CARLOS ALEXANDRE DE SOUSA PENIN

**Combate, Prevenção e Otimização das Perdas
Comerciais de Energia Elétrica**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Engenharia.

São Paulo

2008

CARLOS ALEXANDRE DE SOUSA PENIN

**Combate, Prevenção e Otimização das Perdas
Comerciais de Energia Elétrica**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência.

Orientador:
Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan

São Paulo

2008

*À minha adorável esposa Helenice,
pelo amor, carinho, apoio, compreensão,
e por tudo o que ela significa para mim.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar eu gostaria de agradecer ao Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan, meu orientador, por todo seu suporte, dedicação, apoio e valiosas contribuições, fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Especial agradecimento ao professor Hector Arango, de Itajubá, e ao engenheiro José Luiz Cavaretti, da Eletropaulo, pelas valiosas contribuições em várias etapas desta tese.

Aos amigos e professores Carlos Barioni, Nelson Kagan e Marcelo Pelegrini, que muito ajudaram contribuindo com sua ampla experiência no setor elétrico brasileiro.

Ao André Méffe, Fabio Sismotto, Eduardo Chakarian, Matheus Gemignani e Wladimir Sybine, e a todos os amigos da Daimon, pelas importantes contribuições e amizade durante essa etapa importante.

Um agradecimento especial aos meus queridos pais, Sonia e Silvério, à minha avó Pastora, à minha irmã Lara, aos meus tios, tias, primos e familiares, pelo carinho e incentivo em todas as etapas da minha vida.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

RESUMO

ABSTRACT

1. ESCOPO DO TRABALHO E OBJETIVOS	1
1.1. INTRODUÇÃO	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	5
2. CONCEITUAÇÃO E METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE PERDAS DE ENERGIA NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
2.1. INTRODUÇÃO	8
2.2. PERDAS GLOBAIS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
2.3. PERDAS TÉCNICAS.....	9
2.4. PERDAS NÃO-TÉCNICAS (PNT)	10
2.4.1. <i>Perdas Não-Técnicas por falha de equipamentos.....</i>	<i>11</i>
2.4.2. <i>Perdas Não-Técnicas devidas a erros de faturamento</i>	<i>12</i>
2.4.3. <i>Perdas Não-Técnicas devidas ao consumo estimado.....</i>	<i>12</i>
2.4.4. <i>Perdas Não-Técnicas devidas à falta de medição.....</i>	<i>13</i>
2.4.5. <i>Perdas Não-Técnicas devidas a anomalias</i>	<i>14</i>
2.4.6. <i>Fraude e furto de energia – Perdas por Ação do Consumidor.....</i>	<i>14</i>
2.5. ABORDAGEM MULTIDISCIPLINAR DAS PERDAS NÃO-TÉCNICAS	16
2.5.1. <i>Abordagem Multidisciplinar das PNT1</i>	<i>16</i>
2.5.1.1. Prevenção	17
2.5.1.2. Combate	17
2.5.1.3. Econômico-financeiro	18
2.5.1.4. Regulatório.....	18
2.5.1.5. Estimativa das PNT através de Cálculos Elétricos	18
2.5.1.6. Jurídico.....	18
2.5.1.7. Recuperação de Receitas	19
2.5.2. <i>Abordagem Multidisciplinar das PNT2</i>	<i>20</i>
2.5.2.1. Diferenças no faturamento de Iluminação Pública	20
2.5.2.2. Gestão do parque de medidores.....	20
2.5.2.3. Não-medição	20
2.5.2.4. Gestão de equipes e de procedimentos de medição	21
2.6. PERDAS FIO	22
2.7. METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE PERDAS	23

2.7.1. Perdas Comerciais = Perdas Totais – Perdas Técnicas.....	24
2.7.2. Metodologia Top-Down para Cálculo de Perdas Técnicas por segmento	25
2.7.3. Metodologia Bottom-Up para Cálculo de Perdas Técnicas por segmento.....	29
2.7.3.1. Cálculo de Perdas Técnicas em cada segmento.....	29
2.7.3.2. Representação da Carga por Curvas Típicas	30
2.7.3.3. Separação das perdas técnicas das perdas comerciais.....	30
2.7.4. Cálculo dos Fatores de Correção.....	32
2.7.5. Análise do Impacto das Perdas Fio Não-Técnicas	35
2.8. INADIMPLÊNCIA.....	37
3. EXPERIÊNCIA DAS CONCESSIONÁRIAS, ASPECTOS REGULATÓRIOS E JURÍDICOS.	39
3.1. INTRODUÇÃO	39
3.2. DISCUSSÃO DO PROBLEMA	39
3.3. PNT TIPO 1: ASPECTOS DE PREVENÇÃO	40
3.3.1. Campanhas de Prevenção.....	41
3.3.2. Ações na Rede.....	43
3.3.2.1. Smart Grid.....	46
3.3.3. Medidores Pré-pagos.....	49
3.3.4. Medição Remota	51
3.3.5. Aspectos Sociais e Educativos	52
3.3.6. Estrutura das equipes de regularização de ligações clandestinas.....	56
3.4. PNT TIPO 1: COMBATE ÀS FRAUDES DE ENERGIA	57
3.4.1. Aspectos de Gestão e Capacitação de Equipes.....	58
3.4.2. Auditorias de Campo	62
3.4.2.1. Estrutura das equipes de inspeção e regularização de fraudes	63
3.4.2.2. Estrutura interna de gestão da fraude.....	64
3.5. MELHORES PRÁTICAS DA ABRADEE	64
3.6. ASPECTOS REGULATÓRIOS	71
3.7. ASPECTOS JURÍDICOS	73
3.7.1. Contextualização Histórica.....	73
3.7.2. Previsão Legal	74
3.7.3. Do cenário jurídico atual.....	76
3.8. PERDAS NÃO-TÉCNICAS DO TIPO 2.....	80
3.8.1. Gestão do Parque de Medidores.....	80
4. COMBATE E DETECÇÃO: METODOLOGIAS PARA INFERÊNCIA DE PERFIL FRAUDADOR	82
4.1. INTRODUÇÃO	82
4.2. HISTÓRICO DA UTILIZAÇÃO DE FERRAMENTAS ESTATÍSTICAS E INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL E SUA IMPORTÂNCIA NO CENÁRIO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO	84
4.2.1. Análise de histórico de consumo de unidades consumidoras - Degrau de consumo	84
4.2.2. Localização.....	86

