

**FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA**

**SISTEMA COMPUTACIONAL PARA  
GERÊNCIA DE PERDAS EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**CAMPINA GRANDE - PB**

**1996**

---

FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA

---

**SISTEMA COMPUTACIONAL PARA  
GERÊNCIA DE PERDAS EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

*Dissertação apresentada ao Curso de PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal da  
Paraíba, em cumprimento às exigências para obtenção do  
Grau de Mestre.*

---

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: PROCESSAMENTO DA ENERGIA

ORIENTADOR: WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph. D.

CAMPINA GRANDE - PB

DEZEMBRO DE 1996



P186s Pamplona, Franklin Martins Pereira.  
Sistema computacional para gerencia de perdas em sistemas de distribuicao de energia eletrica / Franklin Martins Pereira Pamplona. - Campina Grande, 1996.  
68 p. : il.

Dissertacao (Mestrado em Engenharia Eletrica) - Universidade Federal da Paraiba, Centro de Ciencias e Tecnologia.

1. Energia Eletrica - Distribuicao. 2. Processamento de Energia. 3. Dissertacao. I. Mota, Wellington Santos, Ph.D. II. Universidade Federal da Paraiba - Campina Grande (PB). III. Título

CDU 621.315(043)

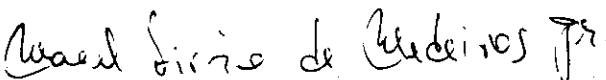
**SISTEMA COMPUTACIONAL PARA GERÊNCIA DE PERDAS EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA**

Dissertação Aprovada em 20.12.1996

  
**PROF. WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFPB**  
Orientadora

  
**PROF. BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFPB**  
Componente da Banca

  
**PROF. MANOEL FIRMINO DE MEDEIROS JÚNIOR, Dr., UFRN**  
Componente da Banca

CAMPINA GRANDE - PB  
Dezembro - 1996

## AGRADECIMENTOS

Aos Professores Washington Evangelista de Macedo e Wellington Santos Mota pela valiosa orientação.

Aos amigos Eduardo Vidal de Negreiros, Sérgio dos Santos Lima, Fernando Gustavo, Carlos Guedes de Lacerda, Manoel Messias M. V. Júnior, Natan Pinto de Medeiros, e demais companheiros de curso e de trabalho, pela ajuda, companheirismo e estímulo durante o desenvolvimento de todo o trabalho.

Ao engenheiro e amigo Ademário de Assis Cordeiro, pela inestimável colaboração prestada durante toda a realização deste trabalho.

Ao CNPq pelo auxílio financeiro.

Ao meu irmão Lincoln, pela companhia nas longas noites de trabalho.

E finalmente, um agradecimento especial à minha mãe, Amara, exemplo de probidade e trabalho, que sempre soube me estimular a prosseguir firme diante das adversidades da vida.

## **RESUMO**

Este trabalho apresenta o sistema computacional desenvolvido para informatizar o processo de estimação e acompanhamento dos níveis de perdas nos diversos segmentos de um sistema de distribuição de energia elétrica, considerando o comportamento dinâmico dos níveis de perdas ao longo do tempo. O sistema foi desenvolvido, considerando as necessidades reais das empresas, e tem a finalidade de servir de apoio ao processo de acompanhamento e controle dos índices de perdas.

## **ABSTRACT**

This work presents a computer system developed to manage the process of valuation and accompaniment of the loss levels in the various sections of na electrical energy distribution system, taking into account the dynamic behavior of the loss levels along a period of time. The system was developed, considering the real needs of a company and its purpose is to give support to the process of accompaniment and control of the loss levels.

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO 2

2.1 - Segregação das perdas globais.....	13
--	----

### CAPÍTULO 3

3.1 - Diagrama unifilar de um alimentador primário típico .....	23
3.2 - Arquivo de saída das perdas totais do alimentador típico, fornecido pelo programa de Fluxo de Potência.....	23
3.3 - Diagrama unifilar de um circuito secundário típico .....	27

### CAPÍTULO 4

4.1 - Tela principal do Sistema de Gerência de Perdas.....	39
4.2 - Tela principal com menu de consulta realçado.....	40
4.3 - Tela apresentando o resultado de um consulta.....	42
4.4 - Exemplo de mensagem Informativa.....	44
4.5 - Exemplo de mensagem de aviso.....	45
4.6 - Exemplo de mensagem de parada crítica .....	45
4.7 - Fluxograma funcional do sistema .....	48



## LISTA DE TABELAS

### CAPÍTULO 2

2.1 - Evolução das perdas de energia no Brasil (GWh).....	10
2.2 - Perdas de energia no sistema global .....	11
2.3 - Evolução das perdas globais de energia - região norte-nordeste .....	11

### CAPÍTULO 3

3.1 - Valores típicos das perdas no ferro e no cobre dos transformadores de distribuição..	24
--	----

### CAPÍTULO 5

5.1 - Energia requerida e perdas por região administrativa.....	55
5.2 - Perdas no sistema de transmissão por região administrativa - 1994.....	56
5.3 - Perdas no sistema de distribuição por região administrativa em 1994.....	56
5.4 - Perdas técnicas por região administrativa em 1994.....	57
5.5 - Perdas comerciais por região administrativa - 1994.....	57

# SUMÁRIO

<b>Agradecimentos</b> .....	<b>i</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>ii</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>iii</b>
<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>iv</b>
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>v</b>
<b>CAPÍTULO 1. Introdução</b> .....	<b>4</b>
1.1 Considerações Gerais .....	4
1.2 Motivação do Trabalho .....	5
1.3 Contribuições do Trabalho .....	7
1.4 Roteiro do Trabalho .....	8
<b>CAPÍTULO 2. Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição</b> .....	<b>9</b>
2.1 Introdução .....	9
2.2 Classificação das perdas .....	13
2.2.1 Perdas técnicas .....	13
2.2.2 Perdas não-técnicas .....	15
2.3 Níveis de Perdas .....	16

<b>CAPÍTULO 3. Avaliação das Perdas de Energia.....</b>	<b>17</b>
3.1 Introdução .....	17
3.2 Perdas Globais .....	17
3.3 Perdas na Subtransmissão .....	18
3.3.1 Perdas nas Linhas de Subtransmissão.....	18
3.3.2 Perdas nos Transformadores de Subestações .....	19
3.4 Perdas no Sistema de Distribuição.....	20
3.5 Desagregação das Perdas de Distribuição.....	20
3.5.1 Perdas Técnicas.....	21
3.5.2 Perdas Comerciais .....	30
3.6 Forma de aplicação .....	35
<b>CAPÍTULO 4. Projeto de Interface do Sistema.....</b>	<b>36</b>
4.1 Introdução .....	36
4.2 Descrição da interface.....	37
4.2.1 Como instalar a interface .....	37
4.2.2 Método de entrada no sistema .....	37
4.2.3 Tela de abertura .....	38
4.2.4 Como progredir na “navegação” .....	39
4.3 Estilo de diálogo .....	40
4.4 Apresentação da informação .....	41
4.4.1 Layout de telas.....	41
4.4.2 Destaque da informação .....	41
4.5 Método de ajuda.....	42
4.5.1 Orientação no uso da interface.....	43
4.5.2 Detecção e recuperação de erros .....	43
4.5.3 Mensagens .....	44
4.6 Dispositivos periféricos (entrada e saída).....	46
4.7 Documentação proposta .....	46
4.7.1 Tipo(s) de documentos.....	46

	3
4.7.2 Conteúdo destes documentos .....	47
4.8 Estrutura Básica do Sistema.....	47
4.8.1 Acompanhamento dos índices de perdas .....	48
4.9 Banco de dados.....	51
4.9.1 Tabelas de Relacionamento .....	51
4.9.2 Tabela de Faturamento .....	52
4.9.3 Tabelas de Perdas.....	52
4.9.4 Configuração de hardware.....	53
<b>CAPÍTULO 5. Resultados da Aplicação na SAELPA.....</b>	<b>54</b>
5.1 Introdução .....	54
5.2 Perdas no Sistema de Subtransmissão.....	55
5.3 Perdas no Sistema de Distribuição.....	56
5.3.1 Perdas Técnicas no Sistema de Distribuição.....	57
5.3.2 Perdas Comerciais.....	57
<b>CAPÍTULO 6. Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros .....</b>	<b>58</b>
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>60</b>
<b>Bibliografia.....</b>	<b>62</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>63</b>

# CAPÍTULO 1

## Introdução

### **1.1 Considerações Gerais**

Até algum tempo atrás, não fazia parte das atividades das áreas de estudo das concessionárias de energia elétrica a análise dos níveis de perdas que ocorriam no seu sistema. A inexistência de uma metodologia, a oferta praticamente permanente de energia e de certa forma, a disponibilidade de empréstimos ou recursos para o programa de investimentos não elegiam como prioridade, a realização desses estudos.

Atualmente, diante do grave quadro por que passa a economia nacional, e em particular o setor elétrico, onde as severas restrições financeiras quase sempre impedem ou pelo menos dificultam bastante o cumprimento dos programas de obras, aliado ao fato de que praticamente se esgota o potencial de geração de energia elétrica, hoje ainda viável, exige-se das concessionárias e de toda a sociedade, o uso mais racional, tanto de energia elétrica como dos poucos recursos disponíveis em geral.

Uma das formas de se conseguir essa racionalização, é reduzir as perdas que ocorrem nas redes de distribuição, uma vez que essa redução significa, primeiro, a liberação de circuitos para atendimento de novas cargas, com conseqüente adiamento de

investimentos, segundo, pode significar redução do volume de compras às empresas geradoras, terceiro, pode significar aumento do volume de vendas (aumento do faturamento), e finalmente, como consequência da redução dos custos, pode influir diretamente no valor da tarifa, tendo repercussão favorável junto aos consumidores.

## **1.2 Motivação do Trabalho**

O processo de avaliação das perdas em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) exige uma grande quantidade de informações que são processadas usando diversos programas computacionais.

Nos últimos anos, o desenvolvimento de trabalhos nesta área é bastante intenso, várias metodologias e modelos para cálculo e avaliação de perdas foram desenvolvidos, mas são raros os estudos recentes que abordam o problema da avaliação destas perdas, considerando cada componente do sistema elétrico em particular e principalmente as *perdas não-técnicas ou comerciais*.

O cálculo exato das perdas num sistema de distribuição requer uma grande quantidade de medições e dados sobre o sistema e a modelagem rígida dos diferentes componentes do sistema e da carga resultando em um modelo completo, simuladas através de técnicas complicadas e que geralmente requerem grande esforço computacional (SUN, D. I. H., ABE, S. et al., 1980).

Em geral, a maioria dos métodos quase sempre requer os dados de curva diária de cada alimentador do sistema, ou outros tipos de dados que são difíceis de se obter na prática. Embora existam sofisticados métodos estatísticos para gerar um conjunto de dados ótimos para as curvas diárias de carregamento dos alimentadores (SHENKMAN, A. L.,

1990), torna-se redundante a aplicabilidade destes métodos em termos de compatibilidade entre o nível de sofisticação destes métodos e o grau de precisão dos dados normalmente disponíveis.

De fato, não existem metodologias que possam ser utilizadas de forma eficiente no processo de avaliação das perdas de energia nos sistemas típicos das regiões norte-nordeste e que tratem especificamente do problema, segundo a abordagem que se quer adotar; o que existem são artigos publicados pelas distribuidoras de energia ou outras empresas do setor elétrico que descrevem sem detalhes os sistemas desenvolvidos por elas, que em linhas gerais são específicas para cada empresa.

De uma maneira geral, os resultados do processo de avaliação das perdas deverá conter informações sobre:

- *perdas técnicas*: perdas nos alimentadores primários, transformadores, circuitos secundários, etc.
- *perdas não-técnicas* ou *comerciais*: perdas devido à fraude, desvio, falta de medições ou medições inadequadas, etc.

Esses valores, para que possam ser utilizados de forma eficiente no processo de tomada de decisão para redução das perdas, devem ser especificados considerando as diversas subdivisões técnico-administrativas da empresa tais como: subestações, regiões administrativas e elétricas. Além disto, os índices das perdas variam o longo do tempo pois dependem de fatores diversos, tais como: níveis de carregamento, realização de obras (melhoria no sistema), combate às fraudes, regularização de consumidores, instalação de medidores, etc.

As considerações apresentadas demonstram que o processo de avaliação das perdas é complexo e resulta em uma grande quantidade de informações que devem ser cuidadosamente analisadas para que se possa chegar as alternativas mais atraentes do ponto de vista técnico-econômico.

Deste modo, a disponibilidade de um sistema computacional que possa gerenciar todas as informações oriundas do processo de avaliação das perdas serviram de motivação fundamental para o desenvolvimento do sistema computacional apresentado neste trabalho.

### **1.3 Contribuições do Trabalho**

Conforme comentado na seção anterior, o processo de avaliação das perdas resulta em uma grande quantidade de informações que precisam ser analisadas para que as ações que visam a redução das perdas sejam selecionadas de forma eficiente. Todavia, na literatura conhecida não foi encontrada nenhuma informação sobre algum procedimento ou metodologia que visem o tratamento destas informações de forma sistemática. Deste modo, o desenvolvimento deste sistema, pode ser considerado como a principal contribuição deste trabalho.

