também “qualquer conjunto de dados”, porém em âmbito mais específico significaria um arquivo ou tabela formado por uma série de registros, cada qual subdividido em colunas de determinado tipo, juntamente com um elenco de operações que facilitam a pesquisa, a classificação, a reorganização de dados e outras atividades similares. Em termos de utilização de meios digitais, o banco de dados pode ser entendido como um conjunto de tabelas interrelacionadas, com capacidade de controle e manipulação dos dados ali armazenados.

Um conceito que ganhou porte com a utilização de dados em grande escala foi o de sistema de banco de dados. Trata-se de um sistema computacional para arquivamento de

linhas e colunas em seqüências de dados, que poderão ser acessados e manipulados mediante rotinas de controle e segurança previamente estabelecidas. Em termos conceituais, a denominação de “sistema de banco de dados” em geral se confunde com a denominação “banco de dados”, uma vez que atualmente na imensa maioria dos casos, a manipulação de dados não pode prescindir de um sistema (digital) de controle.

Outro conceito de grande importância é o de manipulação de dados, compreendendo as seguintes operações básicas:

- Inserção ou armazenagem de registros, que se refere à entrada dos dados;
- Modificação ou “atualização”, permitindo a manutenção de dados atuais e compatíveis com as aplicações desejadas;
- Recuperação, que consiste no acesso e disponibilização de dados registrados em qualquer época no sistema;
- Remoção, possibilitando a exclusão de dados inadequados ou indesejáveis.

Constatando-se extensa terminologia específica no que se refere a banco de dados, optou-se pela abordagem de alguns termos considerados essenciais, conforme segue:

Linguagem de consulta ao banco de dados (query language) - Trata-se de uma linguagem de “alto nível” (mais próxima da linguagem do usuário do que da linguagem da máquina) que permite a manipulação dos dados, através de comandos e seqüências lógicas. São exemplos, as linguagens SQL, DBASE e ORACLE. Estas linguagens facilitam a comunicação do usuário com a máquina, dispensando a habilitação na linguagem de máquina.

As linguagens de consulta, sendo uma interface entre o usuário e os dados, tendem a ser aperfeiçoadas para se tornar cada vez mais acessíveis ao usuário (se aproximando de sua linguagem natural) e mais eficientes em termos de processamento.

Sistemas de gerenciamento de bancos de dados - São os sistemas que possibilitam ao sistema de banco de dados a execução de funções de gerenciamento. Conforme Leite (1980), “partir da necessidade de separação entre problemas específicos de aplicações e problemas de armazenamento de dados, e da necessidade de controle centralizado dos dados...” surgiram os sistemas de gerenciamentos de bancos de dados. Os sistemas computadorizados de informações tem evoluído para uma abrangência cada vez maior, aumentando em consequência o grau de complexidade para sua construção e manutenção. Inicialmente, as aplicações eram feitas para um universo limitado ao âmbito de um departamento ou de um grupo de usuários. Desta forma, cada empresa possuía diversos sistemas, ocorrendo duplicidade de dados e dificuldades em administrar consultas por vários usuários e atualização de dados com a frequência desejável. Assim, um dos principais objetivos do sistema de gerenciamento de banco de dados é permitir a independência entre dados e programas aplicativos. O sistema gerenciador de banco de dados é responsável pela leitura dos comandos da linguagem de consulta, sua análise e execução, se colocando assim, também, entre os dados e o usuário.

Banco de dados relacional - Trata-se de uma coleção ordenada de tabelas ou arquivos que representam objetos, suas propriedades e as relações entre estes objetos. Num banco de dados relacional, as tabelas tem uma coluna comum (também chamada “campo” em alguns programas), que relaciona uma tabela com outras. A coluna comum é

denominada de chave primária. Exemplificando, tratando-se de dados colhidos em pontos do terreno, esta chave poderia ser a identificação do ponto ou caso o interesse maior fosse a ocasião de coleta de dados, a coluna comum poderia ser a hora e data de referência.

Os bancos de dados relacionais tem ganho grande popularidade por simular de modo muito parecido a forma como se trabalharia com os dados em meio analógico. Desta maneira sendo de mais fácil assimilação e utilização. Permitem ainda, a seus projetistas a utilização de teorias matemáticas de conjuntos, já conhecidas e bem consolidadas. Conforme Microsoft (1993). "... os bancos de dados relacionais utilizam a comparação de valores de duas tabelas para associar as informações que elas contém. A maioria dos softwares de banco de dados para microcomputadores possui características relacionais.

Tabelas - Num banco de dados relacional, cada tabela é um conjunto de informações acerca de um tipo de objeto ou entidade. Cada entidade individual é representada por uma linha e seus atributos correspondem a colunas. Assim, na construção de um modelo relacional, é necessário identificar-se as entidades, seus atributos e determinar a relação entre eles.

Entidades - Correspondem às linhas nas tabelas. Sob esta denominação, no trabalho com banco de dados se considera pessoas, lugares ou objetos. Correspondem à característica física representada em arquivo gráfico, à qual serão relacionados atributos não-gráficos. Estes atributos estarão armazenados numa tabela ou num conjunto de tabelas inter-relacionadas. Normalmente, a estrutura das tabelas está baseada nas propriedades das entidades no arquivo gráfico.

Atributos - São as colunas nas tabelas. Após a identificação das entidades, deve ser verificado que atributos ou informações são necessárias a respeito de cada entidade. Eventualmente, é interessante a elaboração de uma relação com todos os atributos possíveis e suas possibilidades de organização em forma de tabela. Deve-se pensar em atributos que serão realmente necessários, pois sempre será possível a inclusão de novos atributos no futuro, a partir de necessidades detectadas na prática.

2.2.5.4 Interface de Banco de Dados

É constituída de um conjunto de ferramentas e configurações que permitem a associação de uma linha do banco de dados com algum elemento gráfico no desenho. Após esta associação ter sido efetivada, torna-se possível o acesso e a manipulação de dados a partir do ambiente do programa em uso. Qualquer consulta ao banco de dados pode ser transformada em resposta gráfica na tela. Inversamente, consultas à desenhos na tela em conjunto com os dados a eles associados no banco de dados poderão resultar em relatórios para apresentação de resultados.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Caracterização do Problema

A tecnologia de geoprocessamento, assim como a de computadores, vem evoluindo com grande velocidade, especialmente nos últimos anos. O advento da arquitetura RISC e o desenvolvimento dos chips (486, 586, pentium), bem como a viabilização das interfaces gráficas (padrão Windows) no tratamento de dados com caracterização geográficas, possibilitou às empresas de energia elétrica orientar esforços para aplicar estas tecnologias em seus processos de gerências de redes de distribuição, buscando no mercado as soluções mais adequadas às suas necessidades.

Historicamente os processos de gerência de redes começaram pela obtenção de mapas e de cadastros (desenhos) gráficos, que permitiram integrar dados e desenho num só ambiente computacional de trabalho, e que evoluíram continuamente até os padrões atuais.

Hoje se observa uma grande efervescência no mercado de SIGs, com todas as concessionárias de energia elétrica, telefonia, gás e esgoto, assim como prefeituras e órgãos ambientais, procurando implementar esta tecnologia em suas rotinas técnicas. Este é o quadro em que se encontram a maior parte das concessionárias mundo afora: em fase de desenvolvimento, com algumas aplicações prontas.

No Brasil, onde o geoprocessamento é ainda incipiente, as empresas começaram seus sistemas de gerência de redes implantando soluções alfanuméricas centralizadas, sem automação de desenho. Poucas empresas obtiveram sucesso. Hoje, quase todas já tem projetos para implantação do geoprocessamento, algumas inclusive desenvolvendo soluções próprias.

Neste contexto, uma das maiores expectativas acerca dos benefícios gerados pelos sistemas de gerência de redes de distribuição baseados em SIG concentra-se no controle

econômico e operacional dos TDs (transformadores de distribuição), dado a sua relevância no processo de distribuição de energia elétrica.

Os investimentos em redes de distribuição secundária amontam uma parcela bastante significativa dos orçamentos anuais das empresas de distribuição de energia elétrica. O transformador de distribuição, além de ser um dos equipamentos essenciais à rede de distribuição, é o de maior quantidade em uso e a sua utilização adequada resulta em economia nos investimentos da empresa, redução de ociosidade dos equipamentos na rede, e melhor compromisso de perdas levando a redução de preço ao consumidor e aumento da qualidade de fornecimento.

O controle do carregamento dos transformadores de distribuição, apesar de imprescindível, constitui-se um dos maiores problemas das empresas de distribuição, pois é praticamente impossível realizar este controle através de medições, dado a escassez de pessoal e/ou equipamentos. Por conseguinte, as empresas contabilizam vultuosos gastos anuais devido a falta de ferramentas adequadas ao controle do carregamento elétrico dos transformadores.

Os principais benefícios decorrentes do gerenciamento de transformadores são citados a seguir:

- Otimização do Uso da Potência Instalada;
- Redução de Avarias em Transformadores.

3.2 Procedimento Convencional de Adequação de Potência

As concessionárias de energia elétrica adotaram procedimentos distintos acerca do problema de carregamento elétrico de transformadores, pois cada uma delas possui uma cultura própria de atuação face as suas condições operacionais e ferramentas de apoio disponíveis. Em linhas gerais, o procedimento de controle de carregamento elétrico dos transformadores de distribuição pode ser dividido em dois cenários:

Cenário 1: concessionária dispõe de aparelhos de medição e sistemas de gerência de rede de distribuição alfanuméricos, a exemplo do Prodadis (Processamento de Dados da Distribuição).

Cenário 2: concessionária dispõe de aparelhos de medição e sistemas de gerência de rede de distribuição utilizando tecnologia SIG.

Em linhas de máximo, as empresas identificam os problemas de carregamento elétrico dos transformadores, e substituem estes por transformadores disponíveis no almoxarifado. Para ambos os cenários, as empresas gerenciam seus sistemas, identificando os problemas e simplesmente os substituem para resolver o problema. No entanto, as empresas que possuem sistemas de gerência de redes, poderão otimizar o procedimento de adequação de carregamento do sistema, pois o modelo de dados relacional destes sistemas permite desenvolver aplicações para o controle e adequação do sistema elétrico.

A grande maioria das empresas nacionais de energia elétrica ainda estão implementando seus sistemas baseados em SIG, embora algumas delas já estejam em fase de aquisição de dados, que envolve inventário de rede e digitalização dos dados inventariados no sistema SIG. Quando estas empresas concluírem a aquisição de dados de rede, elas identificarão inúmeros problemas de carregamento elétrico. Certamente, as empresas possuem apenas um procedimento para tratar a questão de adequação de

carregamento dos transformadores, que é a substituição dos transformadores que apresentam problemas de carregamento elétrico por transformadores novos ou reconicionados existentes no almoxarifado.

3.3 Modelo Proposto

O modelo proposto baseia-se no reaproveitamento dos próprios transformadores existentes no contexto do problema de carregamento elétrico, para realizar a adequação do sistema utilizando-se um mínimo necessário de transformadores disponíveis no almoxarifado da empresa.