4.3. DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA CARACTERIZAÇÃO DE TENDÊNCIA DE PERDAS COMERCIAIS	86
4.3.1. <i>Data Mining (Mineração de Dados)</i>	87
4.3.2. <i>Medidas Utilizadas nos Modelos de Data Mining Voltados para a Identificação do Perfil Fraudador</i>	89
4.3.3. <i>Técnicas de Mineração de Dados</i>	90
4.3.3.1. Regressão Logística.....	91
4.3.3.2. Análise discriminante	92
4.3.3.3. Análise de Clusters.....	92
4.3.3.4. Algoritmos Genéticos.....	92
4.3.3.5. Redes Neurais Artificiais (RNA).....	93
4.4. VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA: EXPERIÊNCIA NA CPFL	95
4.4.1. <i>Análise dos produtos “de prateleira”</i>	96
4.4.2. <i>Desenvolvimento do projeto</i>	97
4.4.3. <i>Estudo de Caso com Análise Discriminante usando o software SPSS</i>	99
4.4.4. <i>Estudo de caso com Regressão Logística usando o software SPSS</i>	101
4.4.5. <i>Estudo de caso com Rede Neural Multicamada usando o software Clementine</i>	103
4.5. CONCLUSÕES	105
5. REGULARIZAÇÃO, REGULAMENTAÇÃO E RECUPERAÇÃO DE RECEITAS	107
5.1. INTRODUÇÃO	107
5.2. REGULAMENTAÇÃO: CONSTATAÇÃO E COBRANÇA DA IRREGULARIDADE.....	107
5.2.1. <i>Artigo 72 da resolução ANEEL 456/2000 [69]</i>	108
5.3. PROPOSIÇÃO DE METODOLOGIA PARA ESTIMATIVAS DE CONSUMO	110
5.3.1. <i>Projeto desenvolvido – Fase 1</i>	111
5.3.2. <i>Metodologia</i>	112
5.3.2.1. Preparo dos Dados.....	115
5.3.3. <i>Fase 2 – Aplicação da Metodologia e Simulações</i>	119
5.3.3.1. Estudo Comparativo	120
5.3.3.2. Resultados	122
5.3.4. <i>Conclusões</i>	126
6. ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA: PERDAS COMERCIAIS ÓTIMAS	128
6.1. INTRODUÇÃO	128
6.1.1. <i>Abordagem do problema</i>	129
6.1.2. <i>Revisão tarifária da ANEEL</i>	131
6.1.2.1. Tratamento Regulatório das Perdas de Energia	134
6.1.3. <i>Perdas Regulatórias</i>	135
6.2. ANÁLISE CUSTO/BENEFÍCIO: ATÉ QUANDO VALE A PENA DIMINUIR AS PERDAS COMERCIAIS?	137
6.2.1. <i>Perdas Comerciais Ótimas</i>	140
6.2.1.1. Processo de Otimização.....	141
6.2.2. <i>Estimativa das parcelas de PNT</i>	142

6.3. ESTIMATIVA E AÇÕES DE COMBATE ÀS PNT TIPO 2	144
6.3.1. <i>Iluminação Pública</i>	144
6.3.2. <i>Avaliação do Parque de Medidores</i>	147
6.3.2.1. Cálculo do Benefício por Melhoria do Erro de Medição	148
6.3.2.2. Cálculo do Benefício da Cobrança de Energia Reativa	151
6.3.2.3. Unidades Sem Medição	153
6.4. ESTIMATIVA DO BENEFÍCIO/CUSTO DAS PNT TIPO 1	153
6.4.1. <i>Discussão de metodologia para otimização dos Custos Operacionais de Combate</i>	155
6.4.1.1. Benefício	156
6.4.1.2. Sucesso das inspeções de campo	157
6.4.1.3. Cálculo dos Benefícios Marginais	158
6.4.2. <i>Metodologia proposta para otimização dos Investimentos</i>	163
6.5. CONSIDERAÇÕES REGULATÓRIAS	167
7. CONCLUSÕES	169
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	174
ANEXO 1	186
ANEXO 2	195

Lista de Figuras

FIGURA 2.1 - PNT TIPO 1	19
FIGURA 2.2 - PNT TIPO 2	22
FIGURA 3.1 - A REDE DAT	46
FIGURA 3.2 – GRÁFICO DE EVOLUÇÃO DE PERDAS DA ELETROPAULO [60]	59
FIGURA 3.3 – GRÁFICO DE PERDAS GLOBAIS DE ALGUMAS CONCESSIONÁRIAS DO BRASIL EM 2005	65
FIGURA 4.1 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DOS PROCESSOS DE DATA MINING DESENVOLVIDOS.....	97
FIGURA 4.2 – DADOS DO CASO PROCESSADO.	100
FIGURA 4.3 – SUMÁRIO DO CASO PROCESSADO.....	101
FIGURA 4.4 – DADOS DO CASO PROCESSADO.	102
FIGURA 4.5 – MODELO DO CASO PROCESSADO.....	104
FIGURA 4.6 – RESULTADOS DO CASO PROCESSADO.	104
FIGURA 5.1 – CURVA DE CARGA (RESIDENCIAL)	117
FIGURA 5.2 – CURVA FATOR DE DEMANDA – ATIVIDADE “BAR”	119
FIGURA 5.3 – CURVA FATOR DE CARGA – ATIVIDADE “BAR”	120
FIGURA 5.4 – COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS	122
FIGURA 5.5 – FC E FD – CLASSE COMERCIAL.....	124
FIGURA 5.6 – REGRESSÃO – CLASSE RESIDENCIAL	125
FIGURA 5.7 – MÉDIAS POR FAIXA FIXA – CLASSE COMERCIAL (SERVIÇOS DE ALIMENTAÇÃO, RESTAURANTES, CHURRASCARIAS, ...)	125
FIGURA 6.1 - REGIME DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS [62].....	133
FIGURA 6.2 – DISTRIBUIÇÃO DOS TIPOS DE FRAUDE POR ANO NA ELETROPAULO [75]...	139
FIGURA 6.3 – SUBDIVISÃO DAS PERDAS GLOBAIS EM UMA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO.....	142
FIGURA 6.4 – CÁLCULO DE PAY-BACK DA TROCA DE UM LOTE POR MEDIDORES REFORMADOS.....	149
FIGURA 6.5 – CÁLCULO DE PAY-BACK DA TROCA POR UM LOTE DE MEDIDORES ELETROMECAÂNICOS NOVOS.....	150
FIGURA 6.6 – CÁLCULO DE PAY-BACK DA TROCA POR UM LOTE DE MEDIDORES ELETRÔNICOS.....	153
FIGURA 6.7 – CURVA DE BENEFÍCIOS.....	157
FIGURA 6.8 – CURVA DE BENEFÍCIO MÁX. REMANESCENTE – CUSTO DAS INSPEÇÕES ...	162
FIGURA 6.9 – ANÁLISE BENEFÍCIO-CUSTO COM CONSUMO PER CAPITA DE 309 KWH/MÊS	166