Por outro lado, consideramos também como contribuição, a própria forma de desenvolvimento deste trabalho de dissertação, uma vez que este contou com a participação direta de engenheiros das empresas que necessitam deste tipo de sistema, servindo como um excelente exemplo de integração empresa - universidade.

Outro aspecto importante, refere-se a própria utilização do trabalho, pois já se encontra sendo empregado por empresas do setor elétrico.



## **1.4 Roteiro do Trabalho**

Um breve resumo de cada capítulo será desenvolvido a seguir:

No capítulo 2 apresentam-se os conceitos básicos sobre perdas de energia em sistemas de distribuição. Neste capítulo são apresentados os conceitos básicos sobre os principais tipos de perdas. As perdas são classificadas em técnicas e não-técnicas, sendo diferenciadas de acordo com o componente da rede onde ocorrem.

No capítulo 3 apresentam-se os conceitos básicos sobre os processos utilizados para a avaliação das perdas técnicas e comerciais nos sistemas de distribuição considerando seus diversos componentes. Tecem-se algumas considerações e simplificações adotadas.

O capítulo 4 mostra o desenvolvimento da interface do sistema computacional, discutindo as diretrizes adotadas no projeto. É apresentado a estrutura do sistema desenvolvido e um fluxograma simplificado do método implementado.

A metodologia e o sistema desenvolvidos foram utilizados na avaliação e acompanhamento dos níveis de perdas no sistema real da SAELPA. O capítulo 5 apresenta e comenta os resultados obtidos.

Finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões no que concerne a tudo que foi comentado nos capítulos anteriores, sendo mostradas algumas limitações dos estudos realizados e terminando por indicar sugestões para possíveis trabalhos futuros.

## CAPÍTULO 2

# Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição

### 2.1 Introdução

Este capítulo apresenta algumas estatísticas sobre perdas de energia elétrica no Brasil e alguns conceitos básicos sobre perdas de energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE).

Desde a formação das primeiras companhias de eletricidade, métodos simples têm sido usados para realizar a avaliação das perdas elétricas.

Atualmente as perdas de energia correspondem a 15% da energia elétrica produzida no país, que corresponde a cerca de 16 GWh/ano. A análise dos valores das perdas nos últimos anos, indica uma tendência crescente<sup>1</sup>, conforme pode ser visto pela Tabela 2.1.

---

<sup>1</sup>COMITÊ COORDENADOR DE OPERAÇÕES NORTE/NORDESTE. - *Avaliação de perdas globais de energia*, Recife, 1994

TABELA 2.1  
Evolução das Perdas de Energia Elétrica no Brasil (GWh)

ANO	COMPRAS	VENDAS	PERDAS	%
83	153.082	134.352	18.730	12,24
84	169.660	150.952	18.708	11,03
85	187.193	163.345	23.848	12,74
86	201.967	177.095	24.872	12,31
87	209.475	182.015	27.460	13,11
88	221.921	192.738	29.183	13,15
89	232.685	201.471	31.214	13,41
90	235.851	205.299	30.552	12,95
91	248.748	214.398	34.350	13,81
92	253.013	218.425	34.588	13,67
93	265.891	227.121	38.770	14,58
94	277.937	235.420	42.517	15,30
<b>94/83</b>	<b>82%</b>	<b>75%</b>	<b>127%</b>	

Fonte: CCON (a partir de levantamento do SIESE), 1994

As perdas elétricas nos sistemas de distribuição correspondem a cerca de 70% das que ocorrem em todo o sistema (Tabela 2.2). Por esta razão estas perdas são um dos maiores problemas enfrentados pelas Empresas de Distribuição de Energia Elétrica, principalmente nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, que de uma maneira geral, apresentam índices bastante elevados (Tabela 2.3), conforme levantamento realizado pelo CCON<sup>2</sup> junto às suas empresas convenentes.

<sup>2</sup>COMITÊ COORDENADOR DE OPERAÇÕES NORTE/NORDESTE. Relatório SCEI 16.01: *Perdas - Análise custo/benefício*, Recife, 1994.

TABELA 2.2  
Perdas de Energia no Sistema Global

EMPRESA	PARTICIPAÇÃO NAS PERDAS (%)	
	TRANSMISSÃO	DISTRIBUIÇÃO
CEB	21	79
CEEE	17	83
CELESC	17	83
CELG	21	79
CELPE	21	79
CEMAT	27	73
CEMIG	38	62
CERJ	16	84
CESP	78	22
COELBA	15	85
COPEL	48	52
CPFL	23	77
ELETROP	35	65
ENERSUL	25	75
ESCELSA	21	79
LIGHT	25	75
MÉDIA	33	67

Fonte: CCON (a partir de levantamento do CODI), 1994

TABELA 2.3  
Evolução das perdas globais de energia - região norte-nordeste

EMPRESA	ÍNDICE DE PERDAS (%)			
	1992	1993	1994	1995
CEAL	12,6	17,1	17,3	17,5
CELB	7,6	12,3	13,2	12,2
CELPA	22,2	24,7	29,4	27,9
CELPE	13,2	14,9	15,7	15,8
CEMAR	18,2	20,1	20,8	22,1
CEPISA	16,0	16,8	17,1	16,9
COELBA	13,6	14,1	15,0	12,8
COELCE	11,5	12,6	13,1	14,0
COSERN	13,8	17,1	15,4	14,7
ENERGIPE	13,5	13,1	14,0	14,3
SAELPA	19,2	21,2	20,9	20,8

Fonte: CCON, 1995

Normalmente, o primeiro passo para avaliação das perdas é a determinação da perda global do sistema.

As *perdas globais* ou *totais* são calculadas pela diferença entre a energia requerida pela rede de distribuição e a energia faturada.

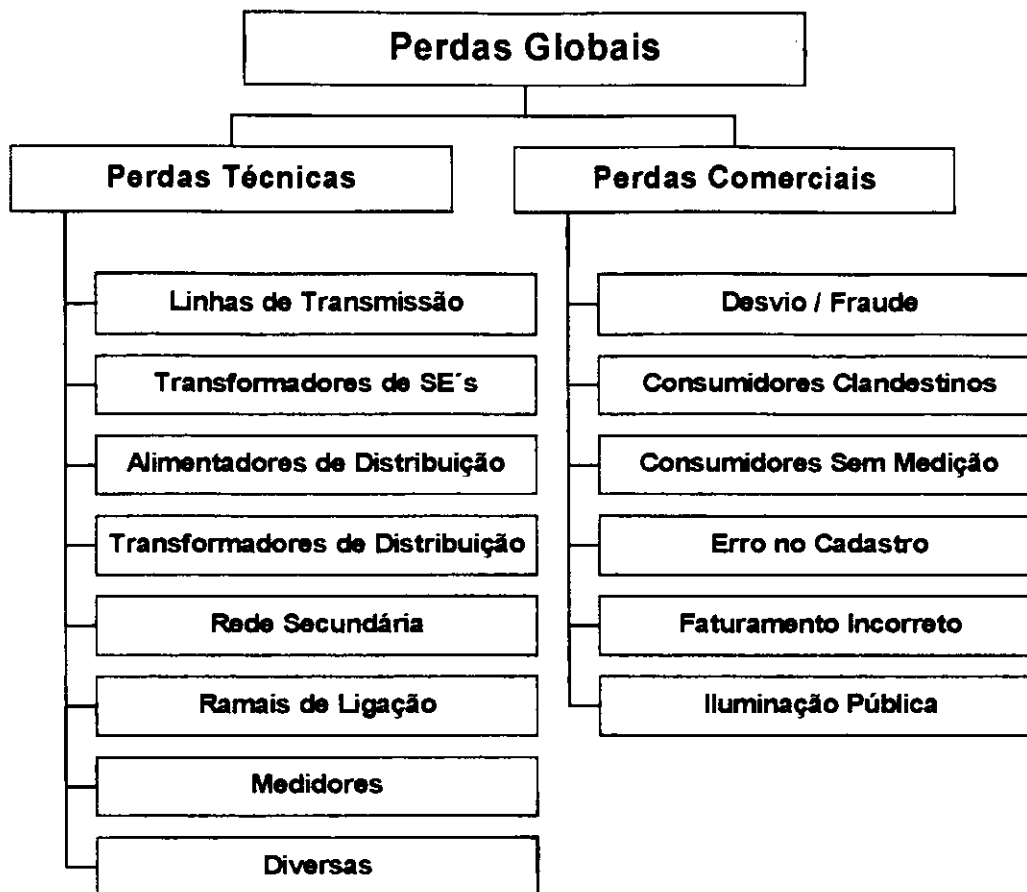
O valor da perda global é constituído de duas parcelas:

- *perdas técnicas*
- *perdas comerciais*

As *perdas técnicas* ocorrem em todos os níveis de um sistema elétrico, indo desde a geração até o medidor do cliente. De uma maneira geral são devidas a: efeito corona, efeito joule, correntes parasitas e histerese.

Quanto às *perdas comerciais* ou *não-técnicas*, destaca-se a ocorrência de fraudes e desvios de energia como principal fonte, somadas a problemas de gestão administrativa da empresa, como por exemplo, erros na medição do consumo, problemas com o faturamento, falta de medição, etc.

Na figura 2.1 representamos esquematicamente a segregação das perdas globais em seus componentes.



*Figura 2.1 - Segregação das perdas globais.*

## **2.2 Classificação das perdas**

As perdas são classificadas em técnicas e não técnicas, sendo diferenciadas de acordo com o componente da rede onde ocorrem (CARDOSO, Agostinho F., et. al., 1995).

### **2.2.1 Perdas técnicas**

As perdas técnicas são devidas a dois fatores básicos: as condições físicas do sistema e ao seu modo de operação. Estas perdas ocorrem continuamente em todos os níveis do sistema e em geral são classificadas por seu tipo ou causa.

### **2.2.1.1 Tipo**

#### **Transporte**

- Linhas de subtransmissão
- Alimentadores primários
- Rede secundária
- Ramais de distribuição

#### **Transformação**

- Transformadores de subestações
- Transformadores de distribuição

#### **Medição**

- São produzidas nos equipamentos de medição, incluindo-se aí as perdas nos transformadores (TP e TC), no caso das medições indiretas (faturamento e nas subestações)

### **2.2.1.2 Causa**

#### **Variáveis**

- Efeito Joule

#### **Constantes**

- Efeito corona
- Correntes parasitas ou histerese

## **2.2.2 Perdas não-técnicas**

As perdas não-técnicas, também chamadas de *perdas comerciais*, são avaliadas fazendo-se a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas.

### **2.2.2.1 Roubo**

- Conexões clandestinas ("gatos")
- Reconexão não autorizada (consumidores sem medição)

### **2.2.2.2 Fraude**

- Manipulação do medidor de energia, alterando seu registro para níveis inferiores aos reais.

### **2.2.2.3 Falta de Medição**

- Perda devido a falta de medidores, onde a empresa é obrigada a cobrar apenas uma taxa mínima de 30 kWh, independentemente do consumo real.

### **2.2.2.4 Administração**

- Erros de Medidores
- Erros de Leitura
- Erros no processo de faturamento
- Medições inadequadas ou falta de medição do consumo próprio
- Erros em medições estimadas (iluminação pública, consumidores sem medidores, etc.)



- Erros por falta de registro ou por falta de estimação adequados (obras públicas, sinais de trânsito, bombeamento de água, etc.)

### **2.3 Níveis de Perdas**

É bastante difícil estabelecer, de uma forma geral, um nível ótimo de perdas uma vez que o nível ótimo depende das características específicas de cada sistema e da relação custo-benefício conseqüente do processo de redução.

Em anexo são apresentados na forma de tabelas e gráficos um conjunto de informações sobre o nível de perdas em Empresas do Brasil.

## **Capítulo 3**

# **Avaliação das Perdas de Energia**

### **3.1 Introdução**

Este capítulo tem o objetivo de apresentar os conceitos básicos sobre os processos utilizados para avaliação das perdas técnicas e comerciais. A literatura registra uma grande quantidade de metodologias para avaliação das perdas técnicas. Com relação às perdas comerciais existe muito pouca informação.

De uma maneira geral, as metodologias mostradas na literatura para avaliação das perdas técnicas, são bastante associadas aos sistemas para os quais foram desenvolvidas.

Esta situação se deve ao fato de que o processo de avaliação das perdas em determinados sistemas em geral é desenvolvida a partir das informações disponíveis nas empresas.

Nas seções seguintes serão apresentados os procedimentos básicos utilizados para avaliação das perdas em sistemas de distribuição.

### **3.2 Perdas Globais**

As perdas globais de energia são obtidas pela seguinte equação:

$$P_G = C + G_L - V \quad (3.1)$$

onde:

- $C$  - Valores das compras de energia de outras empresas, totalizados no ano, em MWh;
- $G_L$  - Geração hidráulica, térmica ou de outras fontes de energia da própria empresa, abatida da parcela referente ao consumo interno da unidade geradora, em MWh;
- $V$  - Valores das vendas da empresa totalizadas no ano, tanto à outras Empresas (suprimento), como para consumidores finais (fornecimento), em MWh;
- $P_G$  - Perdas globais de energia no período, em MWh.