A viabilidade deste procedimento torna-se evidente face a quantidade de transformadores com carregamento elétrico inadequado e os vários patamares de potência nominal que existem. Numa análise simplificada, pode-se dizer que, o procedimento requer a identificação de todos os transformadores que apresentem valores de carregamento elétrico fora da faixa considerada adequada, utilizando-se para isto, a curva de correlação e alguns critérios elétricos pertinentes a sistemas de distribuição, tais como: critério de carregamento, tensão e equilíbrio de carga. Identificados os transformadores candidatos a remanejamento, utiliza-se a função de otimização para definir a matriz de solução do problema. Então, a partir desta matriz, executa-se o algoritmo de otimização para definição dos remanejamentos necessários à adequação do problema de carregamento elétrico dos transformadores.

3.3.1 Conversão Estatística kWh -> kVA

Desde o início da década de 70, algumas concessionárias vem implantando os sistemas de gerenciamento das suas redes de distribuição. Os sistemas gerenciadores utilizados, que são idênticos na sua concepção, requerem um algoritmo que permita estimar a demanda máxima aceitável na estação transformadora. Este algoritmo está ligado a perda de vida e a análise de sobrecarga em transformadores.

Os sistemas de gerenciamento, além de utilizar os valores de placa para cadastramento, utilizam para a sua simulação elétrica outro valor específico denominado de: kVAS.

A função kVAS é uma abreviação de “kVA Statistic” e é uma equação que converte a energia mensal (kWh) de um circuito em demanda máxima estimada (kVA).

A curva de correlação, ou função kVAS, é obtida através da medição do carregamento elétrico de diversos transformadores. Após as medições os valores máximos de demanda em kVA são obtidos, e o kWh respectivo de cada circuito é totalizado.

Tipicamente, relaciona-se todos os consumidores ligados ao circuito por ocasião das medições. Estes dados servem de entrada para um programa obter o consumo faturado equivalente a cada fase do transformador. Consegue-se assim, para cada equipamento medido, três pares de coordenadas consumo x demanda. Utilizando-se o método dos mínimos quadrados, ajusta-se uma curva a estes pontos.

O gráfico da (Figura 3.1) foi plotado a partir dos pontos kVA e kWh, obtidos através de medições de diversos transformadores.

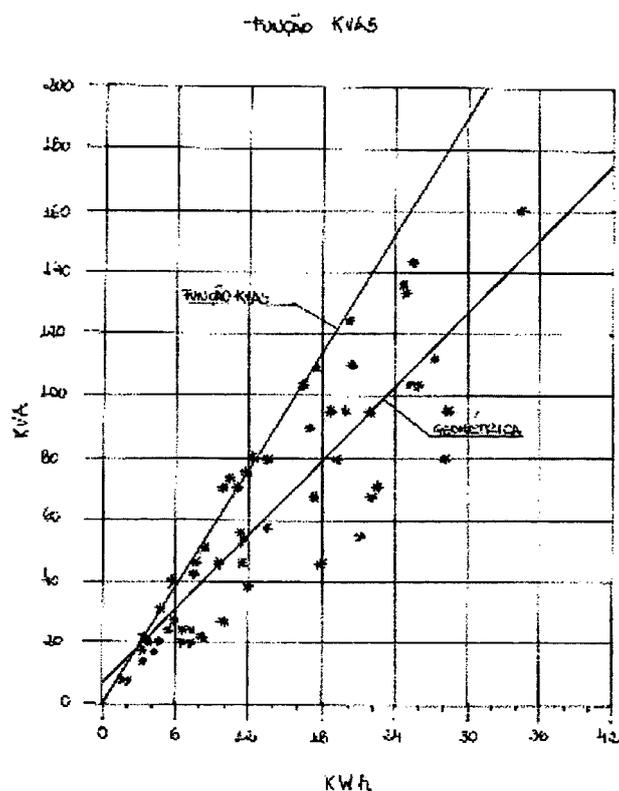


FIGURA 3.1: Pontos de Medição, Curva Geométrica (50%), Função kVAS (90%)

Fonte: CED – (Centro de Excelência em Distribuição de Energia)

Várias pesquisas foram realizadas para ajustar os pares de valores medidos kWh x kVA a uma curva com a maior correlação possível entre eles, mas em linhas gerais, sabe-se que a tendência destes pontos é ajustarem-se segundo uma reta, sem maiores sofisticções.

A função kVAS pode ser definida por:

$$kVA = a kWh + b$$

Em que:

KVA = demanda em kVA do transformador;

kWh = consumo mensal em kWh.

3.3.2 Critério de Carregamento de Transformadores

Os sistemas de distribuição são constituídos por transformadores com potência típicas de 15, 30, 45, 75, 112.5 e 150 kVA. A solução do problema de adequação do carregamento elétrico de transformadores requer a identificação de todos os circuitos abastecidos por transformadores com potência inadequada à demanda requerida dos circuitos. Este quadro configura os problemas típicos de subcarregamento e sobrecarregamento.

O transformador de distribuição , permite uma carga acima do seu valor nominal por um certo período, desde que compensada por uma carga abaixo da nominal no período restante. Para se representar este fato foi definido o kVAT (carregamento térmico do transformador).

A função kVAT aparece pelo fato da curva de carga não ser uniforme. Se a curva fosse uniforme no transformador, poderia utilizar apenas a potência igual a kVAN. Devido à forma da curva de carga, pode-se passar potência até kVAT acima de kVAN por um certo período, desde que nos demais períodos a potência seja inferior a kVAN, compensando assim a maior perda de vida na hora de ponta com menor perda de vida no horário fora de ponta.

A função kVAT é definida por:

$$kVAT = 1 kVAN$$

Em que:

kVAT = carregamento térmico do transformador;

kVAN = potência nominal do transformador;

É importante salientar, que algumas concessionárias de energia elétrica conforme critérios próprios, adotam valores diferenciados para a função kVAT.

Para gerenciamento (verificação) dos transformadores instalados, calcula-se a sua demanda máxima pela função kVAS e a relação:

$$K = kVAS/kVAT$$

Se:

$0 \leq K < 0,70$ - o transformador está subcarregado;

$0,70 \leq K \leq 1,25$ - o transformador está na faixa ideal;

$1,25 < K \leq 1,50$ - o transformador está sobrecarregado;

$1,50 < K$ - necessita remanejamento imediato.

3.3.3 Critério de Tensão

O critério de tensão é utilizado para identificar os transformadores que apresentem em algum ponto de seu circuito valor de tensão inadequado.

Em linhas gerais, utilizando-se as facilidades do SIG, calcula-se através de um algoritmo específico (loadflow), os valores de tensão em todos os nós do circuito secundários. A seguir, verifica-se a máxima queda de tensão no circuito.

O critério de queda de tensão é definido por:

$$Iq\% = (V_i - V_f)/V_i \cdot 100$$

Em que:

$Iq\%$ = índice de queda de tensão;

V_f = menor valor de tensão verificado no circuito;

V_i = tensão no transformador.

Encontra-se em fase de elaboração pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a portaria 163, os procedimentos de implantação dos índices de qualidade de suprimento e de fornecimento em substituição às portarias 046 e 047 do DNAEE. Ainda, conforme a portaria 047 do DNAEE, os limites máximos e mínimos de tensão adequada na rede secundária devem ser 229 Volts e 201 Volts respectivamente, para ligações entre fase e neutro.

É importante salientar que freqüentemente os problemas de tensão são decorrentes do grande distanciamento do ponto de entrega da unidade consumidora em relação a localização elétrica do transformador, embora, vez por outra, os problemas de tensão são decorrentes do nível de sobrecarga imposto aos transformadores.

Neste contexto, serão assinalados todos os transformadores que apresentem queda de tensão superior a 5%. Este critério é utilizado no fluxograma seletivo para identificar os circuitos candidatos a divisão de circuito.

3.3.4 Critério de Desequilíbrio de Carga de Circuitos Secundários

A análise de qualquer circuito secundário requer um estudo de balanceamento de fases no secundário de cada transformador, uma vez que o desequilíbrio de carga no circuito secundário provoca queda de tensão acentuada na fase mais carregada, e o aparecimento de correntes de desequilíbrio no neutro, sobrecarregando condutores e transformadores. Posteriormente, utilizando-se das facilidades do SIG, determina-se a demanda por fases do transformador.

Para avaliar a influência do desequilíbrio de fases é utilizado como indicador, o índice de desequilíbrio determinado pela expressão:

$$Id\% = (D/C_m - 1) \cdot 100$$

Em que:

$Id\%$ = índice de desequilíbrio;

D = valor da demanda da fase mais afastada da média;

C_m = média aritmética das demandas nas três fases.

Constatando-se desequilíbrio acima de 15%, deverá ser feito um estudo de remanejamento dos consumidores monofásicos ou bifásicos, procurando-se eliminar o desequilíbrio existente.

3.3.5 Fluxograma Seletivo - Carregamento de Transformadores

Especial atenção deve ser dispensada na identificação dos transformadores que apresentam problemas de carregamento elétrico. Os problemas de tensão existentes nos circuitos secundários nem sempre são decorrentes do grande distanciamento das unidades consumidoras em relação ao transformador, algumas vezes o nível de sobrecarga atinge níveis intoleráveis, o que em termos técnicos implica numa queda de tensão no circuito interno do transformador (reatância de dispersão). Nestas condições, um circuito secundário abastecido por tal transformador, apresentará valores inadequados de tensão já nas proximidades do barramento do circuito.

A adequação elétrica de um circuito que apresente problemas de carregamento elétrico e tensão, não necessariamente requer a substituição do transformador, mas sim, requer uma divisão de circuito com inserção de um novo transformador.

Existe, entretanto, a necessidade de identificação do real problema que exista nos circuitos secundários, sob pena de, executar ações corretivas no sistema de distribuição

antieconômicas. Portanto, faz-se necessário uma análise criteriosa para identificar transformadores que apresentem problemas exclusivos de sobrecarga ou subcarga. Tal abordagem realiza-se mediante análise de equilíbrio de carga e de tensão secundária para cada um dos transformadores candidatos ao remanejamento, conforme Fluxograma Seletivo (Figura 3.2) apresentado a seguir:

1. Para cada um dos transformadores existentes no sistema identifique o K ;
2. *Se* ($K < 0,70$ ou $K > 1,25$), defina-o como candidato a remanejamento.
Se não, ele não faz parte do problema (transformador adequado);
3. Para cada novo candidato a remanejamento (*em que* $K > 1,25$), verifique o índice de queda de tensão ($Iq\%$) do respectivo circuito.
4. *Se* ($Iq\% < 5\%$), este transformador faz parte do problema.
Se não, verifique se ($Id\% > 15\%$), simule o equilíbrio de carga deste circuito, e calcule o novo ($Iq\%$). *Se* ($Iq\% < 5\%$), este transformador faz parte do problema.
Se não, ele requer divisão de circuito.