FIGURA 6.10 – ANÁLISE BENEFÍCIO-CUSTO COM CONSUMO PER CAPITA DE 140 KWH/MÊS	167
FIGURA A.1 – EVOLUÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA DA ELETROPAULO	190
FIGURA A.2 – EVOLUÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA NÃO-TÉCNICAS DA ELETROPAULO	191

Lista de Tabelas

TABELA 5.1 – ESTUDO COMPARATIVO	121
TABELA 5.2 – FATORES DE CARGA E DE DEMANDA PARA CADA ATIVIDADE E CLASSE.	123
TABELA 6.1 – PERDAS DA ELETROPAULO [62]	143
TABELA 6.2 – ESTIMATIVA DE DIVISÃO DE PNT DA ELETROPAULO EM 2007.....	144
TABELA 6.3 – VARIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS MARGINAIS COM OS ÍNDICES DE SUCESSO DE INSPEÇÕES.....	161
TABELA 6.4 – VALORES DE BENEFÍCIO MÁXIMOS REMANESCENTES	161
TABELA A.1: NÍVEL DE PERDAS ESPERADO PARA O PRÓXIMO CICLO TARIFÁRIO.....	194
TABELA A.2: RESUMO DAS PERDAS REGULATÓRIAS DE ENERGIA NA DISTRIBUIÇÃO	194

RESUMO

As perdas de energia elétrica devidas a furtos e fraudes, também chamadas de Perdas Não-Técnicas (PNT) ou Perdas Comerciais, têm sido matéria prioritária das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, bem como dos órgãos reguladores, tanto pelo seu crescimento nos últimos anos quanto pelo seu impacto no sistema elétrico brasileiro. As formas de fraude são as mais variadas possíveis, o que gera enormes dificuldades para as concessionárias.

Este trabalho tem como objetivo o estudo do problema das PNT utilizando-se de uma abordagem multidisciplinar, que analisa a experiência tanto de concessionárias no Brasil como no exterior. O trabalho discute as melhores práticas para mitigação das mesmas e propõe melhorias nos processos de combate e de prevenção, e nos procedimentos legais para recuperação de receitas, apoiados sobre uma cuidadosa contextualização regulatória. Chama-se a atenção para a diversidade sócio-econômica nacional, compara-se com diversos exemplos internacionais, e propõe-se identificar os aspectos mais relevantes a serem considerados na regulação sobre o tema, discutindo procedimentos e metodologias para o equacionamento do montante de recursos a serem aplicados pelas companhias distribuidoras para a adequada redução dessas perdas de energia.

Observa-se que grande parte das PNT tem origem em questões de cunho social. O Estado pode e deve estabelecer políticas para resolver tais questões, possibilitando a universalização do acesso e subsidiando o fornecimento de energia elétrica. Não fez parte dessa pesquisa discutir se estes instrumentos são suficientes ou devem ser aprimorados, mas sim analisar amplamente a questão das PNT com base nos condicionantes regulatórios atuais, que obrigam as concessionárias a reduzir estas perdas visando entre outros a modicidade tarifária dos consumidores regulares.

ABSTRACT

The electric power losses due to thefts and frauds, also called Non technical Losses (NTL), have been priority matter for concessionary companies of electric power distribution, as well as for government regulatory agencies, not only due to rapid growth over the past years but also due to its impact on Brazilian electrical system. There is a wide range of possible types and methods of frauds, causing enormous difficulties to licensed companies.

The objective of this work is to study the problem of NTL using a wide approach, analyze the experience of dealerships in Brazil and abroad, discuss the best practices for mitigation of those losses and propose improvements in the combat and prevention processes, and the legal procedures for recovery of incomes, leaning on a careful regulatory context. This study draws attention to Brazil's socioeconomic diversity, comparing it to various international examples, and intends to identify the most relevant aspects that must be considered on the theme, discussing procedures and methodologies for the equation of the amount of resources to be applied by distributing companies to achieve the appropriate reduction of NTL.

A large part of the commercial losses has its origin in issues of social stamp. The State owes and can establish policies to solve such issues, making possible the access to electric power supply for all consumers. It was not part of this research to discuss if these instruments are enough, but to analyze the issue of the commercial losses thoroughly based in the regulatory policies that push dealerships to reduce NTL objecting reasonable regular consumers' tariff.

CAPÍTULO 1

ESCOPO DO TRABALHO E OBJETIVOS

1.1. Introdução

As perdas de energia elétrica devidas a furtos e fraudes têm sido matéria prioritária das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, bem como dos órgãos reguladores, tanto pelo seu crescimento nos últimos anos quanto pela sua atual dimensão. Significa a perda de milhões de reais. Essas irregularidades no consumo de energia elétrica, realizadas por consumidores residenciais, comerciais e até mesmo por empresas de grande porte, são normalmente as maiores componentes do que se denomina de “Perdas Comerciais”.

As formas de furtos e fraudes são as mais variadas possíveis, o que gera enormes dificuldades para as concessionárias identificarem, dentre os seus consumidores, aqueles que estão com o consumo irregular. Diante desta situação, várias concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm desenvolvido estudos visando diminuir seus custos com ênfase na redução das perdas comerciais.