### **3.3 Perdas na Subtransmissão**

Nesse item são avaliadas apenas as perdas nas linhas e transformadores das subestações, já que esses componentes absorvem praticamente todas as perdas desse segmento.

#### **3.3.1 Perdas nas Linhas de Subtransmissão**

Para o cálculo das perdas desse segmento, adota-se a equação:

$$P_S = C + G_L - S - M_S \quad (3.2)$$

onde:

- $M_S$  - É a quantidade de energia totalizada no ano, medida em todas as subestações de distribuição do sistema, em MWh;
- $S$  - São os valores de venda de energia a outras empresas, totalizados no ano, em MWh;

$P_S$  - Perda de energia, no sistema de subtransmissão, no período, em MWh.

Nos casos em que não se dispõe de medições adequadas para avaliação das perdas, utiliza-se um programa de *Fluxo de Potência*, considerando a quantidade de períodos mais adequada à curva de carga do sistema, integralizando-os para o cálculo das perdas de energia.

### 3.3.2 Perdas nos Transformadores de Subestações

As perdas nos transformadores das subestações são divididas em duas parcelas: *perda no cobre e perda no ferro*, e deverão ser calculadas de acordo com as equações a seguir, deduzidas a partir de levantamento das características dos transformadores instalados no sistema, conforme metodologia apresentada no trabalho “*Determinação de Perdas em Sistemas de Distribuição*” (AMÊNDOLA, Alexandre G. et al, 1992).

$$P_{PT} = \sum_{i=1}^n \left( P_{fe_i} + P_{cu_i} * F_{u_{SEi}}^2 \right) \quad (3.3)$$

$$P_{ET} = P_{PT} * \Delta t \quad (3.4)$$

onde:

$P_{PT}$  - Perda de potência no conjunto de transformadores, em MW;

$P_{ET}$  - Perda de energia no conjunto de transformadores, no período, em MWh;

$P_{fe_i}$  - Perda no ferro do transformador  $i$ , em MW;

$P_{cu_i}$  - Perda cobre no transformador  $i$ , em MW;

$n$  - Número total de transformadores;

$Fu_{SEi}$  - Carregamento do transformador  $i$ ;

$\Delta t$  - Período de tempo considerado, em horas.

### **3.4 Perdas no Sistema de Distribuição**

No caso da avaliação das perdas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, o processo é iniciado pela avaliação das perdas técnicas em cada segmento do sistema. As perdas comerciais são obtidas pela diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas.

Para o cálculo das perdas globais no sistema de distribuição, utiliza-se a seguinte equação:

$$P_{SD} = P_G - P_S \quad (3.5)$$

onde:

$P_{SD}$  - Perdas de energia no sistema de distribuição, no período, em MWh.

### **3.5 Desagregação das Perdas de Distribuição**

Para que seja possível tratar com profundidade as perdas no sistema de distribuição, definindo os pontos mais críticos do sistema, de modo a poder-se especificar onde é necessário atuar com a melhor relação custo - benefício, é fundamental desagregá-las nos segmentos:

- Perdas Técnicas
- Perdas Comerciais

### 3.5.1 Perdas Técnicas

Para efeito de avaliação das perdas técnicas, considera-se que a rede de distribuição é constituída pelos seguintes componentes:

- Rede primária
- Transformadores de distribuição
- Rede secundária
- Ramais de ligação
- Medidores
- Diversas

Assim, calcula-se as perdas técnicas, pela equação:

$$P_{TD} = P_{CP} + P_{TR} + P_{CS} + P_{RL} + P_{MD} + P_{DD} \quad (3.6)$$

onde:

$P_{TD}$  - Perdas técnicas no sistema de distribuição, no período, em MWh;

$P_{CP}$  - Perdas nos condutores da rede primária, em MWh;

$P_{TR}$  - Perdas nos transformadores de distribuição, em MWh;

$P_{CS}$  - Perdas nos condutores da rede secundária, em MWh;

$P_{RL}$  - Perdas nos ramais de ligação, em MWh;

$P_{MD}$  - Perdas nos medidores, em MWh;

$P_{DD}$  - Perdas diversas, em MWh.

### 3.5.1.1 PERDAS NOS CONDUTORES DA REDE PRIMÁRIA - $P_{CP}$

As perdas nos alimentadores primários são avaliadas com base em um programa de *Fluxo de Potência*, onde são necessários os seguintes dados:

- Topologia do alimentador
- Curva da corrente na entrada do alimentador considerando um dia típico
- Informações sobre as cargas supridas pelo alimentador

No processo de avaliação deve ser utilizado um programa de Fluxo de Potência que apresente um bom desempenho em termos de precisão, convergência e confiabilidade, uma vez que são necessários a realização de um grande número de simulações.

Normalmente tem sido utilizado programas computacionais que usam o *Método Rápido Desacoplado com Rotação de Eixos* e o *Método da Soma de Potências*, que têm apresentado um excelente desempenho para esta finalidade.

O método da Soma de Potências apresenta excelentes características de convergência quando utilizado para simulação de sistemas primários de distribuição com as características físicas das linhas existentes na região nordeste.

A Figura 3.1 apresenta o diagrama de um alimentador primário típico, enquanto a Figura 3.2 apresenta a saída do programa utilizado nas simulações, que indica o valor das perdas totais no alimentador.

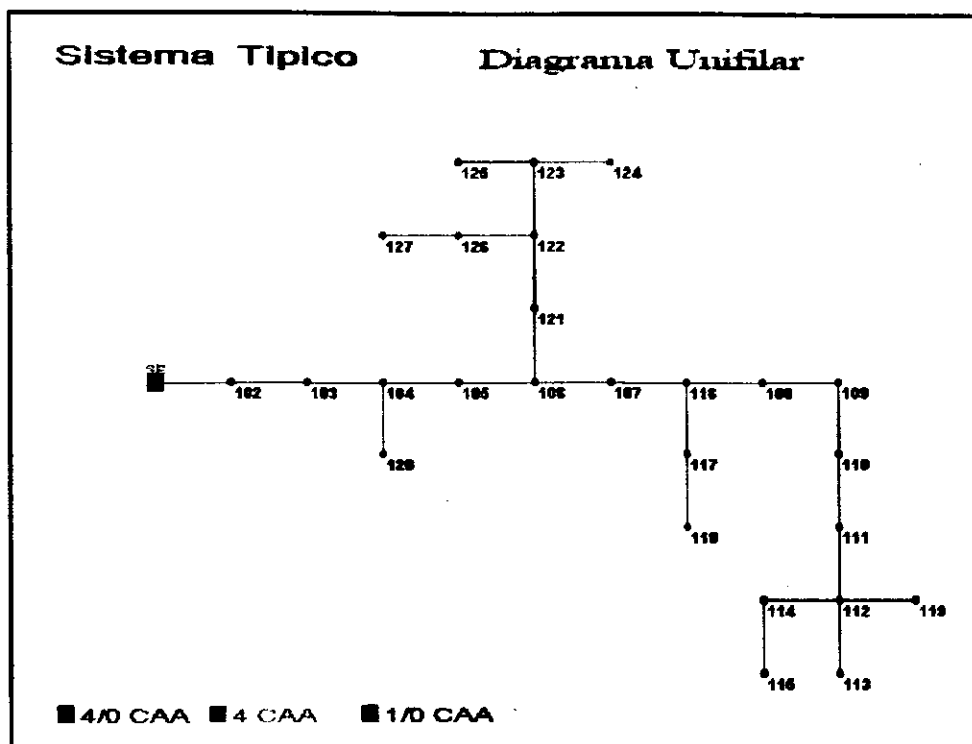


Figura 3.1 - Diagrama unifilar de um alimentador primário típico

SISTEMA TÍPICO - DISTRIBUIÇÃO			RESUMO DAS PERDAS	
CASO	DURACAO (h)	POTENCIA (KW)	PERDAS (KW)	ENERGIA ENTREGUE (MWh)
1	7	1407.3	11.5	9.85
2	10	3175.5	43.0	31.75
3	3	3490.4	43.0	10.47
4	4	2871.9	32.2	11.49
ENERGIA ENTREGUE			PERDAS DE ENERGIA	
63.6 MWh / Dia Útil			.77 MWh / Dia Útil	
.0 MWh / Dia Não-Útil			.00 MWh / Dia Não-Útil	
1462.0 MWh / Mês (23/ 8)			17.66 MWh / Mês	
Perdas de Energia ( % ) :			1.21 %	

Figura 3.2 - Arquivo de saída das perdas totais do alimentador típico, fornecido pelo programa de Fluxo de Potência.



### 3.5.1.2 PERDAS NOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO - $P_{TR}$

As perdas nos transformadores de distribuição são de dois tipos:

- Perdas no ferro
- Perdas nos enrolamentos

As perdas no ferro dependem basicamente da tensão e são causadas por histerese e por correntes parasitas. No processo de avaliação, as perdas no ferro são consideradas constantes dependendo apenas da potência do transformador. As perdas nos enrolamentos são devido ao efeito joule e depende da corrente que circula no transformador. Na tabela 3.1 são apresentados os valores típicos das perdas no ferro e no cobre dos transformadores de distribuição.

TABELA 3.1

Valores típicos das perdas no ferro e no cobre dos transformadores de distribuição

POTÊNCIA (kVA)	PERDA NO FERRO (kW)	PERDA NOMINAL NO COBRE (kW)
15	0,120	0,340
30	0,200	0,570
45	0,260	0,780
75	0,390	1,140
112,5	0,520	1,550
150	0,640	1,910
225	0,900	2,700
300	1,120	3,360

Fonte: AMÊNDOLA, A. G., et. al., 1992

As perdas de potência no ferro são determinadas pelas equações (AMÊNDOLA, A. G., et. al., 1992):

$$P_{fe} = \sum_{i=1}^{nfi} N_{Tfi} * P_{Tfi} \quad (3.7)$$

$$P_{TRfe} = P_{fe} * \Delta t \quad (3.8)$$

onde:

$P_{fe}$  - Perdas no ferro de todos os transformadores, em MW;

$P_{Tfi}$  - Perdas no ferro dos transformadores da classe de potência  $i$  (Tabela 3.1), em MW;

$nfi$  - Número de classe de potência dos transformadores existentes;

$N_{Tfi}$  - Número de transformadores de cada classe de potência  $i$  (Tabela 3.1);

$\Delta t$  - Período de tempo considerado, em horas;

$P_{TRfe}$  - Perdas de energia no ferro dos transformadores, em MWh.

As perdas no cobre dependem do nível de carregamento dos transformadores. Nesse caso os níveis de carregamento considerados foram baseados em registros de medição já existentes e na curva da carga do alimentador. Com base nestes dados são definidos fatores de utilização para todas as condições de níveis de carga nos transformadores urbanos e rurais, considerando-se o carregamento da família dos transformadores. As perdas nos enrolamentos dos transformadores de distribuição são determinadas por:

$$P_{cui} = \sum_{i=1}^{nfi} N_{Tfi} * P_{cufi} * F_{ufi}^2 \quad (3.9)$$

$$P_{TRcu} = \sum_{i=1}^n P_{Cu_i} * \Delta t_i \quad (3.10)$$

$$P_{TR} = P_{TRfe} + P_{TRcu} \quad (3.11)$$

onde:

- $P_{TR}$  - Perdas de energia nos transformadores, em MWh;
- $P_{Cu_i}$  - Perdas nos enrolamentos dos transformadores, consideradas em cada período  $i$ , em MW;
- $Fu_{fi}$  - Carregamento da classe de potência de transformadores  $i$ ;
- $\Delta t_i$  - Número de horas consideradas em cada período  $i$ ;
- $n$  - Número de períodos;
- $P_{TRcu}$  - Perdas de energia no cobre dos transformadores, em MWh.

### 3.5.1.3 PERDA NOS CONDUTORES DA REDE SECUNDÁRIA - $P_{CS}$

As perdas na rede secundária são avaliadas também através da simulação de Fluxo de Potência, todavia, devido ao grande número de circuitos secundários que compõem uma rede secundária, em geral utiliza-se o seguinte procedimento:

- Escolhe-se uma determinada área - uma cidade, por exemplo
- Seleciona-se um número de circuitos representativos desta área
- Determinam-se as perdas em cada uma destes circuitos estendendo-se os resultados para toda a área.

Para a avaliação das perdas nos circuitos selecionados, os dados utilizados são:

- Topologia dos circuitos

- Tensão e corrente na entrada do circuito
- Consumo mensal de cada cliente

A figura 3.3 apresenta o diagrama unifilar de um circuito secundário típico.