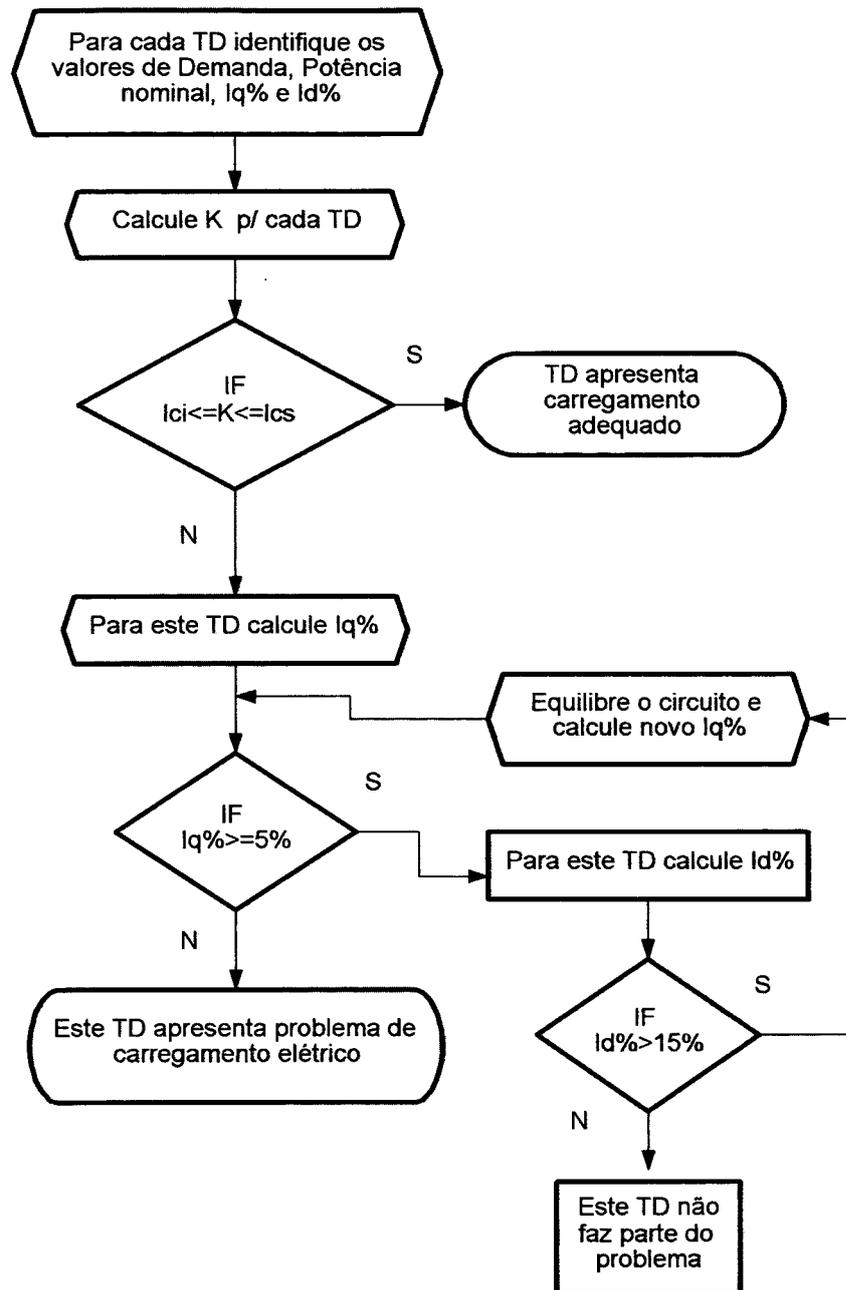


FIGURA 3.2: Fluxograma Seletivo

3.4 Considerações Finais

Neste capítulo o problema de carregamento elétrico dos transformadores foi apresentado considerando-se as condições operacionais das concessionárias de energia elétrica face as condições tecnológicas de sistemas antigos de geoprocessamento e disponibilidades atuais de sistemas SIG.

Salientou-se também, que o simples fato de tal tecnologia encontrar-se disponível nos dias atuais representa um enorme avanço gerencial, dado as facilidades de apoio a tomada de decisão que explicitamente conduzem a boas soluções para os diversos problemas que cercam a engenharia de distribuição. Contudo, nem sempre boas soluções, são as melhores soluções, portanto, sequencialmente, foi apresentado um procedimento alternativo de otimização para abordar o problema de carregamento elétrico de transformadores.

A seguir será apresentado detalhadamente o sistema proposto, assim como a análise econômica.

4. SISTEMA PROPOSTO

4.1 Introdução

Inicialmente foram identificados todos os transformadores que apresentaram irregularidade de carregamento elétrico conforme fluxograma seletivo. A demanda requerida por cada um destes circuitos foi determinada utilizando-se o modelo de dados relacional que o sistema SIG utiliza, assim como a coordenada geográfica dos transformadores assinalados.

Em linhas de máximo, o problema consiste em determinar qual transformador irá suprir a demanda requerida na posição geográfica (x,y), e para onde vai o transformador existente nesta posição geográfica (x,y), sucessivamente até que todos os transformadores sejam deslocados de suas posições anteriores para outras posições geográficas, tal que a condição de otimização e restrições do sistema sejam satisfeitas.

4.2 Modelagem do Problema

A seguir são definidos os elementos necessários à formulação do problema:

- a) Seja P_i o conjunto de todos os valores de potência nominal, em kVA, referente ao transformador localizado no circuito i ; onde $i = \{1,2,3, \dots, n\}$, e $n = \text{número total de transformadores existentes}$;
- b) Seja D_j o conjunto de todos os valores de demanda devida ao circuito j , em kVA, onde $j = \{1,2,3, \dots, m\}$, e $m = \text{ao número total de circuitos existentes}$;
- c) Seja $Fad(P,L)_{(i,j)}$ a função objetivo que determina a penalidade do transformador localizado no circuito P_i atender a demanda do circuito D_j .
- d) Seja $P_i(X,Y)$ a coordenada geográfica (UTM) do transformador P_i ;

- e) Seja $D_j (X, Y)$ a coordenada geográfica (UTM) do transformador localizado no circuito D_j ;
- f) Seja $D(0)_j$ o valor de demanda máxima, em kVA, requerida pelo circuito j no ano base;
- g) Seja tcd a taxa anual média de crescimento da demanda definida para todo o sistema;
- h) Seja a o ano de referência previsto para adequação de carregamento elétrico;
- i) Seja $D(a)_j$ o valor de demanda máxima, em kVA, requerida pelo circuito j no ano de referência a ;
- j) Seja lsc o limite superior de carregamento admissível;
- k) Seja lic o limite inferior de carregamento admissível;

O Problema de adequação do carregamento elétrico consiste em deslocar n transformadores P_i que possuem coordenadas geográficas em UTM, e potências nominais em kVA, para m posições geográficas, que possuem demandas em kVA, de modo que, para todo transformador P_i , seja atribuído uma demanda D_j , e que cada transformador P_i realize uma e somente uma tarefa de atendimento a demanda requerida do circuito D_j , e que além disto a diferença entre o valor de demanda em kVA requerida pelo circuito D_j , e a potência nominal em kVA do transformador P_i , seja mínima. A (Figura 4.1) exemplifica um modelo hipotético do problema de atribuição de transformadores às demandas.

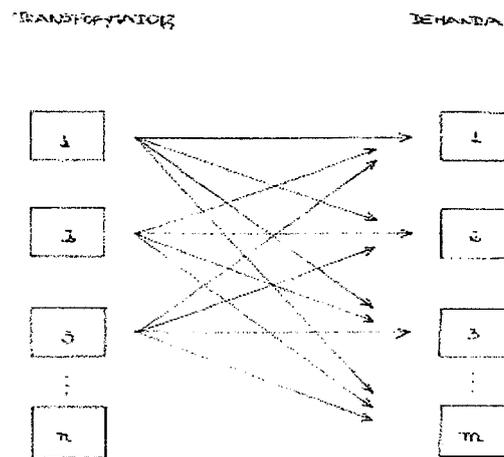


FIGURA 4.1: Modelo Hipotético do Problema de Atribuição

Seja $Fad(P, l)_{(i,j)}$ a função objetivo que determina o valor da penalidade de atribuir ao transformador P_i a demanda D_j . Então, este problema poderá ser definido como:

$$\text{MIN} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m Fad(P, L)_{(i,j)} \cdot X_{(i,j)}$$

S.A:

$$\sum_{j=1}^m x_{ij} \leq 1$$

$$\sum_{i=1}^n x_{ij} \geq 1$$

$$x_{ij} \in \{0,1\}$$

4.3 Algoritmo Utilizado

Para obter a solução deste problema, é utilizado um algoritmo específico, conhecido como algoritmo húngaro, cuja aplicação necessita que o número de máquinas (transformadores) seja igual ao número de tarefas (demandas). Na prática isto sempre é possível obter, fazendo-se com que sejam criadas máquinas ou tarefas fictícias, cujos custos de atribuição são nulos, por se tratar de atribuições que não serão efetivadas.

Como resultado desta operação é obtida uma matriz quadrada de custos de atribuição, denotada por $C = [c_{ij}]_{n \times n}$.

Os passos do algoritmo são os seguintes:

Passo 1:

Subtraia de cada linha da matriz C o menor elemento da linha, obtendo a matriz C' . Subtraia de cada coluna da matriz C' o menor elemento da coluna, obtendo a matriz C^0 . Faça $k = 0$.

Passo 2:

Assinale o máximo número de zeros na matriz C^k , de modo que não exista mais do que um zero assinalado por linha e coluna. Se n zeros foram assinalados em C^k , então PARE.

Os zeros assinalados correspondem a atribuição ótima.

Passo 3:

Cubra os zeros da matriz C^k com o menor número de retas horizontais e verticais, efetuando, para tanto, as seguintes operações:

- a) marque com um ### cada uma das linhas que não tiveram zeros assinalados;

- b) marque com um ### cada uma das colunas que possui um zero não assinalado em linha marcada;
- c) marque com um ### as linhas que possuírem zeros assinalados em colunas marcadas;
- d) repita as operações (b) e (c) até que nenhuma marca adicional possa ser realizada;
- e) cubra com retas horizontais as linhas da matriz não marcadas com ###;
- f) cubra com retas verticais as colunas da matriz marcadas com ###.

Passo 4:

Encontre o menor elemento da matriz C^k não coberto por reta (vertical ou horizontal). Subtraia este valor de todos os elementos não cobertos por reta, e adicione este mesmo valor aos elementos cobertos por duas retas: uma vertical e outra horizontal. Denomine a matriz resultante de C^{k+1} , faça $k = k + 1$, e retorne ao passo 2.

4.4 Função Penalidade

A função penalidade $Fad(P,L)_{(i,j)}$ foi concebida de modo a atender a questão de adequação de carregamento dos circuitos considerando também o problema de caminho mínimo à solução proposta de adequação.

O objetivo principal é definir uma expressão matemática que represente a configuração ideal de carregamento elétrico.

O condição básica de adequação de carregamento elétrico para qualquer circuito secundário de distribuição é definida por:

$$[P_i - D_j] = 0;$$

Em que:

P_i representa a potência nominal (kVA) do transformador i ;

D_j representa a demanda (kVA) do circuito j .