Este trabalho examina de forma abrangente o referido problema sob variados aspectos, desde os processos de prevenção e de combate às perdas, até os procedimentos legais para recuperação de receitas, apoiados sobre uma cuidadosa contextualização regulatória. Chama-se a atenção para a diversidade sócio-econômica nacional, compara-se com variados exemplos internacionais e propõe-se identificar os aspectos mais relevantes a serem considerados na regulação sobre o tema, discutindo procedimentos e metodologias para o equacionamento do montante adequado de recursos a serem aplicados pelas companhias distribuidoras para a adequada redução dessas perdas de energia.

1.2. Objetivos

Este trabalho tem como objetivos a conceituação e o estudo do problema das Perdas Comerciais ou Perdas Não-Técnicas (PNT), utilizando-se de uma abordagem multidisciplinar, que analisa a experiência tanto das concessionárias do Brasil como as do exterior, discutindo as melhores práticas para mitigação das mesmas e propondo melhorias nos processos de combate, prevenção e recuperação de receitas. É realizada também uma análise dos impactos financeiros causados pelas Perdas Comerciais no Brasil e são discutidos modelos que visam obter uma otimização do montante de recursos aplicáveis na redução destas perdas.

Após um mapeamento das questões relativas às Perdas Comerciais, os seguintes aspectos são abordados:

- 1) Proposição de metodologia para melhoria dos processos de combate e detecção de fraudes

Considerando-se que são usuais análises nos dados e informações de faturamento das concessionárias de energia visando à detecção de fraudes, neste trabalho são analisados sistemas computacionais que tornam mais eficazes esses processos de auditorias, auxiliando a busca de unidades consumidoras fraudulentas. Foi desenvolvido e aplicado em uma concessionária um sistema de identificação de perdas comerciais capaz de selecionar clientes cujo comportamento seja atípico e, portanto, priorizados para inspeção pela concessionária. Sistemas desta natureza permitem que as concessionárias possam obter sensível aumento nos índices de acerto das inspeções para detecção de fraudes. Desta forma, os custos com inspeções são sensivelmente reduzidos.

- 2) Medidas Preventivas

São analisadas e discutidas medidas preventivas, entre elas: a implementação de novos procedimentos, tais como a cobrança prévia; novos padrões de rede, como o de rede secundária elevada e com cabos concêntricos ou pré-reunidos; e a melhoria da gestão incluindo estratégias de participação social promovendo ações organizadas nas comunidades com objetivos educativos e de resgate da cidadania.

3) Melhorias nos processos de Recuperação de Receitas

As empresas de distribuição têm realizado amplo programa de recuperação de receitas e combate à fraude. Neste tipo de programa há a necessidade de estimar o consumo real de modo justo, no período no qual o consumo apresenta algum tipo de fraude. Conforme o artigo 72 da resolução ANEEL 456/2000, a revisão do faturamento das parcelas de potência ativa e reativa pode ser efetuada por consumo estimado considerando:

- a) Um fator de correção em função da avaliação técnica do erro de medição;
- b) O maior consumo com base nos 12 últimos consumos medidos e faturados corretamente;
- c) Uma estimativa, com base na carga instalada e nos fatores de carga e de demanda de atividades consumidoras similares.

Foi desenvolvido um sistema que realiza esta estimativa de acordo com a alínea (c), usando ferramentas estatísticas e baseando-se em pesquisas de consumidores similares.

A estimativa dos fatores de carga e de demanda é realizada considerando uma análise estatística de bases de informações concebidas especificamente para esta aplicação. Foi realizada análise das dispersões dos fatores de carga e demanda e efetuada uma proposição de obtê-los por critérios estatísticos, com a finalidade de servir de base para a aplicação em cobrança de irregularidades.

4) Avaliação das metodologias de cálculos

Avaliação das metodologias de cálculos para a estimativa das Perdas Técnicas em redes de distribuição. As Perdas Não-Técnicas são estimadas como sendo a diferença entre as Perdas Globais e as Técnicas. Também é realizada uma análise e discussão dos impactos nas perdas técnicas devidos às perdas comerciais (fraudes e furtos), onde esta parcela de perdas técnicas é examinada de modo destacado nos cálculos de perdas globais.

5) Avaliação Custo-Benefício

Como último aspecto, o trabalho aborda o cálculo da relação custo-benefício para mitigação de Perdas Comerciais, tomando-se o problema sob o ponto de vista econômico/financeiro. São propostos procedimentos metodológicos para a separação das perdas não-técnicas, de modo a, posteriormente, se obter um índice ótimo, considerando a avaliação dos gastos com a redução das perdas e dos seus benefícios.

Observa-se que grande parte das perdas comerciais tem origem em questões de cunho social. O Estado deve e pode estabelecer políticas para resolver tais questões. De fato, a lei 10.438 de 2002 estabelece condicionantes, metas e fontes de recursos para a universalização, possibilitando o acesso ao serviço de fornecimento de energia elétrica sem qualquer ônus para todas as unidades consumidoras com carga instalada de até 50 kW e estabelece critérios para a classificação dos consumidores na subclasse residencial baixa renda, que objetiva dotar mecanismos para a manutenção do fornecimento de energia elétrica de forma regular, através de subsídios nas tarifas para as classes menos favorecidas, oriundos de encargos setoriais. Não fez parte dessa pesquisa discutir se estes instrumentos são suficientes ou devem ser aprimorados, mas sim analisar amplamente a questão das perdas comerciais com base nos condicionantes políticos e regulatórios atuais, que obrigam as concessionárias a reduzir estas perdas visando entre outros a modicidade tarifária dos consumidores regulares.

1.3. Organização do Texto

Após o capítulo introdutório, no segundo são apresentadas as Bases Conceituais do trabalho, sendo descritos os conceitos de Perdas na Distribuição de Energia Elétrica. Este capítulo aborda a separação entre as Perdas Técnicas e Não-Técnicas, introduz o conceito de Perdas Fio e detalha as Perdas Não-Técnicas. Propõe-se também uma abordagem multidisciplinar das Perdas Não-Técnicas (PNT), que irá nortear todo o estudo. Ainda serão analisadas as principais metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas do sistema de distribuição e que se aplicam ao problema de avaliação das Perdas Não-Técnicas. Faz-se uma análise pormenorizada do cálculo de perdas técnicas através de metodologia de cálculo por segmento de rede e avalia-se a parcela de perdas técnicas devida às perdas não-técnicas.