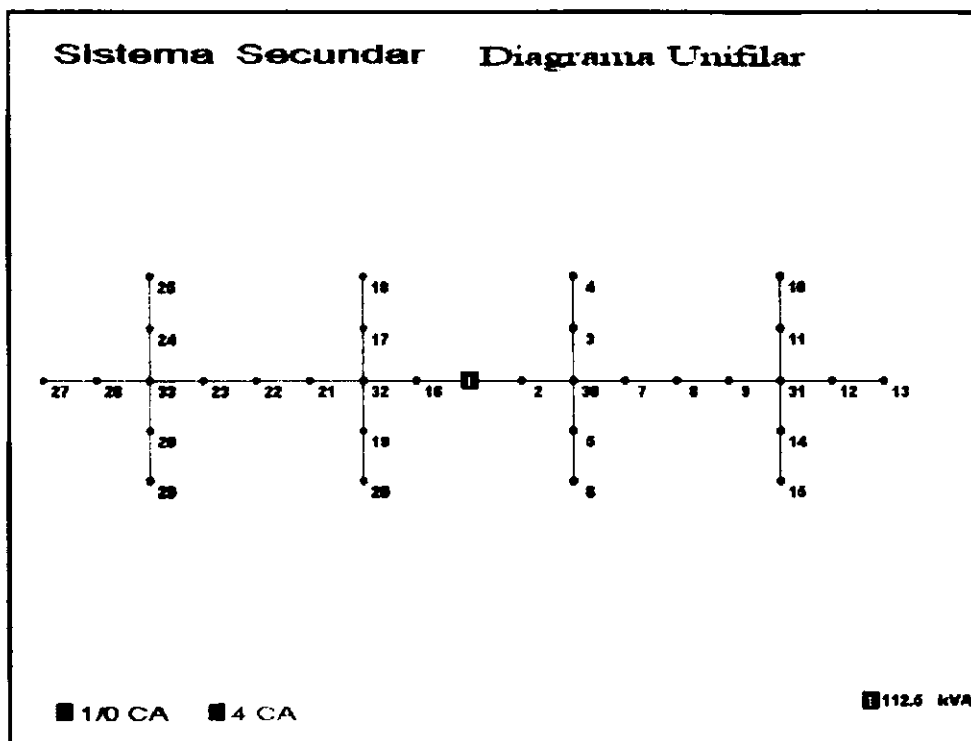


Figura 3.3 - Diagrama unifilar de um circuito secundário típico

#### 3.5.1.4 PERDA NOS RAMAIS DE LIGAÇÃO - $P_{RL}$

As perdas de demanda dos ramos de ligação -  $P_{DRL}$  - são calculadas com uma metodologia simples e que permite obter um valor aproximado:

$$P_{DRL} = \frac{1000 * R * D_{maxr}^2}{Vfn^2 * \cos \phi + Nc} * \frac{2I_1 + 3(I_2 + I_3)}{(I_1 + 2I_2 + 3I_3)^2} \quad (3.12)$$

onde,

$R$  - Resistência média por fase nos condutores utilizados nos ramos de ligação;

- $D_{maxr}$  - Demanda máxima solicitada pelos consumidores;
- $V_{fn}$  - Tensão fase - neutro nominal secundário;
- $\cos\phi$  - Fator de potência dos consumidores atendidos;
- $N_c$  - Número total de consumidores ligados ao sistema secundário;
- $I_1, I_2, I_3$  - Incidência de consumidores monofásico, bifásicos e trifásicos respectivamente em pu;
- $P_{DRL}$  - Perdas de demanda dos ramais de ligação, em kW.

As perdas de energia nos ramais de ligação de uma rede de distribuição que atendem uma determinada área, é determinada pela equação:

$$P_{RL} = F_C * \Delta t * P_{DRL} \quad (3.13)$$

onde,

- $P_{RL}$  - Perdas de energia nos ramais de ligação, em MWh;
- $F_C$  - Fator de carga do sistema secundário. Caso este dado não seja disponível, recomenda-se a utilização do fator de carga do sistema primário;
- $\Delta t$  - Período de tempo.

### 3.5.1.5 PERDA NOS MEDIDORES - PMD

As perdas de demanda nos medidores podem ser divididas em dois segmentos , enquanto a perda na bobina de corrente é contabilizada pelo medidor e conseqüentemente assumida pelo cliente. A perda que ocorre na bobina de potência deve ser contabilizada pela empresa.

$$P_{DMd} = \frac{1,2 * Nmd(I_1 + 2I_2 + 3I_3)}{1000} \quad (3.14)$$

onde:

$P_{DMd}$  - Perda de demanda nos medidores, em kW;

$Nmd$  - número total de medidores instalados;

$I_1, I_2, I_3$  - Incidência em PU de medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, respectivamente.

As perdas de energia dos medidores podem ser estipuladas pelo conhecimento do número de medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos instalados na rede de distribuição.

$$P_{MD} = Fc * \Delta t * P_{DMd} \quad (3.15)$$

onde:

$P_{MD}$  - Perda de energia nos medidores;

$Fc$  - Fator de carga do sistema secundário. Caso este dado não seja disponível, recomenda-se a utilização do fator de carga do sistema primário;

$\Delta t$  - Período de tempo;

$P_{DMd}$  - Perda de demanda nos medidores.

### 3.5.1.6 PERDAS DIVERSAS - $P_{DV}$

Outras parcelas das perdas ocorrem nas redes de distribuição devido à correntes de fuga em árvores ou isoladores, em conexões, reguladores, capacitores e transformadores de potencial, por efeito corona, no primário de ramais rurais monofásicos, etc.

Estima-se que esse montante representa cerca de 10% do total das perdas técnicas:

$$P_{DV} = 0,1 * (P_{CP} + P_{TR} + P_{CS} + P_{RL} + P_{MD}) \quad (3.16)$$

onde:

$P_{DV}$  - Perda de energia diversa;

$P_{CP}$  - Perda de energia nos condutores da rede primária;

$P_{TR}$  - Perda de energia nos transformadores de distribuição;

$P_{CS}$  - Perda de energia nos condutores da rede secundária;

$P_{RL}$  - Perda de energia nos ramais de ligação;

$P_{MD}$  - Perda de energia nos medidores.

### 3.5.2 Perdas Comerciais

As perdas Comerciais são consequência de desvios de energia, roubo, fraude, consumidores sem medição, da existência de consumidores clandestinos, erros de leitura, medidores descalibrados, falta de atualização das informações de carga sem medição (semáforos e iluminação pública) e, principalmente, desvios de energia. Para a avaliação dessas perdas, adota-se a seguinte expressão:

$$P_{CD} = P_{SD} - P_{TD} \quad (3.17)$$

onde:

$P_{CD}$  - Perda comercial no sistema de distribuição, no período, em MWh.

As perdas comerciais podem ser segregadas por definição de responsabilidade da concessionária ou do consumidor, da seguinte forma:

- Responsabilidade da Concessionária
  - Ligação sem medição
  - Ligação provisória
  - Faturamento incorreto
  - Iluminação pública
- Responsabilidade do Consumidor
  - Desvio ou fraude
  - Ligação clandestina e/ou auto religação

Esta segregação permite a avaliação das perdas comerciais de forma aproximada, considerando valores médios e valores estimados para algumas variáveis que compõem o quadro de alternativas de agentes provocadores destas perdas.

Partindo-se desta premissa, podemos dizer:

$$P_{CME} = P_{DFE} + P_{LCE} + P_{SME} + P_{LPE} + P_{FIE} + P_{IPE} \quad (3.18)$$

onde:

- $P_{CME}$  - Perdas comerciais estimadas;
- $P_{DFE}$  - Perdas por fraude e/ou desvio estimada;
- $P_{LCE}$  - Perdas devido a consumidores clandestinos estimada;
- $P_{SME}$  - Perdas devido a consumidores sem medição estimada;
- $P_{LPE}$  - Perdas devido a consumidores provisórios estimada;
- $P_{FIE}$  - Perdas devido a faturamento incorreto estimada;



$P_{IPE}$  - Perdas devido ao sistema de iluminação pública estimada.

A seguir detalhamos o cálculo das variáveis descritas na equação (3.18):

### 1. Perdas por fraude e/ou desvio estimadas

$$P_{DFE} = N_{DF} * \text{consumo médio faturado e/ou desviado}$$

onde:

$N_{DF}$  - Número de consumidores estimados que realizam fraudes e ou desvios projetados para todo o mercado a partir de uma amostragem verificada.

*Consumo médio faturado e/ou desviado* - valores obtidos através de verificação de amostragem.

### 2. Perdas devido a consumidores clandestinos estimadas

$$P_{LCE} = N_{CC} * \text{consumo médio clandestino}$$

onde:

$N_{CC}$  - estimativa por análise de campo, verificando o número total de consumidores ligados ao sistema com rede padrão ou não, sem estarem cadastrados na empresa.

*Consumo médio clandestino* - é o consumo de energia médio verificado por amostragem em consumidores clandestinos.

### 3. Perdas devido a consumidores sem medição estimada

$$P_{SME} = N_{CSM} * \text{consumo médio não medido}$$

onde:

$N_{CSM}$  - consumidores taxados sem medidor, divididos em: Monofásico (30 kWh), Bifásico (50 kWh), ou Trifásico (100 kWh);

*Consumo médio não medido* - diferença entre o consumo médio estimado e o consumo taxado por tipo de ligação: Monofásico (30 kWh), Bifásico (50 kWh), Trifásico (100 kWh).

#### 4. Perdas devido a consumidores provisórios estimada

$$P_{LPE} = N_{CP} * \text{consumo médio de consumidores provisórios}$$

onde:

$N_{CP}$  - Número de consumidores provisórios com consumo taxado;

*Consumo médio de consumidores provisórios* - diferença de consumo entre o taxado e o realmente verificado, por tipo de ligação: Monofásico (30 kWh), Bifásico (50 kWh), Trifásico (100 kWh).

#### 5. Perdas devido a faturamento incorreto estimada

$$P_{FIE} = K_1$$

onde:

$K_1 \leq 0,1 P_{CME}$  (10% do total das perdas comerciais ou de entrega, estimada)

#### 6. Perdas devido ao sistema de Iluminação Pública estimada

$$P_{IPE} = K_2$$

onde:

$$0,05 P_{CME} \leq K_2 \leq 0,2 P_{CME}$$

( $K_2$  estimado entre 5 e 20 % das perdas comerciais ou de entrega estimada, dependendo do nível de qualidade do cadastro de iluminação pública da empresa)

Após o detalhamento das variáveis da equação (3.18), podemos dizer que:

$$P_{CME} = (P_{DFE} + P_{LCE} + P_{SME} + P_{LPE}) / (1 - K_1 - K_2) \quad (3.19)$$

Como  $P_{CME}$  é calculada a partir de dados estimados, necessário se faz o ajustamento do valor de  $P_{CM}$  calculado pela equação (3.19), da seguinte forma:

$$P_{DF} = P_{CM} * P_{DFE}/P_{CME} \quad (3.20)$$

$$P_{LC} = P_{CM} * P_{LCE}/P_{CME} \quad (3.21)$$

$$P_{SM} = P_{CM} * P_{SME}/P_{CME} \quad (3.22)$$

$$P_{LP} = P_{CM} * P_{LPE}/P_{CME} \quad (3.23)$$

$$P_{FI} = P_{CM} * P_{FIE}/P_{CME} \quad (3.24)$$

$$P_{IP} = P_{CM} * P_{IPE}/P_{CME} \quad (3.25)$$

Após realizado o ajuste de valores entre  $P_{CM}$  e  $P_{CME}$ , podemos afirmar que:

$$P_{CD} = P_{DF} + P_{LC} + P_{SM} + P_{LP} + P_{FI} + P_{IP} \quad (3.26)$$

Estas equações são utilizadas para análise de prioridades de ações e investimentos, quando do estudo e aplicação de um plano de redução de perdas.

### **3.6 Forma de aplicação**

Deve-se aplicar a metodologia em todos os segmentos possíveis, recomendando-se todo o esforço para avaliar as perdas de energia nos segmentos: Total da Empresa, Subestação, Alimentador e Região Administrativa e/ou Elétrica. De forma a contemplar o maior número de informações sobre o sistema elétrico da empresa.

# CAPÍTULO 4

## Projeto de Interface do Sistema

### 4.1 Introdução

O projeto da interface foi desenvolvido com especial atenção ao usuário final, com o objetivo maior de fornecer uma interface que mais se aproximasse de seus anseios.

Para alcançar este objetivo, levou-se em consideração as perspectivas do projeto, as características dos usuários, as tarefas a serem desenvolvidas e a disponibilidade de hardware e software no ambiente de trabalho, procurando, na medida do possível, envolver o usuário final em todo o processo de desenvolvimento da interface.

Este processo levou a uma decisão fundamental para o projeto da interface: optar por uma *interface gráfica* nos moldes do ambiente *Windows*<sup>®</sup>, compatibilizando o sistema com a maioria dos aplicativos utilizados pelos usuários, proporcionando uma interface agradável e “familiar” ao usuário, facilitando também o compartilhamento de informações entre os aplicativos do mesmo ambiente.

O sistema foi desenvolvido com a linguagem de programação Visual Basic 3.0, dessa forma, a plataforma original de dados a que o sistema tem acesso, será a plataforma

ACCESS versão 1.1, mas o sistema também pode ter acesso a bancos de dados em outras plataformas, como DBASE, FOXPRO, XBASE e ODBC.

Segundo estas características observamos que seria muito interessante fornecer um treinamento básico sobre a sistemática de avaliação das perdas para os usuários menos experientes, com o intuito de sanar as deficiências no conhecimento das tarefas executadas pelo sistema.

## **4.2 Descrição da interface**

### **4.2.1 Como instalar a interface**

Tratando-se de um programa para uso em ambiente *Windows*<sup>®</sup>, sua instalação segue um padrão usual, onde um programa específico fornecerá informações relativas à instalação do sistema de forma interativa, como realimentação dos disquetes, informações sobre diretórios, etc.