Mas em linhas gerais, esta expressão não penaliza adequadamente muitas situações existentes devido a linearidade estabelecida.

Faz-se necessário modificar a condição básica de adequação de carregamento elétrico $[P_i - D_j]$, visando atender dois requisitos fundamentais, citados a seguir:

1. Penalizar acentuadamente candidatos $[P_i - D_j] \gg 0$ ou $[P_i - D_j] \ll 0$;
2. Normalizar a expressão $[P_i - D_j]$ em valores absolutos, pois as parcelas positivas ou negativas de potência são partes integrantes da solução do problema.

A função penalidade passa a ser definida por:

$$Fad(P)_{(i,j)} = [P_i - D_j]^2;$$

A função penalidade para quaisquer valores de potência nominal e demanda retornará por conveniência valores inteiros inferiores a 40000, dado o conjunto finito de potências nominais e demandas.

O problema do caminho mínimo à solução de adequação do problema deverá ser integrado à função penalidade, no entanto, sua participação deverá ser muito menor que a contribuição da expressão de carregamento.

A expressão matemática L_{ij} representa a distância em km do transformador P_i ao circuito D_j .

A expressão L_{ij} é definida por:

$$L_{ij} = \sqrt{((D_{jx} - P_{ix})^2 - (D_{jy} - P_{iy})^2)}. 1 / 100$$

Em que:

$P_i(X, Y)$ é a coordenada geográfica (UTM) do transformador P_i ;

$D_j(X, Y)$ é a coordenada geográfica (UTM) do transformador localizado no circuito D_j .

A função penalidade constituída pelas duas parcelas é definida a seguir:

$$Fad(P, L)_{(i,j)} = [P_i - D_j]^2 + L_{ij};$$

Se $D_j / P_i \leq lsc$ e $D_j / P_i \geq lic$;

Faça:

$$Fad(P,L)_{(i,j)} = [Pi - Dj]^2 + Lij$$

Se não

Faça:

$$Fad(P,L)_{(i,j)} = 40000, \text{ (valor relativo infinito).}$$

Onde *lsc* e *lic* assumem os valores 1.25 e 0.70 respectivamente. Estes valores representam o limite máximo e mínimo de carregamento elétrico dos transformadores, valores inferiores a 0.70 assinalam transformadores subcarregados e valores superiores a 1.25 assinalam transformadores sobrecarregados.

4.5 Matriz de Solução

A matriz de solução representa o conjunto de possibilidades de adequação do carregamento elétrico dos transformadores de distribuição.

De maneira geral, a matriz de solução $MS_{(i \times j)}$ é constituída por *i* linhas e *j* colunas, em que o número de linhas é sempre igual ao número de colunas, ou seja, $i = j$ para qualquer hipótese de sistema, conseqüentemente a matriz *MS* é quadrada por definição.

As *i* linhas da matriz *MS* representam os *i* transformadores provenientes da análise do fluxograma seletivo, sendo que cada linha da matriz identifica um transformador com sua respectiva potência nominal em kVA.

As j colunas da matriz MS representam os j circuitos secundários provenientes da análise do fluxograma seletivo, sendo que cada coluna da matriz identifica a respectiva demanda em kVA do circuito selecionado.

A matriz MS é definida por:

$$MS_{(i x j)} = Fad(P, L)_{(i x j)}$$

Em que:

$$Se Dj / Pi \leq lsc \text{ e } Dj / Pi \geq lic;$$

Faça:

$$Fad(P, L)_{(i x j)} = [Pi - Dj]^2 + Lij$$

Se não

Faça:

$$Fad(P, L)_{(i x j)} = 40000, \text{ (valor relativo infinito).}$$

Uma questão importante acerca da matriz MS é a definição das demandas dos circuitos Dj .

A projeção de demanda do circuito é considerada de modo a estabelecer um determinado período em que os transformadores transferidos permaneçam sob demanda adequada. A análise da evolução da carga e previsão do crescimento futuro deverá abordar um período de até 10 anos, podendo ser alterado em função da característica do sistema de distribuição em questão ou política interna da concessionária.

Por conveniência, um transformador poderá ser deslocado para atender a demanda de um circuito desde que, as relações $D(0)_j/P_i \geq lic$ e $D(5)_j/P_i \leq lsc$, sejam satisfeitas, pois a solução ficaria fora de propósito se os limites de carregamento inferior e superior não fossem respeitados. Ainda, para que o transformador permaneça sob carregamento elétrico adequado por um período de tempo maior, a demanda prevista para o ano de referência deve ser igual a potência nominal do transformador. Satisfeitas estas condições, o transformador permanecerá sob demanda adequada por um período de tempo maior. O ano de referência é definido conforme critérios internos da concessionária.

A função exponencial é utilizada para estimar a demanda do circuito no ano de referência estabelecido, assim sendo:

$$D(a)_j = D(0)_j \cdot [1 + tcd/100]^a$$

Em que:

$D(a)_j$ = demanda máxima do circuito i para o ano a ;

$D(0)_j$ = demanda máxima do circuito i para o ano base;

tcd = taxa anual média de crescimento da demanda;

a = ano 1,2, ...,n

Mostra-se a seguir, a matriz MS que representa um sistema hipotético constituído por 5 transformadores e respectivos circuitos secundários. Os dados de identificação do Transformador, potência nominal, demanda estimada, e coordenadas estão dispostos conforme (Tabela 4.1).

TABELA 4.1: Dados de Identificação do Transformador, Potência Nominal, Demanda Estimada, e Coordenadas.

Trafo	Pi(kVA)	Dj(kVA)	X(utm)	Y(utm)
1	45	72	729775.46	7038621.85
2	75	66	728609.53	7041476.83
3	75	47	730162.65	7042056.30
4	15	28	730512.14	7042144.35
5	30	14	730581.73	7043411.36

A matriz MS é definida pela função $Fad(P,L)_{ij} = [P_i - D_j]^2 + L_{ij}$, conforme

exemplificação abaixo:

$$Fad(P,L)(1 \times 1) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(1 \times 2) = 441,03;$$

$$Fad(P,L)(1 \times 3) = 4,03;$$

$$Fad(P,L)(1 \times 4) = 289,03;$$

$$Fad(P,L)(1 \times 5) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(2 \times 1) = 9,03;$$

$$Fad(P,L)(2 \times 2) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(2 \times 3) = 784,01;$$

$$Fad(P,L)(2 \times 4) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(2 \times 5) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(3 \times 1) = 9,03;$$

$$Fad(P,L)(3 \times 2) = 81,01;$$

$$Fad(P,L)(3 \times 3) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(3 \times 4) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(3 \times 5) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(4 \times 1) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(4 \times 2) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(4 \times 3) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(4 \times 4) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(4 \times 5) = 1,01;$$

$$Fad(P,L)(5 \times 1) = 40000;$$

$$Fad(P,L)(5 \times 2) = 40000;$$

$$\text{Fad(P,L)}(5 \times 3) = 40000,00;$$

$$\text{Fad(P,L)}(5 \times 4) = 4,01;$$

$$\text{Fad(P,L)}(5 \times 5) = 40000,00.$$

P_i(nom)xD_j(pro)		D1	D2	D3	D4	D5
		72	66	47	28	14
P1	45	40000	441,03	4,03	289,03	40000
P2	75	9,03	40000	784,01	40000	40000
P3	75	9,03	81,01	40000	40000	40000
P4	15	40000	40000	40000	40000	1,01
P5	30	40000	40000	40000	4,01	40000

QUADRO 4.1: Matriz MS

Em que:

O número de transformadores n , é sempre igual ao número de circuitos m ;

P_i representa a potência nominal do transformador i em (kVA);

$i = 1,2,3,\dots,n$; n = número de transformadores;

D_j representa a demanda projetada do circuito j em (kVA), no 5º ano;

$j = 1,2,3,\dots,m$; m = número de circuitos.

4.6 Fluxograma do Sistema

É apresentado a seguir o Fluxograma do Sistema (Figura 4.2) onde demonstra-se as etapas principais que compõe a metodologia proposta:

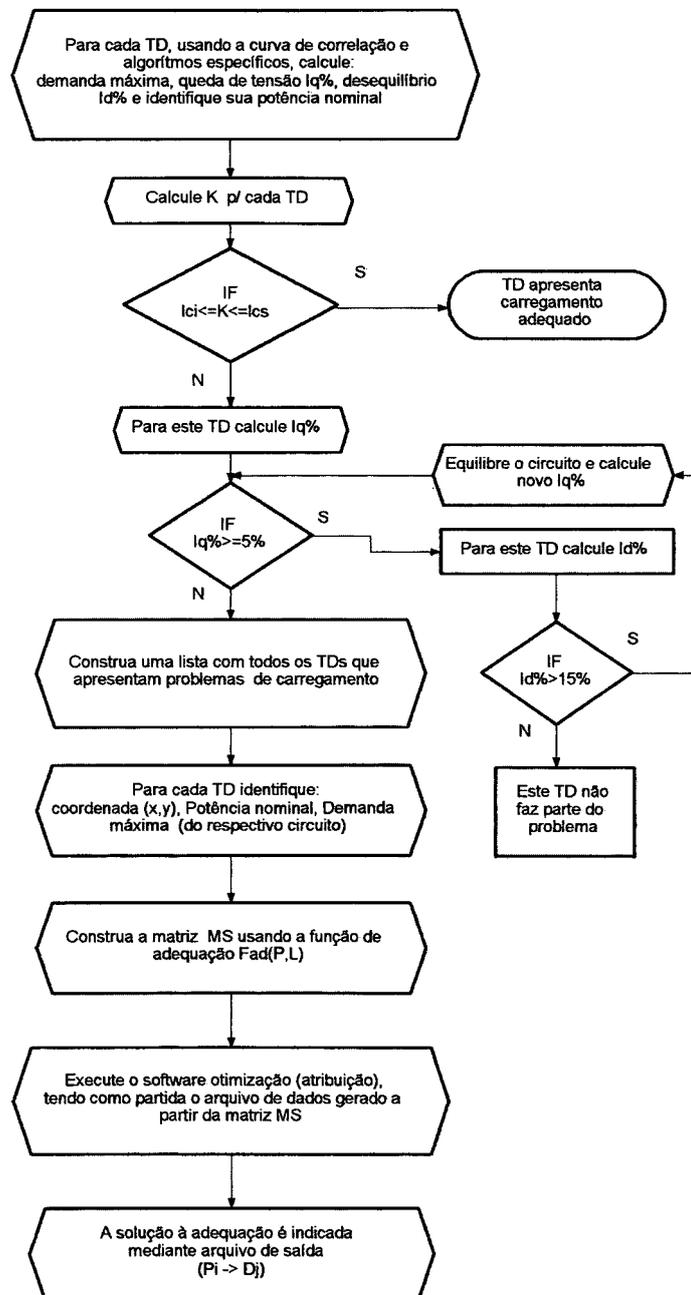


FIGURA 4.2: Fluxograma do Sistema

4.7 Análise Econômica

O benefício econômico gerado pelos sistemas de gerência de redes de distribuição baseia-se nos seguintes itens:

- Otimização da aplicação de recursos na rede;
- Incremento de agilidade e de precisão nos processos de engenharia;
- Disponibilização rápida de informações do cadastro da rede e dos processos gerenciais correlatos;
- Aumento da vida útil dos transformadores;
- Redução da potência instalada ociosa;
- Melhoria da qualidade dos serviços prestados;
- Redução acentuada dos custos operacionais;
- Aumento geral na produtividade dos empregados envolvidos nos processos operacionais de gerência da rede.