O terceiro capítulo apresenta uma revisão bibliográfica, ao modo de um Estado da Arte da experiência das concessionárias de distribuição de energia elétrica em relação à prevenção e combate às fraudes de energia, tentando traçar um panorama da experiência do setor nesse tema, que ganhou maior divulgação nos últimos anos. São investigados diversos estudos que tratam de variáveis sócio-econômicas e educacionais para abordagem do problema, e analisados os múltiplos caminhos atualmente utilizados pelas concessionárias para mitigação de perdas comerciais, com análise de situações de concessionárias brasileiras, latino-americanas, norte-americanas e européias. São examinadas as melhores práticas de prevenção encontradas, incluindo-se as sugeridas pela ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), buscando modelos mais adequados à realidade e à legislação brasileira e que tragam resultados na diminuição de Perdas Comerciais. Este capítulo também analisa os aspectos jurídicos, abordando alguns artigos publicados pelas concessionárias a respeito, contemplando-se a legislação e o enquadramento das diversas irregularidades no Código Penal brasileiro e as jurisprudências a respeito.

No quarto capítulo examina-se o histórico da utilização de ferramentas estatísticas e de Mineração de Dados (“Data Mining”) para apoio ao combate a Perdas Comerciais, demonstrando sua importância no cenário atual do setor elétrico e detalhando as principais técnicas estatísticas utilizadas. Formula-se uma definição dos processos de Mineração de Dados, analisando-se as principais ferramentas disponíveis no mercado, e são apresentadas aplicações de técnicas para inferência de perfil fraudador utilizando abordagens estatísticas, com base na experiência do autor em projeto de Pesquisa e Desenvolvimento elaborado junto à Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) intitulado “Caracterização de Perdas Técnicas e Comerciais – Uma Ferramenta de Gestão da Recuperação de Receitas”. Foram desenvolvidos uma metodologia e um sistema computacional específico para subsidiar o combate às fraudes, buscando-se o aumento da eficiência das inspeções de campo. As ferramentas analisadas baseiam-se em técnicas estatísticas, redes neurais, análise discriminante e regressão logística.

O quinto capítulo analisa a pós-detecção, ou seja, os aspectos envolvidos na regularização e na recuperação de receitas. É descrita a metodologia proposta para a estimativa de consumo de clientes com consumo irregular, objeto de um sistema computacional especificamente desenvolvido para que a estimativa seja feita do modo mais justo possível. Tal metodologia foi desenvolvida e implementada no âmbito de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento elaborado junto à Eletropaulo e intitulado “Desenvolvimento de Sistema de Estimativa de Consumo para Recuperação de Receitas”, com participação do autor. O capítulo é concluído, procurando-se demonstrar de que modo este trabalho pode contribuir para a ampliação dos processos de recuperação de receitas das empresas, evitando-se, conseqüentemente, onerar os bons contribuintes.

O sexto capítulo busca discutir procedimentos para se obter um índice adequado de Perdas Comerciais para cada concessionária, abordando o problema das Perdas Comerciais sob o ponto de vista econômico, avaliando os gastos com a redução dos índices e seus benefícios. Essa análise procura responder até quanto é financeiramente interessante investir na diminuição das

Perdas Comerciais. Nesse capítulo é discutido como poderia ser implementado um plano de mitigação das Perdas Não-Técnicas.

Finalmente, o último capítulo apresenta as conclusões, principais contribuições, comentários finais e propostas de futuros desenvolvimentos.

CAPÍTULO 2

CONCEITUAÇÃO E METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE PERDAS DE ENERGIA NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. Introdução

Este capítulo conceitua as Perdas Globais no processo de distribuição de energia elétrica, aborda a separação desta nas parcelas “Perdas Técnicas” e “Perdas Não-Técnicas”, detalhando os vários componentes destas duas parcelas, e introduz o conceito de Perdas Fio, que analisa o impacto nas Perdas Técnicas causado pelas Perdas Não-Técnicas. No último item serão analisadas duas metodologias de cálculo de Perdas Técnicas, que fazem os cálculos das perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição. Atualmente o Órgão Regulador opta por uma metodologia agregada, mantendo-se o conceito de perdas por segmento [80].

2.2. Perdas Globais de Energia Elétrica

As Perdas Globais de energia podem ser definidas como a diferença entre a energia fornecida a uma determinada rede elétrica e a energia entregue regularmente nessa mesma rede. Em uma companhia distribuidora de energia elétrica, nessa parcela de energia entregue regularmente encontram-se: a energia fornecida às unidades consumidoras regulares; a energia fornecida a outras distribuidoras; e a energia fornecida a outros níveis de tensão. As perdas globais em sistemas de potência podem ser divididas em duas parcelas: perdas técnicas e perdas não-técnicas. As perdas técnicas ocorrem naturalmente nos sistemas elétricos, causadas por ações internas nos materiais, inerentes aos processos de transporte de energia, e consistem principalmente na dissipação de energia nos diversos componentes dos

sistemas elétricos, como condutores, transformadores, medidores e equipamentos [2]. As perdas técnicas podem ser estimadas através de modelos matemáticos como os existentes nos cálculos de fluxo de potência, onde é necessário conhecer a carga e as características do sistema elétrico. As perdas não-técnicas, muitas vezes chamadas de perdas comerciais, são causadas sobretudo pela falta de faturamento de parte da energia distribuída. Os motivos são detalhados a seguir no item 2.4. Essas perdas não podem ser calculadas diretamente, mas podem ser estimadas através da subtração das perdas técnicas das perdas globais de energia.

2.3. Perdas Técnicas

As perdas técnicas podem ser explicitadas como perdas de demanda e perdas de energia. As perdas de demanda são calculadas para cada instante de uma determinada curva de carga, e são medidas em kW ou MW. As perdas de energia, medidas em kWh ou MWh, são calculadas para um determinado período de tempo, regulamentariamente em bases anuais.