O fato de existir um treinamento específico para os usuários responsáveis pelo sistema (engenheiros), facilita-se a instalação da interface, cuja implantação poderá ser efetuada ou auxiliada pelos próprios instrutores, além da ajuda já disponível por manuais impressos.

### **4.2.2 Método de entrada no sistema**

Para restringir o acesso a alguns dados importantes na metodologia de funcionamento do programa, que podem gerar erros de cálculo e estimativas, adotou-se o controle de acesso ao sistema e a identificação de usuários.

Através de uma senha, o usuário será identificado e habilitado a utilizar o sistema, de acordo com um nível de prioridades preestabelecidas. Um cadastro de usuários controla o

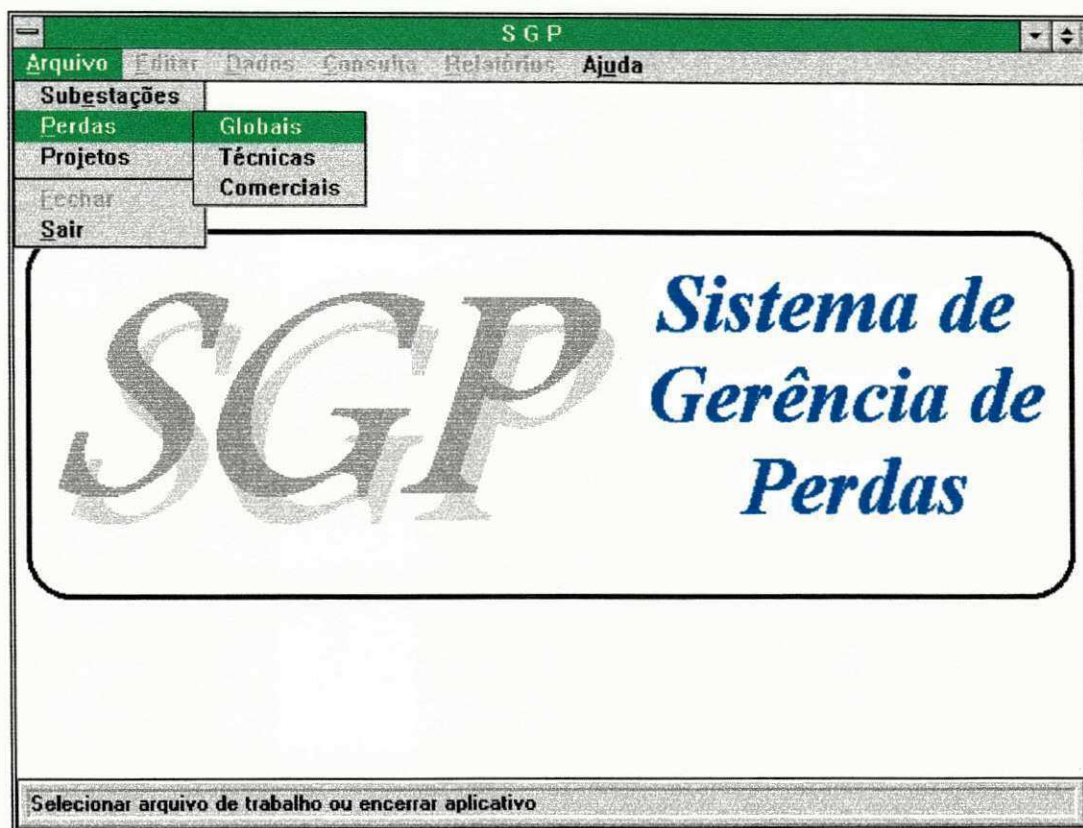
acesso a funcionalidades específicas de acordo com suas prioridades, como: quais banco de dados e módulos do programa poderá ter acesso, habilitação para alteração e exclusão de registros.

Neste ponto também poderia ser efetuada uma adequação da interface de acordo com o tipo do usuário, dotando o sistema de mecanismos capazes de identificar o tipo de usuário (experiente, inexperiente) e proporcionar opções específicas, planejadas para o devido tipo de usuário (como menus mais detalhados, opções específicas de tutorais, etc.).

#### **4.2.3 Tela de abertura**

Quando o usuário aciona o programa, se depara imediatamente com a tela de principal do sistema (vide Figura 4.1) onde está incluída sua apresentação.

Na tela principal (e de abertura) o usuário encontra, na *barra de título*, o nome do programa, que também indica o arquivo de dados ao qual se está tendo acesso durante a utilização do programa. Logo abaixo um menu, tipo *pull-down* exibe as opções de utilização do sistema, e na parte inferior da tela encontra-se uma *barra de status* que apresenta mensagens concisas sobre objetos da interface do programa.



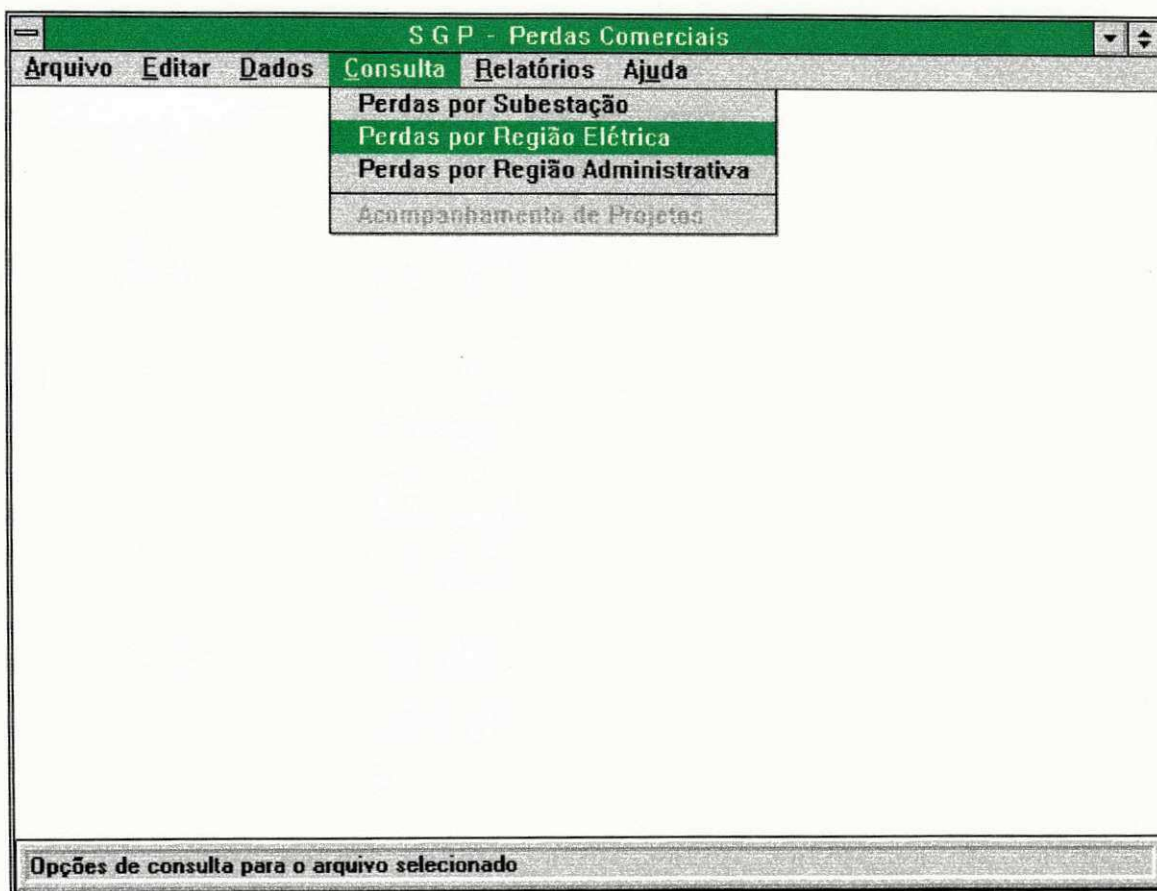
*Figura 4.1 - Tela principal do Sistema de Gerência de Perdas.*

Inicialmente, sobreposta a tela principal, encontra-se a tela que controla o acesso ao programa, só após a sua identificação o usuário poderá “navegar” pelo programa.

#### **4.2.4 Como progredir na “navegação”**

Para progredir na “navegação” do sistema o usuário pode utilizar, na tela principal, o menu com as opções de utilização (navegação) destacadas e utilizar atalhos, sob a forma de combinação de teclas, para itens específicos dos menus.





*Figura 4.2 - Tela principal com menu de consulta realçado*

Para auxiliar na navegação o sistema oferece uma ajuda on-line, que fornece informações relativas ao contexto no momento de sua chamada e indicações concisas na barra de status, referentes a campos que detêm o foco de ação do programa.

### **4.3 Estilo de diálogo**

Devido à extensa classe de usuários e com o objetivo de permitir melhores condições de utilização do programa, adequando necessidades específicas a cada tarefa, adotou-se como estilo de diálogo uma combinação de:

- Menu de seleção, tipo pull-down, para a navegação do sistema;
- Formulários de preenchimento, para realizar entrada e alteração de dados;

- QBE - Consulta através de exemplos, para realizar consultas e relatórios.

#### **4.4 Apresentação da informação**

##### **4.4.1 Layout de telas**

O layout de telas foi desenvolvido objetivando estabelecer uma padronização em todas as telas do programa, seguindo os padrões do ambiente *Windows*<sup>®</sup>, indicações dos usuários e demais considerações do projeto, referentes a hardware e software.

Esta padronização é refletida na consistência no uso das cores nas telas, no método de auxílio ao usuário, sempre disponível através da tecla **F1** ou do menu principal, na padronização das mensagens explicativas e de erro, etc.

Com a adoção desta padronização, pretende-se não confundir o usuário durante a utilização do programa, bem como possibilitar-lhe tirar proveito de sua experiência anterior com outros softwares do mesmo ambiente.

##### **4.4.2 Destaque da informação**

Na apresentação das informações são utilizados recursos geométricos e cores para destacar e enfatizar as informações mais importantes, alguns recursos de modelagem tridimensional para as telas e seus objetos poderiam também ser utilizados nas telas e painéis do programa, contudo, essas características não foram utilizadas visando não sobrecarregar a memória do computador.

Em caixas de mensagem de erro utilizam-se recursos de áudio e/ou recursos de cores “pulsantes” nas barras de título das janelas, para as mensagens de erro “crítico”, com o objetivo de chamar a atenção do usuário ao problema, imediatamente.

Para telas que exibem informações especialmente importantes, haverá necessariamente um tópico específico sobre o assunto ou objeto em questão, que poderá ter acesso contextual na ajuda on-line.

Perdas Comerciais por Região Elétrica

Ano: 1994

Região Elétrica	Fraude	Consumidores Clandestinos	Consumidores S/Medição	Cadastro	Iluminação Pública	TOTAL
MUSSURÉ	52.354	14.540	20.354	4.535	735	92.717
CAMPINA GRANDE	16.610	1.986	18.125	1.506	458	38.772
COREMAS	29.155	9.663	23.369	1.446	441	64.173
GOIANINHA	2.863	993	1.961	241	73	6.149
OUTROS	855	1.291	1.260	421	128	3.986
<b>TOTAL</b>	<b>101.837</b>	<b>28.473</b>	<b>65.069</b>	<b>8.149</b>	<b>1.836</b>	<b>205.797</b>

Gráfico... Cancelar Ok

Figura 4.3 - Tela apresentando o resultado de uma consulta

#### 4.5 Método de ajuda

Os métodos de ajuda oferecidos ao usuário são direcionadas à orientação no uso da interface e na correção de erros, com o intuito de facilitar ao máximo a utilização e o aprendizado do programa.

Além dos métodos utilizados neste projeto, poderiam ser incluídos outros recursos mais avançados como a utilização de tutoriais interativos que simulam a utilização do programa passo a passo. Este tipo de recurso não foi adotado, mas poderá ser utilizado, dependendo da velocidade de implementação do projeto.

#### **4.5.1 Orientação no uso da interface**

Para auxiliar o usuário na utilização do programa serão oferecidos como recursos:

- ajuda on-line, que fornece informações relativas ao contexto no momento de sua chamada;
- manuais impressos, com uma orientação direcionada para cada tipo de usuário;
- indicações na barra de status, referente ao objeto que detêm o foco de ação do programa;
- menu com opções que se modificam automaticamente durante a utilização do programa, habilitando ou desabilitando itens que podem, ou não, ser utilizados de acordo com o contexto no momento.

#### **4.5.2 Detecção e recuperação de erros**

A detecção e recuperação de erros pode ocorrer durante o preenchimento de dados, na realização de consultas, ou durante a ocorrência de algum processamento.

Para detecção e recuperação de erros durante o preenchimento de dados ou na realização de consultas são utilizados:

- métodos de validações, como verificação de datas, valores incorretos, etc.;
- proteção contra a duplicação desnecessária de registros no banco de dados;
- minimização do processo de digitação, através da utilização de menus popup, caixas de lista, caixas de opção, etc.

Durante o processamento, o tratamento de erros será efetuado através de rotinas específicas para essa finalidade.