No entanto a análise econômica é realizada considerando-se apenas os benefícios mais significativos, quais sejam:

- Aumento da vida útil dos transformadores;
- Redução de potência instalada ociosa.

Neste contexto, para analisar o benefício econômico do sistema proposto, é importante quantificar o número de transformadores de distribuição que em função do problema de sobrecarga são avariados por ano. Para exemplificar, apenas os sistemas de distribuição de Blumenau e Joinville serão considerados. A (Tabela 4.2) demonstra por sistema regional, a relação entre o número de transformadores existentes (instalados) e transformadores avariados.

TABELA 4.2: Relação entre Transformadores Existentes e Transformadores Avariados por Sobrecarga (1998)

Regional	Trafos Instalados	Avarias sobrecarga	Avarias (%)
Blumenau	3653	145	3,96
Joinville	3450	83	2,40
Total	7103	228	6,36

Fonte: Celesc

Portanto conforme (Tabela 4.2), dos 7103 transformadores instalados no sistema de distribuição, 228 transformadores são avariados por problema de sobrecarga, o que representa 6,36% dos transformadores do sistema de Blumenau e Joinville.

É importante salientar que os transformadores avariados são substituídos por transformadores disponíveis no almoxarifado. Aproximadamente 70% dos transformadores avariados são consertados em oficinas especializadas, ou seja, são reconicionados. Os 30% restantes são repostos por transformadores novos. Para avaliar o custo total de recuperação de um transformador de distribuição avariado, deve-se considerar os itens enumerados na (Tabela 4.3).

TABELA 4.3: Valor Total (H/h) – Transformador Recondicionado

Itens	Valor H/h
Conserto (materiais, mão de obra)	55,26
Serviço (retirar e substituir o trafo)	20,73
Transporte (local, almoxarifado, oficina)	8,29
Administração e Engenharia	16,58
Tempo desligado (média não faturado)	1,38
Total	102,24

Fonte: Celesc

H/h - Homem/hora – unidade monetária das áreas de manutenção e construção.

Portanto, para cada transformador recondicionado gasta-se 102,24 H/h. Considerando-se as proporções de transformadores consertados e transformadores novos, faz-se uma composição do custo total de avarias por sobrecargas em transformadores, conforme (Tabela 4.4):

TABELA 4.4: Composição do Custo Total – Sobrecarga

Itens		Valor Unitário (R\$)
Transformador médio (45 kVA)		2.071,63
H/h		5,00
Conserto do transformador		511,20
Tipos	Quantidade	Valor (R\$)
Transformadores novos	68,4	141.699,49
Transformadores consertados	159,6	81.587,52
Total	228	223.287,01

O valor total calculado representa o benefício econômico estimado, relativo a avarias por sobrecarga, e pressupõe o controle de 100% dos transformadores cadastrados no sistema de gerência de redes SIG.

Outro benefício econômico predominante é a redução de potência instalada ociosa.

Utilizando como base também os sistemas de distribuição das cidades de Blumenau e Joinville, identifica-se os seguintes dados, conforme (Tabela 4.5):

TABELA 4.5: Dados Necessários à Análise de Potência Ociosa e Cálculos

Regional	Cons.%(MUB)	Pot. Inst.	kWh bt (98)	Dmax (kVA)	Pmax (kVA)
Blumen.	0,79	256.833	563.775.568	214.526	308.199
Joinville	0,91	188.623	449.856.715	171.178	226.347

Fonte: Celesc

Os dados da (Tabela 4.5) são descritos a seguir:

cons.% (MUB) – valor percentual dos consumidores atendidos pelo sistema de gerência de redes SIG;

Pot. Inst. – valor total da potência instalada em kVA;

KWh bt (98) – energia total faturada em kWh no ano de 1998;

Dmax (kVA) – demanda máxima calculada pela relação: $\text{kWh bt (98)} / (8760 \times \text{fc})$, em que, fc é o fator de carga típico dos consumidores residenciais, $\text{fc} = 0,30$.

Pmáx. – Potência máxima estimada calculada pela relação: $\text{Pot. Inst.} \times 1,20$, em que 1,20, valor estimado de sobrecarga para o sistema atual;

A (Tabela 4.6) apresenta seqüencialmente as outras variáveis que compõem a análise econômica.

TABELA 4.6: Variáveis que Integram a Análise – Potência Ociosa

Regional	Pot. Disponível (kVA)	Pot. Remanejável	Valor (R\$)
Blumenau	74.457	52.120	2.399.408,00
Joinville	50.422	35.295	1.624.848,00
Total	124.879	87.415	4.024.256,00

Os dados da (Tabela 4.6) são descritos a seguir:

Pot. Disponível – calculado pela diferença entre Dmax e Pmax (kVA), ou seja: $(\text{Dmax (kVA)} - \text{Pmax (kVA)}) \times \text{Cons. \% (MUB)}$, e representa a disponibilidade de potência em kVA do sistema;

kVA remanejável – calculado multiplicando-se o KVA disponível por 0,7, pois estima-se que 70% da potência instalada disponível seja remanejável;

Valor (R\$) – valor do benefício econômico em reais calculado pela relação: **Pot. remanejável / 45) x valor médio unitário do transformador.**

O benefício econômico estimado é calculado somando-se as parcelas, já calculadas, de avarias por sobrecarga e adequação da potência ociosa, conforme (Tabela 4.7):

TABELA 4.7: Benefício Econômico Total

Item	Valor (R\$)
Sobrecarga	223.287,01
Potência ociosa	4.024.256,00
Total	4.247.543,01

Entretanto, a análise econômica foi realizada supondo os seguintes aspectos:

- Cadastramento de 100% dos consumidores (MUB);
- Os custos de deslocamento foram desconsiderados;
- Adequação de 100% dos transformadores sobrecarregados;
- Adequação de 70% da potência instalada ociosa.
- Nenhum aplicativo de apoio ao problema de transferência dos transformadores foi utilizado. Considera-se, que os transformadores com carregamento inadequado foram substituídos por transformadores disponíveis no almoxarifado, conforme análise e determinação dos supervisores das áreas envolvidas.

Numa abordagem comparativa, pode-se supor que, utilizando-se do sistema proposto, a quantidade de transformadores remanejáveis aumente consideravelmente. Neste contexto, admiti-se uma adequação de 80% da capacidade ociosa, proporcionando um benefício maior.

O valor calculado, utilizando-se de 80% da capacidade de remanejamento, passa a ser: **RS 4.599.166,00**.

A análise econômica identificou um valor bastante significativo relativo a economia gerada pelo sistema de gerencia de redes. No entanto, o benefício máximo obtido pelo sistema pressupõe uma mudança imediata dos procedimentos de gerencia de redes de distribuição assim como a utilização de sistemas de otimização e apoio a tomada de decisão. As dificuldades operacionais para colocar a solução proposta em execução foram consideradas, assim como a questão dos problemas de divisão de circuito que não são tratados neste sistema. Porém, com relação ao carregamento elétrico dos transformadores, a solução determinada pelo sistema é considerada ótima.

4.8 Considerações Finais

Neste capítulo o problema de adequação de carregamento elétrico foi apresentado, assim como sua formulação e solução baseada analogamente a solução dos problemas de atribuição. Esta abordagem se justifica por ser o problema em questão não linear, envolvendo variáveis inteiras (isto é, discretas) e envolvendo a tomada de decisões sucessivas.

Também foi apresentado o fluxograma do sistema com o intuito de proporcionar uma visão generalizada do sistema proposto.

Ainda, a análise econômica finalizou este capítulo demonstrando a economicidade associada a solução.

A seguir far-se-á uso do sistema proposto para a solução de um problema real.

5. APLICAÇÃO PRÁTICA

5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, a determinação da adequação do carregamento elétrico é mostrada mediante utilização do sistema proposto. Algumas particularidades do sistema de distribuição em questão são identificadas e os resultados obtidos através do uso do sistema proposto são analisados e a solução subsequente a análise torna-se apta à execução.

5.2 Levantamento dos Dados

Para a aplicação prática escolheu-se o sistema de distribuição da cidade de Joinville região norte do Estado de Santa Catarina, área de concessão das Centrais Elétricas do Estado de Santa Catarina - Celesc, onde iniciou-se no ano (1999) a implantação do sistema de gerência de redes de distribuição (SIG).

O sistema possui 126.000 consumidores atendidos em baixa tensão e 3450 transformadores de distribuição com potências nominais típicas de: 5, 10, 15, 30, 45, 75, 112,5 e 150 kVA.

É importante salientar que no ano de 1998 o sistema apresentou por problema de sobrecarga uma taxa trimestral de avaria de 2,40%, o que comparado a outros sistemas de distribuição não representa um valor acentuado, embora seguramente este valor implique em prejuízos significativos à empresa.

Outro aspecto importante relativo a aplicação prática, é que embora existam 3450 transformadores de distribuição apenas 421 transformadores serão analisados na aplicação prática, pois muitos consumidores ainda não foram vinculados aos seus respectivos circuitos secundários o que impossibilita a análise completa do carregamento elétrico dos transformadores de distribuição. O consumidor secundário é um elemento fundamental ao sistema de gerência de redes.

Os dados referentes a análise do problema são os seguintes:

- limites inferiores (lic) e superiores (lsc) de carregamento são 0.75 e 1.25 respectivamente (limites para identificação de transformadores com carregamento inadequado);
- valor máximo admissível de queda de tensão $Iq\% = 5\%$;
- desbalanceamento máximo admissível de circuito secundário $Id\% = 15\%$;
- função kVAS utilizada: $kVA(\text{trafo}) = 0.00374 \text{ kWh} + 3.983$;
- taxa anual média de crescimento da demanda $tcd = 5\%$ a.a;
- ano de referência para estimativa de demanda e adequação $a = 5$;
- função de adequação $Fad(P,L)(i,j) = [P_i - D_j]^2 + L(i,j)$.

5.3 Aplicação do Sistema Proposto

Inicialmente, com a utilização das facilidades do sistema de gerência de redes, identifica-se todos os transformadores existentes na base de dados e os respectivos valores de potência nominal P_i , demanda D_j , índice de queda de tensão $Iq\%$, índice de desequilíbrio $Id\%$. O cálculo de demanda máxima do circuito D_j é executado utilizando-se da função kVAS e todos os cálculos subsequentes baseiam-se neste resultado, a exemplo do algoritmo de queda de tensão e análise de desequilíbrio de carga dos circuitos secundários. Em linhas gerais, a demanda correlacionada ao transformador é distribuída proporcionalmente ao kWh verificado nos vários nós existentes no circuito secundário.