Perdas Técnicas são causadas pelas propriedades físicas dos próprios componentes dos sistemas elétricos. É a parcela de energia que é perdida durante o seu transporte, devido às características físicas dos componentes presentes na infra-estrutura do sistema elétrico. O exemplo mais comum é a perda nos condutores do sistema elétrico, denominada Perda Joule, que ocorre devido à resistência elétrica do condutor e é proporcional ao quadrado da corrente passante. Porém, todos os equipamentos presentes nos sistemas elétricos apresentam perdas técnicas, que podem ser medidas e estimadas através de cálculos.

Segundo as metodologias mais difundidas atualmente no Brasil, os cálculos de perdas técnicas são efetuados em cada segmento do sistema, de forma a permitir modelagem adequada e maior precisão nos resultados. Os segmentos de interesse para concessionárias de distribuição são: rede de alta tensão (69

a 138 kV) incluindo os ramais de subtransmissão, transformação AT/MT, rede primária (MT), transformador de distribuição (MT/BT), rede secundária, ramal de ligação e medidores de energia. Os modelos para o cálculo de perdas em cada segmento são bastante difundidos, e ferramentas de computação para cálculos de fluxo de potência e perdas têm sido aplicadas com sucesso em muitas concessionárias. Embora se saiba que os cadastros das empresas ainda têm muitos problemas, a melhoria dos sistemas de informática tem permitido sensíveis aprimoramentos nos cálculos das perdas técnicas, embora ainda exista espaço para aperfeiçoamento dos modelos e no tratamento de dados.

Além dos segmentos observados, existem outras perdas que genericamente são consideradas como perdas diversas, normalmente estimadas como um percentual das perdas técnicas totais calculadas. São as perdas nas conexões, efeito corona, fugas nos isolamentos dos equipamentos e nas linhas de transmissão e distribuição, perdas nos bancos de capacitores e reguladores de tensão, etc. Conforme [58], devido à dificuldade de calculá-las, recebem um valor estimado, normalmente entre 5% e 10% do valor total de perdas técnicas nos outros segmentos, o que também influi na avaliação das perdas técnicas.

2.4 Perdas Não-Técnicas (PNT)

As perdas não-técnicas, muitas vezes chamadas de perdas comerciais, são causadas normalmente por problemas relacionados à falta de faturamento da energia distribuída. As causas mais comuns das perdas não-técnicas são:

- a) Inexistência de medidores;
- b) Falha ou falta de aferição dos medidores;
- c) Erros na leitura dos medidores ou no faturamento das unidades consumidoras;
- d) Furto de energia (popularmente chamado de “gato”);

- e) Fraude no fornecimento ou no sistema de medição de energia (popularmente conhecido como “rato”).

As Perdas Não-Técnicas podem ser definidas como a diferença entre Perdas Globais e Perdas Técnicas. Portanto, quaisquer perdas que não possam ser enquadradas como técnicas são comumente consideradas como Perdas Não-Técnicas.

Uma importante observação pode ser feita quanto ao impacto nas Perdas Técnicas devidas às Perdas Não-Técnicas. Embora sejam Perdas Técnicas, essas perdas podem ser consideradas como uma parcela das Perdas Não-Técnicas, devido à própria natureza dos cálculos elétricos de Perdas, que só podem ser feitos sobre cargas conhecidas. Assim, como as cargas que geram as Perdas Não-Técnicas não são conhecidas, desconsiderando-as há um grande impacto no cálculo das Perdas Técnicas. No item 2.5 à frente, irá se abordar essa questão. A seguir serão analisadas possibilidades para o surgimento de Perdas Não-Técnicas.

2.4.1 Perdas Não-Técnicas por falha de equipamentos

O aumento das perdas técnicas devido à deterioração dos equipamentos na rede ao longo do tempo causa um aumento das perdas que não são estimadas pelas metodologias de cálculo de perdas técnicas conhecidas. Assim, essas perdas serão automaticamente alocadas na parcela referente a Perdas Não-Técnicas. Essas perdas não podem ser calculadas diretamente, por ser praticamente impossível modelar o grau de deterioração a que estão sujeitos os equipamentos. No caso de ligações clandestinas, os condutores utilizados são normalmente de bitola inferior à recomendada, causando perdas técnicas elevadas. As conexões dessas ligações também são feitas sem nenhum critério técnico (gambiarras), frequentemente imputando elevados índices de perdas.

2.4.2. Perdas Não-Técnicas devidas a erros de faturamento

Os erros de faturamento das empresas, conforme apontado no item 2.4 (c), também merecem um comentário mais detalhado. Quando um leiturista faz uma leitura equivocada no medidor do consumidor, está gerando uma perda não-técnica, possivelmente compensada no período de leitura seguinte. Quando o medidor possui um fator de multiplicação, seu uso incorreto também pode afetar o valor registrado de consumo, gerando uma PNT que pode ser positiva ou negativa.

O próprio ciclo de leitura, que raramente coincide com o mês civil, implica em variação no valor preciso de consumo, pois é necessário fazer uma estimativa pró-rata para o mês ou o ano completo. Em Méffe [3], para obter essa estimativa do consumo faturado de um mês civil, propõe-se a utilização do consumo médio diário, calculado a partir dos dados de faturamento.

Podem-se citar ainda os erros de sistemas de informática, que podem incorrer em troca de faturas, ou diversos erros nos cálculos das faturas dos clientes, como outros exemplos de Perdas Comerciais, que nesses casos podem ser positivas ou negativas.

2.4.3. Perdas Não-Técnicas devidas ao consumo estimado

É importante salientar um erro que naturalmente existe nos cálculos de perdas técnicas. Conforme [3], quando se executa o cálculo de perdas técnicas por segmentos do sistema de distribuição, utiliza-se o cálculo de Fluxo de Potência (Load Flow) em diversos horários do dia, considerando as curvas de carga disponíveis por segmento e classe de consumo. Para chegar aos valores das cargas prováveis em cada trecho e em cada momento de cálculo, é necessária uma estimativa da demanda, baseando-se nas curvas de carga obtidas em

campanhas de medição, segmentadas por classe e faixa de consumo. Duas aproximações são realizadas nestes procedimentos. O primeiro é na própria estimativa de demanda, pois as curvas de carga disponíveis das campanhas de medição não representam perfeitamente a realidade das cargas, o que irá distorcer os valores das cargas nos diversos horários. Para isso, [3] sugere o uso de medições específicas para corrigir os cálculos e diminuir os erros. Outro item que pode alterar os cálculos advém dos problemas de cadastro das empresas. O cálculo de fluxo de potência, por mais precisos que sejam os algoritmos e modelos utilizados, é totalmente dependente da base cadastral da empresa.