### 4.5.3 Mensagens

O método mais utilizado pelo sistema para interagir diretamente com o usuário, fornecendo flexibilidade na sua utilização é a apresentação de mensagens, que podem ou não esperar uma resposta específica do usuário. Estas mensagens podem ser classificadas entre:

- mensagens informativas
- mensagens de aviso
- mensagens de parada crítica

Todas as mensagens são mostradas numa *caixa* padrão, centralizada na tela e sobreposta as demais existentes no momento de sua ocorrência. Para cada tipo de mensagem é associado um ícone específico, facilmente identificável pelo usuário.

Para mostrar informações sobre o andamento ou término de qualquer processamento ou o resultado de comandos, são usadas *mensagens informativas*. Para desativar a mensagem após sua leitura, basta o usuário pressionar o botão **Ok**. Na figura 4.4, pode-se ver uma mensagem informativa típica, com o ícone que a identifica.

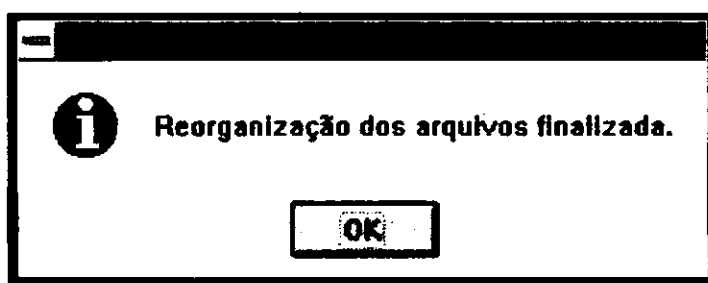
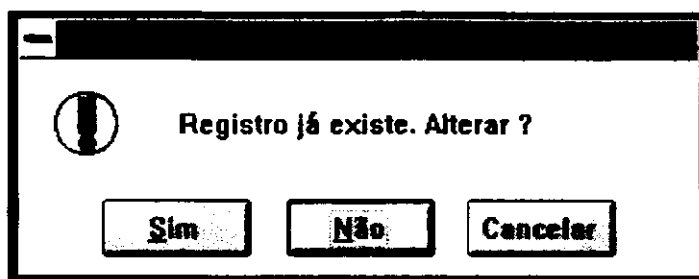


Figura 4.4 - Exemplo de mensagem Informativa

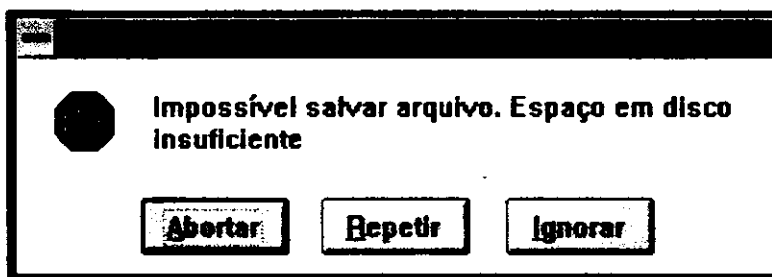
As mensagens de aviso são usadas para interagir com o usuário no andamento normal do programa, requisitando a decisão do usuário sobre alguma ação. Geralmente,

apresenta-se uma pergunta e o usuário escolhe uma opção entre Não Sim ou Cancelar. Estas mensagens podem também alertar para uma possível condição de erro, oferecendo meios para correção do problema. Na figura 4.5 é mostrado um exemplo deste tipo de mensagem.



*Figura 4.5 - Exemplo de mensagem de aviso.*

Quando ocorre algum problema mais *grave*, que deve ser corrigido antes de ser possível continuar com o andamento do programa, apresentam-se as mensagens de parada crítica (vide figura 4.6).



*Figura 4.6 - Exemplo de mensagem de parada crítica.*

Em seguida apresentamos alguns exemplos de mensagens de erro.

1. Mensagens informativas:

- Operação de back-up finalizada.
- Reorganização dos índices finalizada.
- Não há registros cadastrados para o ano de 1993.

2. Mensagens de aviso:

- Salvar as alterações ?
- Deletar o registro ?
- Registro já existe. Alterar ?
- Estimativa muito grande. O percentual deve ser entre 0 e 0,15.
- Este campo deve ser preenchido com quatro dígitos. Por exemplo 1993.
- Registros incompletos no período desejado. Só há registros até 12/1994.

### 3. Mensagens de parada crítica:

- Impossível abrir arquivo. Acesso não permitido.
- Impossível salvar registros. Banco de dados bloqueado.
- Impossível salvar arquivo. Espaço em disco insuficiente.
- Erro ao salvar arquivo. Disco ruim ou protegido contra gravação.

## **4.6 Dispositivos periféricos (entrada e saída)**

O sistema utiliza como dispositivos periféricos:

- Na entrada: Teclado e mouse.
- Na saída: Monitor, impressora e áudio.

## **4.7 Documentação proposta**

### **4.7.1 Tipo(s) de documentos**

A documentação proposta para o sistema consiste de um manual impresso e de manual eletrônico (ajuda on-line), que devem conter o máximo de informações sobre o sistema, com a exposição dos conceitos feita de forma progressiva de aprofundamento ao longo do texto.

Para que os manuais atendam satisfatoriamente aos usuários é essencial que toda a documentação seja revisada previamente por um grupo de usuários e por outros profissionais afins, para que sejam feitas sugestões e críticas para o aprimoramento dos manuais.

#### **4.7.2 Conteúdo destes documentos**

O manual impresso é dividido em diversos capítulos, que fornecem as informações de cada módulo do sistema, partindo de um nível básico até os tópicos mais avançados, apresentadas gradualmente no texto, de modo a atender desde usuários inexperientes até os mais experientes.

Cada capítulo apresenta o problema prático envolvido em cada tarefa, esclarecendo o usuário sobre a sistemática de cada processo, só então introduz os conceitos próprios do sistema, ou seja, a forma de como realizar a mesma tarefa com a ajuda do computador, através dos comandos próprios do sistema.

#### **4.8 Estrutura Básica do Sistema**

O programa realiza os cálculos para a segregação das perdas em seus mais diversos níveis, permite o agrupamento das informações disponíveis nos bancos de dados para pesquisa, realização de consultas e emissão de relatórios de forma interativa, fornecendo suporte gerencial e parâmetros para orientar decisões de investimento.

Conforme a metodologia de avaliação e acompanhamento adotada, o sistema é dividido em módulos, que apresentam os níveis de perdas divididos em seus componentes e classificados em perdas globais, técnicas e comerciais, segregados por:

- região administrativa e/ou elétrica

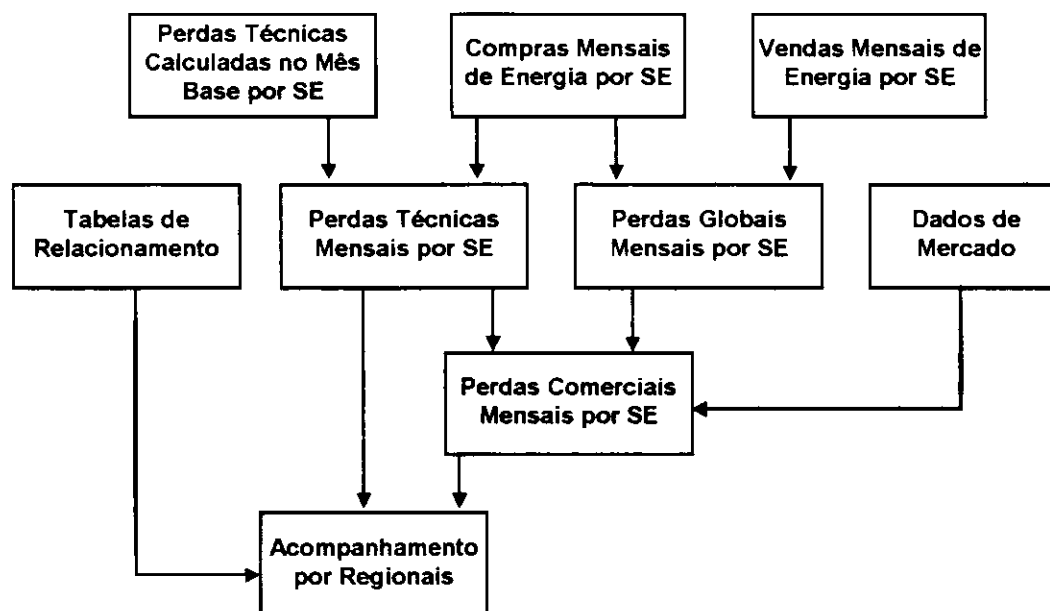


- subestação
- alimentador

Para o acompanhamento e a avaliação de projetos para redução de perdas o sistema apresenta um módulo específico de cadastro de dados inerentes aos projetos, e realiza o acompanhamento de seus resultados através de pesquisas nos dados de perdas.

#### 4.8.1 Acompanhamento dos índices de perdas

A metodologia empregada para realizar o acompanhamento mensal do índice de perdas é apresentada, resumidamente através do fluxograma apresentado na figura 4.7.



*Figura 4.7 - Fluxograma funcional do sistema*

As informações básicas são fornecidas pelo sistema de faturamento da empresa, de onde se contabilizam a perda global (total) mensal por subestação.

Devem constar nos dados de faturamento os dados relativos a:

- Data de faturamento (ano e mês)
- Grupo de Faturamento

- Grupo de Tensão
- Energia Consumida
- Energia Requerida
- Custos
- Número de consumidores (cadastrados, desligados, etc.)
- Ponto de faturamento (subestação)

O método adotado para contabilização do faturamento da empresa e o grande volume de informações a serem tratadas para cada mês do ano, podem dificultar ou até impossibilitar o acompanhamento e a segregação das perdas técnicas e comerciais a níveis muito específicos, como a segregação por alimentadores e localidades.

Constatamos ainda que o acompanhamento das perdas mensais é prejudicado pela influência das diferenças de faturamento, que provocam uma evolução do tipo “dente de serra” ao longo do ano, em função do número de dias do mês.

Aliado a isto surge o problema derivado da dificuldade na avaliação das perdas técnicas, que envolvem um grande esforço de pessoal e demanda de tempo. Nesse trabalho contorna-se o problema com a avaliação das perdas técnicas por subestação, necessariamente, ao menos para um único mês do ano e estimam-se as perdas para os outros meses, a partir dos dados de energia correspondentes, utilizando relações obtidas estatisticamente.

Conforme a metodologia adotada, no módulo de perdas técnicas contempla-se o cadastro e a estimação das perdas para:

- Transformadores de subestação (no cobre e no ferro)
- Transformadores de distribuição (no cobre e no ferro)

- Alimentadores
- Circuitos secundários
- Diversas

As perdas comerciais são computadas mensalmente, tomando como base a diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas do sistema, o número de consumidores cadastrados, a forfait, taxados e sem medição (monofásicos e trifásicos).

A partir destes dados, a segregação das perdas comerciais são estimadas conforme a metodologia adotada (Capítulo 3), considerando a segregação por:

- Desvio e/ou fraude
- Ligação clandestina e/ou auto religação
- Ligação provisória
- Ligação sem medição
- Faturamento incorreto (erro de medição, erro de leitura, erro de cadastro de consumidores)
- Iluminação Pública (erro de cadastro)

O sistema utiliza um ajuste automático e/ou índices estipulados pela concessionária, que podem ser ajustados conforme o conhecimento mais aprofundado das características do mercado.

Além do acompanhamento dos índices de perdas, o sistema contempla um módulo destinado ao gerenciamento dos projetos implantados para o combate das perdas.

O sistema também fornece um módulo específico para cadastro e manutenção das informações de relacionamentos entre regiões administrativas, elétricas e subestações.

Assim, podemos resumir o funcionamento do programa a partir do seguinte algoritmo:

1. Cadastrar o nível de perdas técnicas por componentes (rede primária, rede secundária, transformadores de distribuição, ramais, etc.), por subestação;
2. Agrupar as informações mensais de compras e vendas de energia a partir do sistema de faturamento da empresa, contabilizando a perda global mensal por subestação;
3. Estimar as perdas técnicas, se necessário, por subestação, a partir dos dados de energia correspondentes;
4. Calcular as perdas comerciais, tomando como base a diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas do sistema, e o número de consumidores cadastrados, a forfait, taxados e sem medição;
5. Segregar os índices de perdas em seu componentes.

A partir daí podem ser desenvolvidos estudos específicos para a identificação das causas evidentes, estabelecendo diretrizes, metas e planos de ação que tenham como objetivo neutralizar ou minimizar os efeitos dos agentes provocadores das perdas.

#### **4.9 Banco de dados**

O banco de dados do sistema consiste em diversas tabelas, descritas a seguir.

##### **4.9.1 Tabelas de Relacionamento**

Definem o relacionamento entre regiões administrativas, elétricas, subestações, etc.

- Alimentadores
- Subestações

- Regiões Elétricas
- Regiões Administrativas

#### **4.9.2 Tabela de Faturamento**

Nesta tabela constam as informações de faturamento que formam a base de dados do sistema. Constan na tabela de faturamento os dados relativos a:

- Data de faturamento (ano e mês)
- Grupo de faturamento
- Grupo de tensão
- Energia consumida
- Energia requerida
- Custos
- Número de consumidores (cadastrados, a forfait, etc.)
- Ponto de faturamento

#### **4.9.3 Tabelas de Perdas**

Existem várias tabelas de perdas, que são responsáveis pelo agrupamento das informações para cada classe de segregação:

- Perdas Globais
- Perdas Subtransmissão
- Perdas Distribuição
- Perdas Técnicas
- Perdas Comercias

#### **4.9.4 Configuração de hardware**

A plataforma mínima de hardware é listada abaixo, considerando o sistema implantado atualmente.