Neste contexto, conforme o fluxograma seletivo, dos 421 transformadores existentes na base de dados, 373 transformadores apresentaram índice de carregamento elétrico adequado ($0.70 \leq K \leq 1.25$ em que $K = D(0)j / P_i$). Dos 48 transformadores restantes 4

apresentam problemas de queda de tensão, desequilíbrio de carga, e sobrecarga simultaneamente ($Iq\% > 5\%$, $Id\% > 15\%$, e $K > 1.25$) conforme (Tabela 5.1), e outros 5 circuitos apresentaram índice de queda de tensão acentuado e desequilíbrio de carga adequado ($Iq\% > 15\%$ e $Id\% \leq 15\%$), e portanto não pertencem ao problema (provável divisão de circuito).

TABELA 5.1: Transformadores com Queda de Tensão $Iq\%$, Desequilíbrio de Carga $Id\%$, e Carregamento Elétrico $K(0)_i$ Inadequados

Código	Pi (kVA)	D(0)_j (kVA)	Iq%	Id%	K
5247	45	59,7	8,8	35,4	1,33
5178	75	115,9	8,5	31,1	1,55
6122	75	109,9	7,7	41,1	1,47
7021	15	24,5	10,2	30,2	1,63

Após simulações de equilíbrio de carga dos circuitos mostrados na (Tabela 5.1), verificou-se que o circuito de código: 5050 apresentou índice de queda de tensão adequado, uma vez que o acentuado valor percentual de queda de tensão é proveniente do desequilíbrio de cargas secundárias neste circuito, resultando em mais um transformador com problema específico de carregamento elétrico. A Tabela 5.2 demonstra o resultado da simulação do equilíbrio de carga nos circuitos secundários para o cálculo dos novos índices de queda de tensão $Iq\%$.

TABELA 5.2: Simulação de Equilíbrio de Carga

Código	Pi (kVA)	D(0)j (kVA)	Iq%	Id%	K
<i>5247</i>	<i>45</i>	<i>59,7</i>	<i>4,2</i>	<i>12,1</i>	<i>1,33</i>
5178	75	115,9	7,1	16,4	1,55
6122	75	109,9	6,8	14,8	1,47
7021	15	24,5	7,0	15,9	1,63

Portanto, mediante análise do fluxograma seletivo, 40 transformadores foram assinalados por apresentarem problemas específicos de carregamento elétrico.

Segundo o fluxograma do sistema, uma lista com os transformadores até aqui selecionados é construída para posterior elaboração da matriz de solução MS. A (Tabela 5.3) exemplifica os transformadores com seus respectivos atributos necessários à MS.

TABELA 5.3: Transformadores com os Respectivos Atributos

Refer.	Pi (kVA)	D(0)j (kVA)	D(5)j (kVA)	K(0)i	X (utm)	Y(utm)
1	45	59,7	76,2	1,33	714303,27	7090073,50
2	75	36,4	46,4	0,48	712514,64	7092860,44
3	75	28,8	36,8	0,38	719182,33	7086061,80
4	15	19,2	24,5	1,28	709393,48	7090695,90
5	112	141,0	179,9	1,26	707769,62	7086998,48
6	30	11,1	14,2	0,37	709938,77	7089611,33
7	45	59,7	76,2	1,33	707301,28	7093064,54
8	45	56,6	72,2	1,26	710333,16	7094344,03
9	45	23,7	30,2	0,53	716027,19	7095477,90
10	30	14,2	18,1	0,47	717728,01	7094812,37
11	30	38,5	49,2	1,28	717580,11	7092446,02
12	45	59,1	75,4	1,31	712748,81	7090967,05
13	75	38,2	48,8	0,51	716273,69	7090819,15
14	150	56,7	72,4	0,38	716421,58	7088551,40
15	45	56,5	72,1	1,26	712946,01	7086653,39
16	15	21,3	27,2	1,42	707671,02	7089118,34
17	30	53,7	68,5	1,79	704959,58	7092076,28
18	45	27,7	35,3	0,62	708854,19	7091903,73
19	75	95,0	121,2	1,27	711393,09	7089734,57
20	45	62,1	79,2	1,38	701853,74	7095132,81
21	75	38,2	48,8	0,51	708484,45	7096094,14
22	30	40,7	51,9	1,36	715534,2	7086061,80
23	45	19,2	24,5	0,43	719206,97	7086480,84
24	45	22,3	28,4	0,50	716914,57	7090424,76
25	30	42,9	54,8	1,43	715213,76	7088674,65
26	45	28,4	36,2	0,63	710505,71	7091879,08
27	75	41,1	52,4	0,55	715410,95	7090326,16
28	30	37,8	48,2	1,26	710949,4	7086406,89
29	75	38,2	48,8	0,51	716594,13	7091336,79
30	15	24,4	31,1	1,63	713956,64	7089783,87
31	15	39,3	50,2	2,62	709864,82	7087368,22
32	30	38,5	49,2	1,28	709692,28	7089956,42
33	45	62,6	79,9	1,39	709199,29	7091213,54
34	45	15,7	20,1	0,35	709914,12	7095527,20
35	30	40,0	51,1	1,33	714893,32	7086825,94
36	30	44,0	56,2	1,47	719305,57	7091065,65
37	75	37,8	48,3	0,50	717555,46	7092470,67
38	45	27,7	35,3	0,62	718787,93	7085593,46
39	75	29,9	38,1	0,40	707942,16	7090868,45
40	45	14,4	18,4	0,32	714671,47	7089808,52

Na (Tabela 5.3), Pi, D(0)j, D(5)j, K(0)i, X e Y representam a potência nominal (kVA), demanda do circuito ano base (kVA), demanda do circuito calculado para o 5º ano (kVA), carregamento elétrico do transformador, coordenadas geográficas X (utm) e Y (utm) respectivamente.

Para o cálculo da demanda estimada para o 5º ano $D_j(5)$ e K foram utilizadas as seguintes expressões:

$$D_j(5) = D_j(0) \cdot [1 + \text{tcd}/100]^a$$

Em que:

$D(5)_j$ = demanda máxima do circuito i para o 5º ano sucessivo;

$D(0)_j$ = demanda máxima do circuito i para o ano base;

tcd = 5%;

a = 5.

$$K = D_j(0) / P_i$$

Em que:

$D(0)_j$ = demanda máxima do circuito i para o ano base;

P_i = potência nominal do transformador i .

Neste momento, todos os elementos necessários à elaboração da matriz MS estão calculados. Inicia-se então, utilizando-se a função de adequação $Fad(P,L)(i,j)$ à construção da matriz MS.

$$Fad(P,L)(i,j) = [P_i - D_j]^2 + L_{ij};$$

Concluída a elaboração da matriz MS (anexo 1), cria-se um arquivo formato texto para servir de dados de entrada para executar o software de otimização (Assignment Problem).

As interfaces de entrada e de localização do arquivo de dados são mostradas nas (Figuras 5.1 e 5.2).

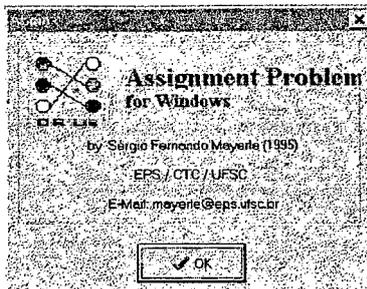


FIGURA 5.1: Interfaces de Entrada

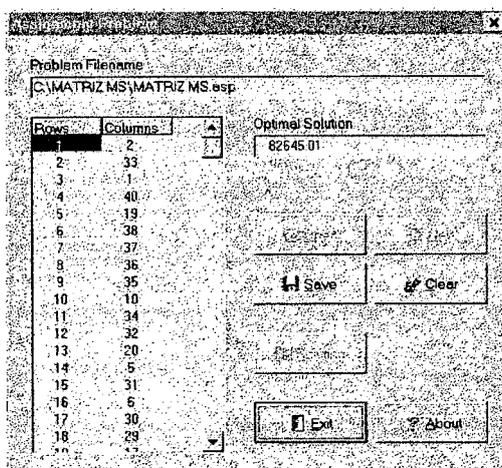


FIGURA 5.2: Localização do Arquivo de Dados

Processada a leitura do arquivo e execução do software um arquivo contendo a solução do problema é gerado. A solução à adequação do carregamento elétrico é mostrado no (Quadro 5.1).

SOLUÇÃO			
TD(Ci)	D(Ci)	TD(Ci)	D(Ci)
1	39	21	14
2	33	22	23
3	20	23	27
4	40	24	25
5	19	25	18
6	38	26	22
7	37	27	12
8	36	28	16
9	35	29	8
10	30	30	10
11	26	31	6
12	32	32	9
13	17	33	21
14	5	34	13
15	31	35	4
16	34	36	3
17	24	37	7
18	29	38	11
19	15	39	1
20	28	40	2

QUADRO 5.1: Solução à Adequação do Carregamento Elétrico

O (Quadro 5.1) mostra a solução de adequação do carregamento elétrico. A solução apresentada deve ser analisada para posterior execução das transferências dos transformadores P_i para as demandas D_j estabelecidas.

A solução apresentada no (Quadro 5.1) deve ser interpretada da seguinte maneira:

- transformador TD1 deverá ser deslocado ao circuito D39;
- transformador TD2 deverá ser deslocado ao circuito D33;
- transformador TD3 deverá ser deslocado ao circuito TD20, etc.

As transferências são executadas sucessivamente até que todos os transformadores sejam deslocados.

5.4 Análise dos Resultados

É importante salientar que a adequação do carregamento elétrico dos transformadores foi projetada para o 5º ano sucessivo a partir do ano base, pois utilizou-se $a = 5$ ($a =$ ano de referência). Admitiu-se também, que todo o sistema elétrico de Joinville possui a mesma taxa de crescimento ($tcd = 5\%$ a.a). Ainda, admitiu-se para análise de carregamento elétrico uma única curva de carga para todo o sistema.

O (Quadro 5.2) mostra os valores de demanda atual $D(0)_j$ dos circuitos e o carregamento elétrico $K(0)_i$ dos transformadores do sistema, em que $K(0)_i = D(0)_j/P_i$, sendo $i = j$.

T <i>di</i>	D(0) <i>j</i>	K(0) <i>i</i>	T <i>di</i>	D(0) <i>j</i>	K(0) <i>i</i>
1	59,70	1,33	21	38,23	0,51
2	36,35	0,48	22	40,66	1,36
3	28,83	0,38	23	19,20	0,43
4	19,20	1,28	24	22,25	0,49
5	140,95	1,26	25	42,94	1,43
6	11,13	0,37	26	28,36	0,63
7	59,70	1,33	27	41,06	0,55
8	56,57	1,26	28	37,76	1,26
9	23,66	0,53	29	38,23	0,51
10	14,18	0,47	30	24,37	1,62
11	38,55	1,28	31	39,33	2,62
12	59,08	1,31	32	38,55	1,28
13	38,23	0,51	33	62,60	1,39
14	56,73	0,38	34	15,75	0,35
15	56,49	1,26	35	40,04	1,33
16	21,31	1,42	36	44,03	1,47
17	53,67	1,79	37	37,84	0,50
18	27,66	0,61	38	27,66	0,61
19	94,96	1,27	39	29,85	0,40
20	62,05	1,38	40	14,42	0,32

QUADRO 5.2: Valores de Demanda $D(0)_j$ e Carregamento Elétrico Atual $K(0)_i$

Após execução da solução proposta, ou seja, transferidos todos os transformadores às demandas conforme solução apresentada no (Quadro 5.1), tem-se como resultado os valores apresentados no (Quadro 5.3).