2.4.4. Perdas Não-Técnicas devidas à falta de medição

A falta de dispositivos de medição em todos os consumidores também é um fato comum em países da América Latina. Existem casos onde as unidades consumidoras não têm medição por falha da concessionária. Também existem casos, previstos na legislação, de consumidores sem medidor, como bancas de jornal, quiosques, iluminação pública e outras avenças. Nesses casos, seu consumo é estimado a partir da carga instalada e fatores de carga e demanda. Essas estimativas podem gerar PNT a menor ou a maior.

Vários motivos podem impedir a obtenção correta da leitura. Muitas vezes os leituristas não têm acesso a determinadas instalações do poder público por simples falta de acesso ou chave. Outras vezes existem problemas com o roteiro de leituras. Casas ou estabelecimentos fechados também são comuns. Cachorros e caixas de abelhas também são fatores que impedem o trabalho do leiturista, e conseqüentemente a devida cobrança. De acordo com a legislação, depois do terceiro mês sem leitura a empresa é obrigada a cobrar pelo mínimo.

Porém, a grande maioria dos casos de PNT sem medição é de furtos de energia, onde o consumidor liga-se à rede de distribuição secundária diretamente, sem o conhecimento da concessionária. Esse consumidor não faz

parte da base comercial da concessionária, sua ligação é clandestina, não tem nenhum tipo de proteção, e também não tem medidor, sendo sua presença normalmente inferida através de inspeção visual.

2.4.5. Perdas Não-Técnicas devidas a anomalias

Os medidores podem também ser fontes de perdas comerciais. Um medidor com alguma anomalia poderá gerar um faturamento distorcido. Algumas anomalias não costumam causar variações na medição, como o vidro do medidor trincado. Outras, como uma bobina queimada por exemplo, causam variações a menor. O fato de algumas empresas no Brasil terem seu parque de medidores envelhecido ou não corretamente aferido pode causar uma parcela das Perdas Comerciais, que pode ser importante quando for acumulado devido a grande volume de distorções de faturamento, que normalmente causam variações a menor. A grande maioria dos medidores do parque instalado nacional é formada por medidores eletromecânicos, que, embora normalmente de grande confiabilidade, possuem um mecanismo que pode sofrer desgaste devido à idade, as intempéries, ou mesmo devido à posição de instalação, podendo fazer seu mecanismo girar mais devagar, marcando valores menores. É importante, porém, ressaltar que a principal causa das perdas não-técnicas na grande maioria das concessionárias são a fraude e o furto de energia.

2.4.6. Fraude e furto de energia – Perdas por Ação do Consumidor

A fraude de energia pode ser definida como o ato consciente de uma pessoa para eliminar ou reduzir a energia faturada. Uma longa lista de possibilidades pode ser definida a partir dos casos de fraude encontrados.

Normalmente se distingue o furto da fraude de energia.

O furto é quando uma unidade consumidora se liga diretamente a rede da distribuidora, sem anuência da concessionária. São as ligações irregulares, clandestinas, concentradas principalmente em áreas invadidas ou em favelas, popularmente conhecidas como “gato”.

A fraude é quando o medidor de energia é adulterado, ou quando é feito um desvio no ramal de entrada, antes do medidor. O consumidor faz um aumento de carga à revelia da concessionária em um circuito clandestino, em muitos casos de modo sofisticado. Outra fraude muito comum ocorre quando a unidade consumidora regular é cortada, devido, por exemplo, à falta de pagamento, e o consumidor faz a religação direta à rede por conta própria. Várias são as possibilidades de fraudes e outras irregularidades praticadas pelo consumidor.

Segundo a ANEEL, essas irregularidades fazem parte de um segmento das perdas comerciais caracterizado como perdas por ação do consumidor. A seguir estão relacionados os tipos de irregularidades mais encontrados nos processos analisados pela ANEEL [18]:

- Ligação direta à rede secundária;
- Desvio no ramal de entrada (antes do medidor);
- Elemento móvel do medidor bloqueado por meio de perfuração da tampa de vidro ou base e introdução de objetos ou material estranho;
- Ponteiros do medidor deslocados;
- Ligações do medidor invertidas;
- Terminal de prova aberto;
- Bobina de potencial interrompida;
- Engrenagem do medidor substituída;
- Dentes da engrenagem desgastados;
- Elemento móvel empenado;
- Ponteiro da demanda retrocedido;
- Chave de aferição aberta;
- Lâmina da chave de aferição isolada;

- Condutores de ligação entre a chave de aferição e medidor isolados;
- Condutores de ligação entre a chave de aferição e medidor seccionados;
- Curto circuito nos secundários dos transformadores de corrente;
- Alimentação do motor de temporização de demanda interrompida;
- Seqüência de fases invertida (reativo);
- Curto-circuito na entrada ou saída do medidor.

Embora a ANEEL não cite, têm sido encontradas novas situações, tais como a injeção de corrente no medidor para tornar sua medição incorreta, eventualmente queimando uma das bobinas.

2.5. Abordagem Multidisciplinar das Perdas Não-Técnicas

Propõe-se neste trabalho uma abordagem multidisciplinar das Perdas Não-Técnicas (PNT), onde o problema é subdividido nas suas duas principais componentes, quais sejam:

- PNT Tipo 1
 - Furto de energia;
 - Fraude no fornecimento ou no medidor.
- PNT Tipo 2
 - Falhas nos medidores;
 - Erros de leitura ou de imprecisões no faturamento;
 - Outras perdas.