- Microcomputador PC - AT 486, ou superior;
- Memória RAM de 16 MB ou superior;
- Sistema operacional DOS versão 6.22 ou superior;
- Sistema Windows versão 3.11 ou superior;
- Disco rígido com espaço livre de 40 MB;
- Monitor VGA colorido.

Salientamos que na velocidade com que avança a tecnologia de microcomputadores, será sempre necessário rever esta configuração, da mesma forma que, num futuro bem próximo, será necessário reformular a programação do sistema já implantado para beneficiar o usuário com as vantagens de um sistema com tecnologia de 32 bits, impulsionado pelo sistema operacional Windows 95.

## **CAPÍTULO 5**

### **Resultados da aplicação na SAELPA**

#### **5.1 Introdução**

Para a avaliação da metodologia de avaliação das perdas, utilizaram-se dados reais da SAELPA, objetivando implantar um projeto de redução das perdas globais do sistema elétrico da concessionária, optando-se pela quantificação das mesmas de forma regionalizada, isto é, utilizando-se grupamentos de subestações por distritos regionais, de modo a facilitar/direcionar as ações necessárias bem como o gerenciamento das mesmas.

Outro aspecto importante que se faz necessário registrar é que para se desenvolver um estudo de perdas a um nível mais específico como este, de se determinar as perdas regionalizadas, houve a necessidade de alterar toda a composição do sistema de dados de mercado a partir do faturamento da empresa. Para tornar o cadastro de consumidores o espelho fiel do mercado consumidor, associando-o ao cadastro do sistema elétrico.

Para efeito de avaliação das perdas de energia, as perdas técnicas foram calculadas para o mês de março de 1994. Como regiões administrativa foram considerados os atuais limites dos regionais, sendo assim denominados:

- SOLI - Superintendência de Operações do Litoral  
 ERBO - Escritório Regional do Brejo  
 ERCA - Escritório Regional do Cariri  
 ERSE - Escritório Regional do Baixo Sertão  
 ERSA - Escritório Regional do Alto Sertão

São apresentados na Tabela 5.1 os valores calculados das perdas em 1994, agrupados por região administrativa.

TABELA 5.1  
 Energia Requerida e perdas por região administrativa

<b>Região</b> <b>Administrativa</b>	<b>Energia Requerida</b> <b>(MWh)</b>	<b>Perdas</b> <b>(MWh)</b>	<b>%</b>
SOLI	1.076.176	166.470	9,5
ERBO	149.438	43.055	2,5
ERCA	205.218	36.127	2,1
ERSE	139.289	47.834	2,7
ERSA	171.416	71.058	4,1
<b>TOTAL</b>	<b>1.741.537</b>	<b>364.544</b>	<b>20,9</b>

## 5.2 Perdas no Sistema de Subtransmissão

Na tabela 5.2 apresentam-se os dados relativos as perdas no sistema de subtransmissão, com respectiva segregação por região administrativa.



TABELA 5.2

Perdas no sistema de subtransmissão por região administrativa - 1994

<b>Região</b> <b>Administrativa</b>	<b>L. T.</b> <b>(MWh)</b>	<b>Trafo da SE</b> <b>(MWh)</b>	<b>TOTAL</b> <b>(MWh)</b>
SOLI	18.241	6.558	<b>24.799</b>
ERBO	3.889	1.090	<b>4.979</b>
ERCA	5.833	1.436	<b>7.269</b>
ERSE	7.781	1.077	<b>8.858</b>
ERSA	10.412	1.111	<b>11.433</b>
<b>TOTAL</b>	<b>46.156</b>	<b>11.272</b>	<b>57.338</b>
<b>Percentual</b>	<b>80,5</b>	<b>19,5</b>	<b>100,0</b>

### 5.3 Perdas no Sistema de Distribuição

A tabela 5.3 apresenta os valores das perdas no sistema de distribuição para os segmentos técnica e comercial, por região administrativa.

TABELA 5.3

Perdas no sistema de distribuição por região administrativa em 1994

<b>Região</b> <b>Administrativa</b>	<b>Técnica</b> <b>(MWh)</b>	<b>Comercial</b> <b>(MWh)</b>	<b>TOTAL</b> <b>(MWh)</b>
SOLI	50.192	98.434	<b>148.626</b>
ERBO	10.390	21.995	<b>32.385</b>
ERCA	13.829	23.138	<b>36.967</b>
ERSE	11.089	25.465	<b>36.554</b>
ERSA	15.909	36.765	<b>52.674</b>
<b>TOTAL</b>	<b>101.409</b>	<b>205.797</b>	<b>307.206</b>
<b>Percentual</b>	<b>33,0</b>	<b>67,0</b>	<b>100,0</b>

### 5.3.1 Perdas Técnicas no Sistema de Distribuição

A tabela 5.4 apresenta a segregação das perdas técnicas, no sistema de distribuição, por região administrativa.

TABELA 5.4  
Perdas técnicas por região administrativa em 1994

<b>Região Administrativa</b>	<b>Primário (MWh)</b>	<b>Trafos (MWh)</b>	<b>Secund. (MWh)</b>	<b>Outros (MWh)</b>	<b>TOTAL (MWh)</b>
SOLI	21.885	17.247	6.665	4.395	<b>50.192</b>
ERBO	4.320	2.880	2.520	670	<b>10.390</b>
ERCA	6.138	3.426	3.140	1.125	<b>13.829</b>
ERSE	4.523	2.562	3.228	1.316	<b>11.629</b>
ERSA	6.813	3.646	3.497	1.413	<b>15.369</b>
<b>Total</b>	<b>43.599</b>	<b>29.761</b>	<b>19.040</b>	<b>8.919</b>	<b>101.409</b>
<b>Percentual</b>	<b>43,1</b>	<b>29,3</b>	<b>18,8</b>	<b>8,8</b>	<b>100,0</b>

### 5.3.2 Perdas Comerciais

Na tabela 5.5 mostram-se os valores das perdas comerciais, por região administrativa.

TABELA 5.5  
Perdas comerciais por região administrativa - 1994

<b>Região Administrativa</b>	<b>Fraude (MWh)</b>	<b>Clandest (MWh)</b>	<b>Sem Med (MWh)</b>	<b>Cadast (MWh)</b>	<b>Fat. Inc. (MWh)</b>	<b>Il. Pub. (MWh)</b>	<b>TOTAL (MWh)</b>
SOLI	43.212	14.054	24.503	5.037	865	9.579	<b>97.250</b>
ERBO	7.060	2.401	9.737	766	242	2.973	<b>23.179</b>
ERCA	7.272	2.320	10.557	899	263	2.359	<b>23.670</b>
ERSE	9.803	4.731	7.554	707	224	2.359	<b>25.378</b>
ERSA	14.490	4.967	12.718	740	242	3.163	<b>36.320</b>
<b>TOTAL</b>	<b>81.837</b>	<b>28.473</b>	<b>65.069</b>	<b>8.149</b>	<b>1.836</b>	<b>20.433</b>	<b>205.797</b>
<b>Percentual</b>	<b>39,8</b>	<b>13,8</b>	<b>31,6</b>	<b>3,9</b>	<b>0,9</b>	<b>9,9</b>	<b>100,0</b>

## **CAPÍTULO 6**

### **Conclusões e propostas para trabalhos futuros**

A metodologia para avaliação e acompanhamento das perdas é aplicável, mesmo nas áreas onde a base de dados é deficiente. Isso foi possível em função da versatilidade dos softwares desenvolvidos para facilitar a manipulação das informações disponíveis.

Com relação a avaliação das perdas técnicas, pode-se enumerar como principais dificuldades a inexistência de cadastro em algumas áreas, e a falta de medições confiáveis na saída de alguns alimentadores.

Com relação a avaliação das perdas comerciais, existe mais dificuldade de aplicação da metodologia indicada, visto que as características mudam nas diversas regiões dentro de cada empresa, havendo necessidade de ajustes em alguns parâmetros, de forma a contemplar essas diferenças.

O projeto da interface do sistema, considerando as recomendações técnicas e diretrizes já difundidas, foi de importância fundamental para atingir objetivos como o aumento de produtividade e de facilidade de uso. Estes são imediatamente atingidos quando o usuário final se sente satisfeito com a interface.

Com relação a proposta para novos trabalhos, sugerimos:

- Desenvolvimento de uma interface de integração do SGP com o sistema de faturamento da Empresa;
- Desenvolvimento de um software que integre todos os métodos de avaliação das perdas técnicas com as funcionalidades do SGP, para que todo o processo de estimação, análise e acompanhamento das perdas seja automatizado e realizado num ambiente gráfico;
- Melhorar o processo de avaliação das perdas;
- Incorporar ao SGP um sistema para acompanhamento de projetos de combate às perdas, com a possibilidade de realizar análise para chegar a soluções mais viáveis.

## Referências Bibliográficas

- AMÊNDOLA, Alexandre G., VIANA, Francisco A. A. L., R. FILHO, Geraldo M. , CAMPOS, Antonio T. B., GOMES, Ivanildo S., BACELAR, Jonildo da S., DE SOUZA, Nivaldo P. F., LIMA FILHO, José R. , GOMINHO, Leonardo F., VALENTE, André L., *Determinação de Perdas em Sistemas de Distribuição*, In: Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Blumenau, 1992.
- CELPE, *Determinação das Perdas do Sistema de Distribuição - 1991*, Recife, ASEP/CELPE, 1993.
- COMITÊ COORDENADOR DE OPERAÇÕES NORTE/NORDESTE. *Avaliação de Perdas Globais de Energia*, Recife, 1994.
- COMITÊ COORDENADOR DE OPERAÇÕES NORTE/NORDESTE. *Relatório SCEI 16.01: Perdas - Análise Custo - Benefício*, Recife, 1994.
- COMITÊ COORDENADOR DE OPERAÇÕES NORTE/NORDESTE. SCSC/CCON. *Consumidores Clandestinos/Perdas*, Recife, 1990.
- CORDEIRO, Ademálio A., NÓBREGA, Elenita M. F., KEFALAS, João C., DA CUNHA, Samuel D., LOPES, José A., GOMES, Carlos E. C., CAVALCANTE, Cicero V. A., AMÊNDOLA, Alexandre G., *Sistemática para Determinação e Acompanhamento das Perdas nas Empresas do CCON*, Recife, CDP/CCON, 1993.
- CORDEIRO, Ademálio A., NÓBREGA, Elenita M. F., KEFALAS, João C., DA CUNHA, Samuel D., LOPES, José A., GOMES, Carlos E. C., CAVALCANTE, Cicero V. A., AMÊNDOLA, Alexandre G., MACEDO, Washington E., PAMPLONA, Franklin M. P., *Sistemática para Determinação e Acompanhamento das Perdas nas Empresas do CCON - Aplicação na SAELPA*. CIER, Bolívia, 1996.
- SHENKMAN, A. L.: *Energy Loss Computation by Using Statistical Techniques*. IEEE Transactions on Power and Systems, Vol 5, N.º 1, January 1990.
- SUN, D. I. H., ABE, S., SHOULTS, R. R., CHEN, M. S., EICHENBERGER, P., FARRIS, D. : *Calculation of Energy Losses in a Distribution System*. IEEE Transactions on Power and Systems, Vol. PAS-99, N.º 4 - July/Aug 1980.

CARDOSO, Agostinho F., FLEURY, Maria E. V., LAGE, Wilson F. *Perdas de Energia - Abordagem entre Técnicas e Não-Técnicas*, In: XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis, 1995.

## Bibliografia

- SHNEIDERMAN, Ben. *Designing the User Interface: Strategies for Effective Human-Computer Interaction*. Addison-Wesley Publishing Company. USA, 1987.
- QUEIRÓS, José E. R., TURNELL, Maria de F. Q. V. *Diretrizes para Projetos de Interfaces*, Publicação interna do Centro de Ciências e Tecnologia - UFPB, Campina Grande, 1992.
- MACEDO, Washington E., CORDEIRO, Ademálio A., *Avaliação das Perdas Elétricas no Sistema de Distribuição da SAELPA*, In: II Ciclo de Palestras sobre Distribuição de Energia. Recife, 1993.
- BARBOSA, Ailson S., MACEDO, Washington E., CORDEIRO, Ademálio A., *Estudo comparativo sobre avaliação de Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia*, In: II Ciclo de Palestras sobre Distribuição de Energia. Recife, 1993.
- SAMICO, Roberto A.M., F. NETO, Artur, *Estratégias para Redução das Perdas de Energia no Sistema Elétrico LIGHT*. Rio de Janeiro, LIGHT, 1993.
- LOPES, José A., DINIZ, Carlos F. D., VIANA, Francisco A. A. L., SOUZA, Solange M. M., *Determinação das Perdas do Sistema de Distribuição da CELPE*, Publicação Interna CELPE, Recife, 1994.