T _{di}	K(0) _i	K(5) _i	T _{di}	K(0) _i	K(5) _i
1	0,66	0,85	21	0,75	0,97
2	0,83	1,07	22	0,64	0,82
3	0,82	1,06	23	0,91	1,16
4	0,96	1,23	24	0,95	1,22
5	0,84	1,08	25	0,92	1,18
6	0,92	1,18	26	0,90	1,15
7	0,84	1,07	27	0,78	1,01
8	0,97	1,25	28	0,71	0,91
9	0,89	1,14	29	0,75	0,96
10	0,81	1,04	30	0,94	1,21
11	0,94	1,21	31	0,74	0,95
12	0,85	1,09	32	0,79	1,01
13	0,71	0,91	33	0,85	1,08
14	0,94	1,20	34	0,85	1,08
15	0,87	1,12	35	0,64	0,82
16	1,05	1,34	36	0,96	1,23
17	0,74	0,95	37	0,79	1,02
18	0,85	1,08	38	0,85	1,09
19	0,75	0,96	39	0,79	1,02
20	0,84	1,07	40	0,80	1,03

QUADRO 5.3: Resultados Conforme Solução Proposta

O (Quadro 5.3) apresenta os resultados obtidos após execução da solução proposta. Entende-se que $K(0)_i = D(0)_i/P_i$, expressa o carregamento elétrico do transformador P_i relacionado a demanda do circuito $D(0)_j$ no ano base, e $K(5)_i = D(5)_i/P_i$, expressa o carregamento elétrico do transformador P_i relacionado a demanda do circuito D_j no 5º ano sucessivo ao ano base.

Nota-se que a grande maioria dos valores $K(0)_i$ são maiores ou iguais a 0,70 (limite inferior de carregamento), e que os valores de $K(5)_i$ são quase que na totalidade inferiores ou iguais a 1,25 (limite superior de carregamento), ou seja, dos 40 transformadores, conforme a solução proposta, apresentam carregamento adequado ($0,70 \leq K(0)_i \leq 1,25$) e ($0,70 \leq K(5)_i \leq 1,25$), configurando a solução final do problema.

Entretanto, nota-se que 4 transformadores ficaram sem solução de adequação de carregamento. Este fato ocorre devido ao conjunto finito de transformadores e potências nominais (15, 30, 45, 75, 112 e 150 kVA respectivamente) existentes no escopo do problema e os vários patamares de demandas solicitadas pelos circuitos. Tipicamente, estes transformadores que não são parte da solução do problema destinam-se ao almoxarifado, e suas demandas respectivas serão adequadas utilizando-se novos transformadores disponíveis no almoxarifado, mediante análise.

Uma análise comparativa entre os carregamentos dos transformadores antes $K(0)_{iant}$, e depois $K(0)_{idep}$ da solução proposta é mostrada a seguir, conforme (Quadro 5.4.)

T _{di}	K(0) _{iant}	K(0) _{idep}	T _{di}	T _{di}	K(0) _{iant}	K(0) _{idep}
1	1,33	0,66	21	21	0,51	0,75
2	0,48	0,83	22	22	1,36	0,64
3	0,38	0,82	23	23	0,43	0,91
4	1,28	0,96	24	24	0,49	0,95
5	1,26	0,84	25	25	1,43	0,92
6	0,37	0,92	26	26	0,63	0,90
7	1,33	0,84	27	27	0,55	0,78
8	1,26	0,97	28	28	1,26	0,71
9	0,53	0,89	29	29	0,51	0,75
10	0,47	0,81	30	30	1,62	0,94
11	1,28	0,94	31	31	2,62	0,74
12	1,31	0,85	32	32	1,28	0,79
13	0,51	0,71	33	33	1,39	0,85
14	0,38	0,94	34	34	0,35	0,85
15	1,26	0,87	35	35	1,33	0,64
16	1,42	1,05	36	36	1,47	0,96
17	1,79	0,74	37	37	0,50	0,79
18	0,61	0,85	38	38	0,61	0,85
19	1,27	0,75	39	39	0,40	0,79
20	1,38	0,84	40	40	0,32	0,80

QUADRO 5.4: Análise Comparativa do Carregamento Elétrico $K(0)_i$

Observa-se que inicialmente os transformadores apresentaram o carregamento elétrico inadequado ($K(0)_{iant} < 0,70$ ou $K(0)_{iant} > 1,25$), e conforme a solução proposta os

transformadores passaram a apresentar tipicamente valores adequados ($0,70 \leq K(0)_{idep} \leq 1,25$).

Outra análise importante é a projeção do carregamento elétrico dos transformadores conforme a solução proposta e sistema atual, ambos projetados para o 5º ano. O (Quadro 5.5) demonstra os resultados.

Tdi	K(5)isis	K(5)isol	Tdi	K(5)isis	K(5)isol
1	1,69	0,85	21	0,65	0,97
2	0,62	1,07	22	1,73	0,82
3	0,49	1,06	23	0,54	1,16
4	1,63	1,23	24	0,63	1,22
5	1,61	1,08	25	1,83	1,18
6	0,47	1,18	26	0,80	1,15
7	1,69	1,07	27	0,70	1,01
8	1,60	1,25	28	1,61	0,91
9	0,67	1,14	29	0,65	0,96
10	0,60	1,04	30	2,07	1,21
11	1,64	1,21	31	3,35	0,95
12	1,68	1,09	32	1,64	1,01
13	0,65	0,91	33	1,78	1,08
14	0,48	1,20	34	0,45	1,08
15	1,60	1,12	35	1,70	0,82
16	1,81	1,34	36	1,87	1,23
17	2,28	0,95	37	0,64	1,02
18	0,78	1,08	38	0,78	1,09
19	1,62	0,96	39	0,51	1,02
20	1,76	1,07	40	0,41	1,03

QUADRO 5.5: Análise Comparativa do Carregamento Elétrico K(5)i

No (Quadro 5.5), entende-se por K(5)isis e K(5)isol o carregamento elétrico dos transformadores do sistema atual e o carregamento dos transformadores conforme solução proposta respectivamente, ambos projetados para o 5º ano sucessivo.

Os resultados obtidos apresentam-se bastante satisfatórios, uma vez que, utilizando-se dos próprios transformadores existentes no sistema que apresentavam problemas de carregamento elétrico (subcarregamento ou sobrecarregamento), a solução proposta adequou 90% dos transformadores.

5.5 Considerações Finais

Mostrou-se neste capítulo um sistema real de distribuição, apresentando seus limites e quantificando os objetos pertinentes ao problema em questão.

Na seqüência, conforme metodologia proposta, os dados foram tratados (fluxograma do sistema) para posterior execução do software de otimização (Assignment Problem) e a solução proposta foi obtida e analisada, demonstrando os benefícios adquiridos através de comparações do sistema atual e do sistema modificado de acordo com a solução proposta.

Salienta-se, também, que em função da conversão de dados do sistema de Joinville encontrar-se no início, apenas 421 transformadores fizeram parte da análise, sendo que o sistema teria condições de adequar uma matriz de solução MS de até 1000 linhas por 1000 colunas.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 Conclusões

Os investimentos em redes de distribuição secundária amontam uma parcela bastante significativa dos orçamentos anuais das empresas de distribuição de energia elétrica. O transformador de distribuição, além de ser um dos equipamentos essenciais à rede de distribuição, é o de maior quantidade em uso e a sua utilização adequada resulta em economia nos investimentos da empresa.

O controle do carregamento dos transformadores de distribuição, apesar de imprescindível, constitui-se um dos maiores problemas das empresas de distribuição. Constatou-se que é praticamente impossível gerenciá-los através de medições, dado a escassez de pessoal e/ou equipamentos. Por conseguinte, as empresas contabilizam vultuosos gastos anuais devido a falta de ferramentas adequadas ao controle do carregamento elétrico dos transformadores.

O modelo proposto neste trabalho, em que o objetivo foi adequar o carregamento elétrico dos transformadores utilizando o máximo de transformadores existentes no sistema de distribuição, mostrou que é sempre possível obter uma solução ótima. Este fato é evidente dado que a solução obtida pelo procedimento tradicional baseia-se apenas em soluções isoladas, o que implica numa acentuada utilização dos transformadores disponíveis no almoxarifado à solução do problema de adequação. Salienta-se que os transformadores disponíveis no almoxarifado poderiam, quase que especificamente, suprir as requisições de divisão de circuitos, proporcionando um aumento considerável de economia e qualidade de fornecimento.

Outra vantagem no uso desta metodologia é a possibilidade de se efetuar uma análise de sensibilidade envolvendo os parâmetros adotados. Pode-se em qualquer

momento alterar os parâmetros de seleção dos transformadores ou redefinir o horizonte de planejamento à adequação conforme as características elétricas ou condições do sistema de distribuição a ser analisado.

O trabalho desenvolvido proporcionou a constatação de que a evolução tecnológica pode resolver de forma cada vez melhor problemas específicos de engenharia de distribuição, pois as facilidades que o SIG proporciona, muitos problemas antes considerados sem adequação serão modelados e solucionados.

6.2 Recomendações

Sugere-se, para aprofundar este trabalho, uma análise mais detalhada em relação aos parâmetros utilizados. Considera-se imprescindível a realização de um estudo mais elaborado para determinar, por região, curvas de correlação (função kVAS) e curvas de carga típicas, pois toda a análise de identificação do carregamento elétrico do transformador e cálculo dos índices dos circuitos, dependem diretamente destes elementos. Neste contexto, deve-se dizer, que cada sistema de distribuição apresenta peculiaridades distintas, e portanto, há de se definir para cada um deles, curvas de correlação e curva de carga próprias, sob pena de se cometer erros grosseiros à adequação do carregamento elétrico do sistema.

Os índices e parâmetros adotados neste trabalho, deverão ser revistos e adaptados conforme política interna e critérios da concessionária de distribuição de energia elétrica, que os utilize.

Recomenda-se, ainda, considerando o contexto global do problema, que se utilize o maior número possível de transformadores à adequação do carregamento elétrico, pois quanto maior o conjunto de transformadores candidatos a remanejamento, maior a gama de

combinações possíveis e economia associada a solução.

A execução da solução proposta, requer a transferência sucessiva dos transformadores aos circuitos indicados, o que indubitavelmente requer um elaborado planejamento, pois desligamentos sucessivos serão realizados. Entretanto, possivelmente, num horário oportuno e contratando uma empresa especializada, a solução proposta possa ser realizada sem quaisquer desligamentos.