## ANEXO

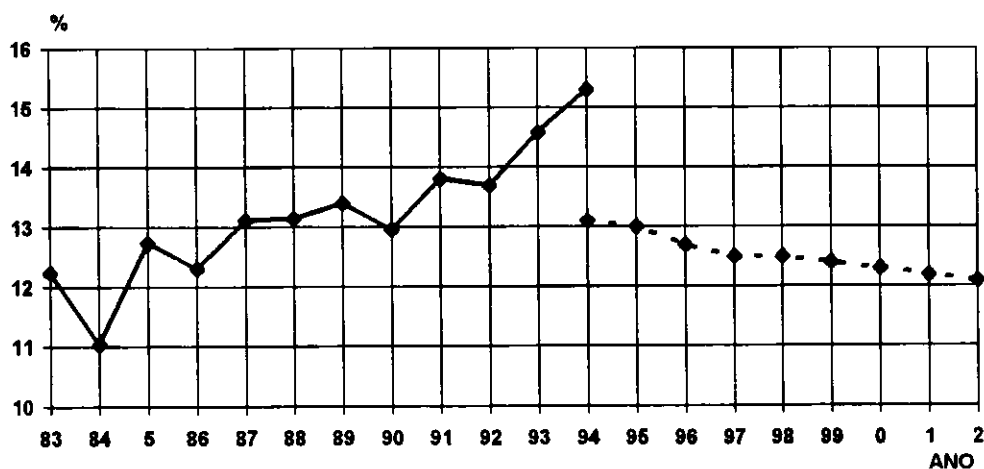
## EVOLUÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

ANO	GWh			% PERDAS
	ENTRADA	SAÍDA	PERDAS	
83	153.082	134.352	18.730	12,24
84	169.660	150.952	18.708	11,03
85	187.193	163.345	23.848	12,74
86	201.967	177.095	24.872	12,31
87	209.475	182.015	27.460	13,11
88	221.921	192.738	29.183	13,15
89	232.685	201.471	31.214	13,41
90	235.851	205.299	30.552	12,95
91	248.748	214.398	34.350	13,81
92	253.013	218.425	34.588	13,70
93	265.891	227.121	38.770	14,58
94	277.937	235.420	42.517	15,30
94/83	81,56%	75,23%	127,00%	-

Fonte: SIESE

PREVISÃO DE EVOLUÇÃO DAS PERDAS DE  
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

ANO	%	ANO	%	ANO	%
1994	13,1	1997	12,5	2000	12,3
1995	13,0	1998	12,5	2001	12,2
1996	12,7	1999	12,4	2002	12,1





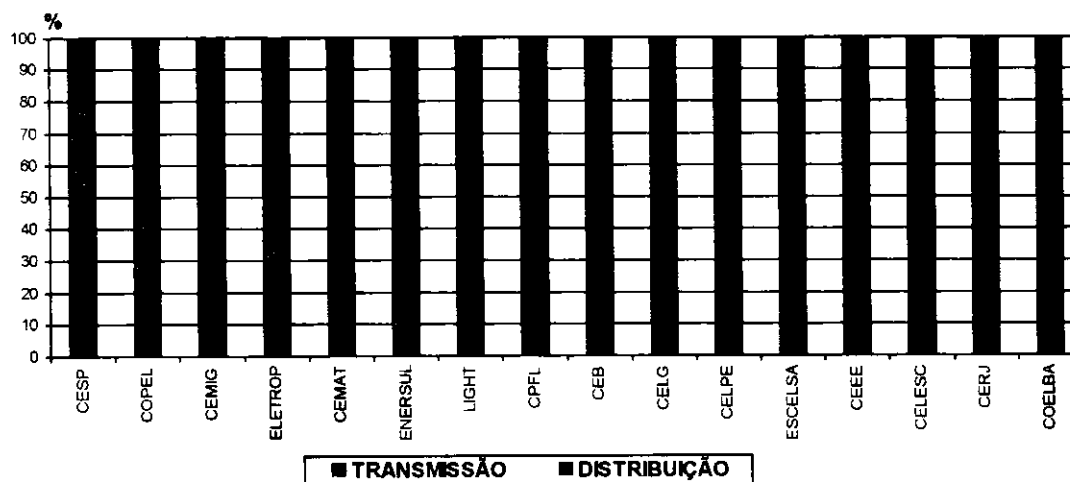
## ANEXO

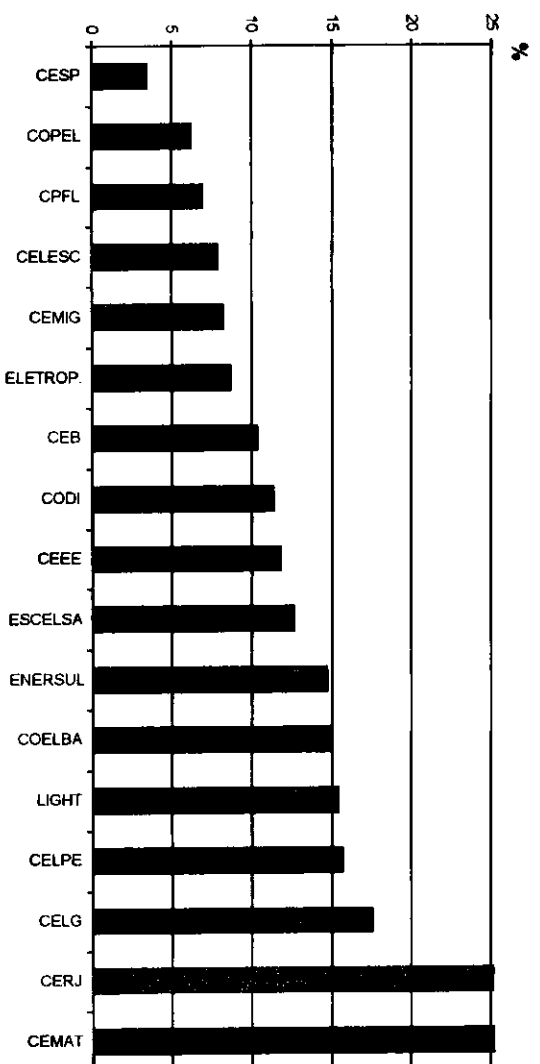
### PERDAS DE ENERGIA NO SISTEMA GLOBAL

EMPRESA	PARTICIPAÇÃO NAS PERDAS (%)	
	TRANSMISSÃO	DISTRIBUIÇÃO
CEB	21	79
CEEE	17	83
CELESC	17	83
CELG	21	79
CELPE	21	79
CEMAT	27	73
CEMIG	38	62
CERJ	16	84
CESP	78	22
COELBA	15	85
COPEL	48	52
CPFL	23	77
ELETROP	35	65
ENERSUL	25	75
ESCELSA	21	79
LIGHT	25	75
MÉDIA	33	67

Fonte: CCON (a partir de levantamento do CODI), 1994

### PARTICIPAÇÃO DE CADA SISTEMA NO TOTAL DE PERDAS DE ENERGIA DA EMPRESA



**ANEXO****ÍNDICE DE PERDAS DE ENERGIA DO SISTEMA GLOBAL**

## ANEXO

## PERDAS DE ENERGIA POR FALTA DE MEDIÇÃO

EMPRESA	SETEMBRO DE 1994					ANO DE 1994		
	MONO MWh	BI MWh	TRI MWh	TOTAL		FALTA DE MEDIÇÃO GWh	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO GWh	FM SD %
				MWh	kWh/Cons			
CEB	2.360	127	2.768	5.255	130	63	224	28,1
CEEE	3.611	2.411	3.096	9.118	200	109	1.546	7,1
CELESC	0	0	0	0	0	0	583	-
CELG	9.576	1.015	6.499	17.090	142	205	780	27,0
CELPE	7.133	63	2.306	9.502	79	114	784	14,5
CEMAT	ND	ND	ND	ND	ND	ND	445	-
CEMIG	221	133	49	403	97	5	1.925	0,3
CERJ	4.069	1.033	877	5.235	81	72	1.415	5,1
CESP	4.233	6.476	5.235	15.944	140	191	669	28,6
COELBA	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1.059	-
COPEL	196	63	143	402	166	5	583	1,0
CPFL	8	10	17	35	241	0	657	-
ELETROP.	3.147	2.637	12.785	18.569	452	223	3.267	6,8
ENERSUL	0	0	0	0	0	0	262	-
ESCELSA	952	551	239	1.742	104	21	537	3,9
LIGHT	966	208	1.421	2.595	201	31	2.752	1,1
CODI	36.472	17.727	35.435	86.634	153	1.039	17.648	5,9
DEMAIS	20.192	5.244	10.031	35.467	73	426	4.637	9,2
BRASIL	56.664	19.971	45.466	122.101	116	1.465	22.285	6,6

Fonte: CODI (a partir de levantamento do DNAEE)

Obs.: Os 1.465 GWh de perdas no Brasil em 1994, por falta de medição, representam 0,53% da energia requerida (277.937) e 3,45% da perda total (42.517).

## RESUMO DAS PERDAS DE ENERGIA POR FALTA DE MEDIÇÃO

EMPRESA	Nº CONSUM. SEM MEDIÇÃO	PERDAS			SET x 12
		MWh	R\$ x 10 <sup>3</sup>	R\$/Cons.	R\$ x 10 <sup>3</sup>
CODI	567.430	86.634	7.351	13,0	88.212
DEMAIS	487.362	35.467	3.266	6,7	39.192
BRASIL	1.054.792	122.101	10.617	10,0	127.404

## ANEXO

## CONSUMIDORES SEM MEDIÇÃO

EMPRESA	DEZ. 94	SETEMBRO DE 1994					MARÇO DE 1995				
	Nº CONSUM.	MONO	BI	TRI	TOTAL	%	MONO	BI	TRI	TOTAL	%
CEB	428.627	16.350	492	4.376	21.218	5,0	7.034	453	2.792	10.279	2,4
CEEE	2.591.408	32.231	7.573	5.773	45.577	1,8	67.628	15.696	15.696	96.418	3,8
CELESC	1.324.097	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CELG	1.074.306	106.195	4.572	4.638	115.405	10,7	75.178	5.455	3.787	84.420	7,9
CELPE	1.524.415	116.527	163	3.482	120.172	7,9	117.271	-	1.929	119.200	7,8
CEMAT	420.652	ND	ND	ND	ND	ND	27.110	18.983	6.432	52.525	12,5
CEMIG	3.853.641	3.189	853	118	4.160	0,1	844	84	102	1.030	0
CERJ	1.185.518	63.067	8.504	2.311	73.902	6,2	75.740	12.421	2.322	90.483	7,6
CESP	1.295.725	50.368	52.883	10.464	113.715	8,8	33.591	49.481	11.442	94.483	7,3
COELBA	2.167.431	ND	ND	ND	ND	ND	39.023	254	171	39.448	1,8
COPEL	2.316.866	1.773	309	336	2.418	0,1	3.151	1.806	1.146	6.107	0,3
CPFL	2.155.384	70	45	30	145	0	1.596	2.331	2.846	6.775	0,3
ELETROP.	5.732.858	16.964	12.058	12.058	41.080	0,7	12.601	14.820	3.580	31.001	0,5
ENERSUL	436.901	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ESCELSA	651.425	12.523	3.551	627	16.701	2,6	21.502	958	316	22.776	3,5
LIGHT	2.789.758	7.927	1.568	3.442	12.937	0,5	8.828	4.807	12.449	26.084	0,9
<b>CODI</b>	<b>29.950.014</b>	<b>427.204</b>	<b>92.571</b>	<b>47.655</b>	<b>567.430</b>	<b>1,9</b>	<b>491.099</b>	<b>127.553</b>	<b>64.408</b>	<b>683.060</b>	<b>2,3</b>
DEMAIS	6.869.966	448.831	25.723	12.808	487.362	7,1	-	-	-	-	-
<b>BRASIL</b>	<b>36.820.000</b>	<b>876.035</b>	<b>118.294</b>	<b>60.463</b>	<b>1.054.792</b>	<b>2,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fonte: Setembro/94 / DNAEE - Março/95 - CODI

## RESUMO DAS PERDAS DE ENERGIA POR CONSUMIDORES SEM MEDIÇÃO

EMPRESA	SETEMBRO DE 1994			
	MONO	BI	TRI	TOTAL
CODI (%)		75,3	16,3	8,4
DEMAIS (%)		92,1	5,3	2,6
BRASIL (%)		83,1	11,2	5,7

## ANEXO

### 3 EXEMPLOS DO IMPACTO DAS PERDAS POR FALTA DE MEDIÇÃO NAS PERDAS DO SISTEMA GLOBAL

EMPRESA	PERDAS EM GWh			ÍNDICE DE PERDAS %	
	POR FALTA MEDIÇÃO	DEMAIS	TOTAL	ATUAL	ELIMINANDO-SE FALTA DE MED.
CEB	63	221	284	10,35	8,05
CELPE	114	873	987	15,66	13,85
CELG	205	763	968	17,55	13,83

### PARTICIPAÇÃO DAS PERDAS COMERCIAIS NAS PERDAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

EMPRESAS	PERDA COMERCIAL	PERDA TÉCNICA	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
	%	%	%
CELPE	52	48	100
CEMIG	30	70	100
CESP	33	67	100
COPEL	0	100	100
ESCELSA	52	48	100
MÉDIA PONDERADA	33	67	100

Fonte: Estimativa das Empresas (Abril/1995)