ANEXOS

ANEXO 1

[MS] MATRIZ MS

Fij	Dj	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Pi		76,2	46,4	36,8	24,5	179,9	14,2	76,2	72,2	30,2	18,1	49,2	75,4	48,8	72,4	72,4
1	45	40000	1,993	67,303	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,680	40000	14,461	40000	40000
2	75	1,473	40000	40000	40000	40000	40000	1,492	7,866	40000	40000	40000	0,179	40000	6,818	8,4
3	75	1,503	40000	40000	40000	40000	40000	1,578	7,961	40000	40000	40000	0,241	40000	6,797	8,4
4	15	40000	40000	40000	40000	40000	0,652	40000	40000	40000	9,703	40000	40000	40000	40000	40000
5	112	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
6	30	40000	40000	46,339	30,262	40000	40000	40000	40000	0,125	40000	40000	40000	40000	40000	40000
7	45	40000	2,012	67,378	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,743	40000	14,532	40000	40000
8	45	40000	1,986	67,361	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,715	40000	14,509	40000	40000
9	45	40000	2,004	67,339	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,674	40000	14,487	40000	40000
10	30	40000	40000	46,329	30,343	40000	40000	40000	40000	0,058	40000	40000	40000	40000	40000	40000
11	30	40000	40000	46,306	30,334	40000	40000	40000	40000	0,074	40000	40000	40000	40000	40000	40000
12	45	40000	1,979	67,321	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,691	40000	14,475	40000	40000
13	75	1,461	40000	40000	40000	40000	40000	1,532	7,909	40000	40000	40000	0,195	40000	6,783	8,4
14	150	40000	40000	40000	40000	894,098	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
15	45	40000	2,022	67,303	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,714	40000	14,493	40000	40000
16	15	40000	40000	40000	40000	40000	0,663	40000	40000	40000	9,726	40000	40000	40000	40000	40000
17	30	40000	40000	46,394	30,296	40000	40000	40000	40000	0,156	40000	40000	40000	40000	40000	40000
18	45	40000	1,998	67,359	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,727	40000	14,515	40000	40000
19	75	1,469	40000	40000	40000	40000	40000	1,493	7,887	40000	40000	40000	0,178	40000	6,812	8,4
20	45	40000	2,069	67,436	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,800	40000	14,591	40000	40000
21	75	1,524	40000	40000	40000	40000	40000	1,473	7,865	40000	40000	40000	0,227	40000	6,869	8,5
22	30	40000	40000	46,276	30,327	40000	40000	40000	40000	0,134	40000	40000	40000	40000	40000	40000
23	45	40000	2,052	67,244	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,702	40000	14,492	40000	40000
24	45	40000	2,010	67,289	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,661	40000	14,448	40000	40000
25	30	40000	40000	46,288	30,312	40000	40000	40000	40000	0,109	40000	40000	40000	40000	40000	40000
26	45	40000	1,982	67,344	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,711	40000	14,499	40000	40000
27	75	1,451	40000	40000	40000	40000	40000	1,526	7,905	40000	40000	40000	0,187	40000	6,780	8,4
28	30	40000	40000	46,322	30,296	40000	40000	40000	40000	0,144	40000	40000	40000	40000	40000	40000
29	75	1,466	40000	40000	40000	40000	40000	1,535	7,909	40000	40000	40000	0,199	40000	6,788	8,4
30	15	40000	40000	40000	40000	40000	0,680	40000	40000	40000	9,673	40000	40000	40000	40000	40000
31	15	40000	40000	40000	40000	40000	0,662	40000	40000	40000	9,718	40000	40000	40000	40000	40000
32	30	40000	40000	46,343	30,258	40000	40000	40000	40000	0,124	40000	40000	40000	40000	40000	40000
33	45	40000	1,997	67,352	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,725	40000	14,511	40000	40000
34	45	40000	1,997	67,372	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,723	40000	14,519	40000	40000
35	30	40000	40000	46,284	30,317	40000	40000	40000	40000	0,127	40000	40000	40000	40000	40000	40000
36	30	40000	40000	46,290	30,349	40000	40000	40000	40000	0,095	40000	40000	40000	40000	40000	40000
37	75	1,480	40000	40000	40000	40000	40000	1,543	7,915	40000	40000	40000	0,210	40000	6,801	8,4
38	45	40000	2,056	67,246	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,710	40000	14,498	40000	40000
39	75	1,504	40000	40000	40000	40000	40000	1,463	7,882	40000	40000	40000	0,208	40000	6,848	8,4
40	45	40000	1,997	67,299	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	17,679	40000	14,459	40000	40000

ANEXO 2

[ML] MATRIZ L

L10	0,058	0,040	0,018	0,021	0,026	0,037	0,062	0,067	0,096	0,057	0,029	0,134	0,084	0,042	0,061	0,026	0,017	0,042	0,017	L27
L11	0,056	0,051	0,019	0,043	0,058	0,062	0,081	0,066	0,089	0,089	0,038	0,084	0,034	0,064	0,056	0,082	0,031	0,064	0,093	L26
L12	0,058	0,063	0,018	0,042	0,056	0,069	0,084	0,064	0,093	0,088	0,052	0,088	0,034	0,066	0,092	0,064	0,102	0,085	0,098	L25
L13	0,056	0,066	0,081	0,056	0,037	0,063	0,084	0,034	0,069	0,073	0,054	0,119	0,078	0,045	0,069	0,066	0,042	0,073	0,054	L24
L14	0,058	0,043	0,019	0,043	0,058	0,044	0,064	0,069	0,089	0,084	0,023	0,088	0,040	0,043	0,064	0,066	0,042	0,073	0,054	L23
L15	0,037	0,062	0,067	0,058	0,062	0,043	0,095	0,081	0,093	0,085	0,059	0,116	0,093	0,043	0,064	0,069	0,084	0,081	0,081	L22
L16	0,067	0,061	0,076	0,067	0,096	0,067	0,105	0,116	0,095	0,085	0,040	0,105	0,116	0,080	0,074	0,076	0,102	0,085	0,098	L21
L17	0,096	0,057	0,096	0,037	0,062	0,046	0,080	0,025	0,058	0,029	0,023	0,056	0,019	0,093	0,074	0,076	0,102	0,085	0,098	L20
L18	0,038	0,038	0,076	0,038	0,062	0,046	0,050	0,013	0,087	0,022	0,022	0,087	0,055	0,093	0,077	0,107	0,075	0,098	0,098	L19
L19	0,033	0,033	0,036	0,085	0,139	0,074	0,088	0,015	0,098	0,015	0,086	0,196	0,087	0,052	0,074	0,036	0,048	0,076	0,056	L18
L20	0,139	0,088	0,074	0,085	0,139	0,074	0,088	0,015	0,098	0,015	0,086	0,196	0,087	0,052	0,074	0,036	0,048	0,076	0,056	L17
L21	0,088	0,088	0,074	0,085	0,139	0,074	0,088	0,015	0,098	0,015	0,086	0,196	0,087	0,052	0,074	0,036	0,048	0,076	0,056	L16
L22	0,038	0,038	0,074	0,085	0,139	0,074	0,088	0,015	0,098	0,015	0,086	0,196	0,087	0,052	0,074	0,036	0,048	0,076	0,056	L15
L23	0,056	0,056	0,121	0,010	0,052	0,067	0,063	0,010	0,098	0,010	0,086	0,196	0,087	0,052	0,074	0,036	0,048	0,076	0,056	L14
L24	0,023	0,023	0,013	0,047	0,076	0,028	0,075	0,025	0,066	0,025	0,034	0,086	0,016	0,066	0,050	0,022	0,038	0,051	0,017	L13
L25	0,013	0,013	0,047	0,076	0,028	0,075	0,025	0,066	0,025	0,034	0,086	0,016	0,066	0,050	0,022	0,038	0,051	0,017	0,042	L12
L26	0,047	0,047	0,013	0,047	0,076	0,028	0,075	0,025	0,066	0,025	0,034	0,086	0,016	0,066	0,050	0,022	0,038	0,051	0,017	L11
L27	0,009	0,009	0,047	0,076	0,028	0,075	0,025	0,066	0,025	0,034	0,086	0,016	0,066	0,050	0,022	0,038	0,051	0,017	0,042	L10

ANEXO 3

[MAPA] MAPA : Sistema de Distribuição

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANTENUCCI, J.C. ; BROWN, K ; CROSWELL, P.L. and KEVANI, M. J., Geographic Information System.

ASSAD, E. D. e SANO, E. E., Sistema de Informações Geograficas: Aplicações na Agricultura. EMBRAPA, Brasília, 1993, 274 p.

BERRY, J. K., Beyond Mapping: Concepts, Algorithms, and Issues in GIS, GIS in world, Inc. Colorado, USA. 1993, 246 p.

CIPOLI, José Adolfo., Engenharia de Distribuição. Qualitymark Editora. Rio de Janeiro. 1993, 324 p.

CODI- Comitê de Distribuição. Planejamento de Sistemas de Distribuição . vol. 1. Editora Campus. ELETROBRÁS. Rio de Janeiro. 1982, 241 p.

CHAPMAN & HALL. New York. 1951. 301 p.

CREDER, Hélio., Instalações Elétricas. Livros Técnicos e Científicos Editora. Rio de Janeiro- São Paulo. 1991. 489 p.

DATE, C. J., Banco de Dados: Fundamentos. Tradução de Hélio Auro Gouveia. Rio de Janeiro. Campus. 1985.

FARO, C., Engenharia Econômica – Elementos . Apec Editora S.A Rio de Janeiro. 1972.

FERRARI, R., Viagem ao SIG. Sagre Editora. Curitiba. 1997. 171 p.

HURN, Jeff., GPS – A Guide to the Next Utility. Trimble Navegation. USA. 1989. 76 p.

LEITE, L.L.P., Introdução aos Sistemas de Gerência de Bancos de Dados. São Paulo.
Edgard Blücher. 1980.

MICROSOFT PRESS. Dicionário de Informática Inglês- Português e Português-Inglês.
Tradução de Fernando Ximenes. Rio de Janeiro. Editora Campus. 1993.

STAR, J. e ESTES, J., Geographic Information Systems – an introduction. University of
Califórnia. Santa Bárbara. USA. Prentice Hall. Inc. 1990.

TEIXEIRA, A.L. A. MORETTI, E. e CHRISTOFOLETTI, A., Introdução aos sistemas de
Informação Geográfica. Edição do Autor. 1991. 80 p.

MAYERLE, Sérgio Fernando, Software Assignment Problem, 1995.

CED – Centro de Exelência de Distribuição de Energia.

XII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Recife. 1994.

Política de Carregamento dos Transformadores de Distribuição.

José Antônio Jardini e Carlos Márcio Vieira Tahn.

DD – Diretoria de Distribuição.

DPSD - Departamento de Desenvolvimento de Sistemas de Distribuição.

Critérios de Planejamento de Distribuição. CELESC. Florianópolis. 1997.

SD – Sistema de Distribuição.

Critérios para Projeto de Redes Aéreas Distribuição Urbana. CELESC. Florianópolis. 1985.