2.5.1. Abordagem Multidisciplinar das PNT1

Nesta abordagem é proposta uma visão abrangente do problema, observada sob os mais variados aspectos relacionados. Desta forma, o problema das PNT Tipo 1 pode ser equacionado sob os seguintes aspectos:

2.5.1.1. Prevenção

As questões relacionadas à prevenção dizem respeito a evitar que os furtos ou as fraudes aconteçam. Nesse trabalho, os aspectos considerados serão:

- a) Ações na rede: refere-se à solução técnica do problema, através das adequadas ações que podem ser efetuadas nas redes de distribuição convencionais, e que podem auxiliar a prevenir sobretudo o furto, mas também a fraude de energia.
- b) Energia Pré-paga: refere-se ao uso da tecnologia de medição pré-paga como forma de prevenção.
- c) Medição Remota: refere-se ao uso de equipamentos de medição que transmitem os dados diretamente à concessionária ou a concentradores de informações estrategicamente alocados. Não tem necessidade de leitura individual convencional.
- d) Programas Educacionais e Sociais: referem-se a programas educacionais nas comunidades carentes sujeitas a elevados índices de perdas comerciais, que podem auxiliar na diminuição destes.

Estes temas são tratados no capítulo 3.

2.5.1.2. Combate

O combate às Perdas Não-Técnicas diz respeito principalmente às técnicas para programação e execução de inspeções para detecção de unidades consumidoras com fraude ou consumo irregular. Técnicas com esta finalidade serão exploradas no capítulo 4. Questões relacionadas à Gestão e a Capacitação das Equipes, bem como da melhoria de cadastro e às equipes de inspeção, serão abordadas no capítulo 3.

2.5.1.3. Econômico-financeiro

Os aspectos econômico-financeiros são fundamentais na análise do problema das perdas comerciais. No capítulo 6 procuram-se procedimentos e metodologias para estimativa do nível adequado de investimentos na diminuição de Perdas Comerciais, abordando o problema do ponto de vista econômico, com as devidas considerações regulatórias.

2.5.1.4. Regulatório

As questões regulatórias tratam das diretrizes definidas pelos órgãos reguladores para as concessionárias de distribuição, e a política de incentivo prevista nas regulamentações para redução das fraudes e furtos de energia.

As questões regulatórias permeiam todo o trabalho, sendo a questão tarifária aprofundada no capítulo 6.

2.5.1.5. Estimativa das PNT através de Cálculos Elétricos

Cálculos elétricos permitem estimar adequadamente as Perdas Técnicas em redes de distribuição. Considerando-se conhecidas as Perdas Globais, as Perdas Não-Técnicas podem então ser estimadas como sendo a diferença entre as Perdas Globais e as Técnicas. Entretanto, em muitas ações é importante saber a origem das PNT.

No último item deste capítulo esses conceitos serão amplamente discutidos.

2.5.1.6. Jurídico

A questão jurídica aborda os procedimentos legais de combate a perdas comerciais, sendo alguns artigos pertinentes comentados e discutidos, inclusive sobre os aspectos criminais no combate ao furto de energia elétrica, no capítulo 3.

2.5.1.7. Recuperação de Receitas

Nesse item são tratadas as situações relativas à recuperação de receitas das fraudes, onde os consumidores foram flagrados pela concessionária em algum tipo de irregularidade, e agora precisam ser cobrados pela energia consumida e não faturada. É a recuperação daquilo que se deixou de faturar, bem como regularizar a medição do consumo.

No capítulo 5 será tratado com profundidade o tema de recuperação de receitas e demais aspectos relacionados à regularização de unidades consumidoras que apresentam fraudes.

A figura 2.1 procura ilustrar os variados aspectos dessa abordagem multidisciplinar:

Figura 2.1 - PNT Tipo 1

2.5.2. Abordagem Multidisciplinar das PNT2

Por sua vez, as PNT do Tipo 2 podem ser subdivididas em:

- 1-Não-medição
- 2-Diferenças no faturamento de Iluminação Pública
- 3-Gestão de medidores
- 4-Gestão de equipes e de procedimentos de medição

2.5.2.1. Diferenças no faturamento de Iluminação Pública

Em relação a diferenças no faturamento de Iluminação Pública (IP), como a curva de carga é conhecida, o erro desta estimativa normalmente é pequeno, podendo gerar diferenças positivas ou negativas. Esse erro advém de vários fatores, especialmente de lâmpadas queimadas e lâmpadas acesas durante o dia, e será abordado no Capítulo 6. Quando as redes são exclusivas para IP, a instalação de medição não traz grandes dificuldades técnicas ou operacionais, e algumas empresas de distribuição têm planos para medição direta de IP em suas áreas de concessão.

2.5.2.2. Gestão do parque de medidores

A gestão do parque de medidores é assunto que merece especial atenção, e será abordado nos capítulos 3 e 6. Diversas empresas têm encomendado estudos para avaliação periódica do parque de medidores, com eventual substituição ou revisão de lotes de medidores com não conformidades.

2.5.2.3. Não-medição

A não-medição é um fato comum em países da América Latina. Casos de consumidores sem medidor (normalmente rurais ou baixa renda), ou outros casos sem medição por falha da concessionária, são a maior parte do problema. Para quiosques e bancas, como a colocação de medição é muitas

vezes tecnicamente complexa, é comum não haver medidores. Nestes casos, normalmente a concessionária faz a cobrança através de estimativas da energia consumida (conforme Resolução Nº. 456 da ANEEL [69]), que podem gerar erros a maior ou a menor. No item 2.4.4 foram descritos outros casos.

2.5.2.4. Gestão de equipes e de procedimentos de medição

A capacitação das equipes envolvidas com atividades relacionadas a Perdas Comerciais é importante para mitigação tanto das PNT Tipo 1 quanto das PNT Tipo 2. Diversas causas relacionadas à gestão de equipes e de procedimentos de medição são apontadas no capítulo 3: erros técnicos de medição, equipamentos inadequados ou inexistentes, existência de clientes cadastrados e não cobrados, falta de procedimentos adequados e eficientes para recuperação de receitas, falhas no cadastro de clientes, erros de leitura e lançamento, falta de auditoria nos processos de consumo irregular e inexistência de capacitação do pessoal de campo.

A figura 2.2 procura ilustrar os principais aspectos das PNT Tipo 2:

Figura 2.2 - PNT Tipo 2

2.6. Perdas Fio

O conceito de perdas fio está sendo introduzido neste trabalho para facilitar a identificação de uma parcela das perdas técnicas que, embora tenha a mesma origem das demais perdas técnicas, são imputadas às perdas não técnicas.

As perdas fio são definidas como o total de perdas técnicas, considerando a parcela de perdas técnicas originadas das perdas comerciais. Assim, as perdas fio são compostas de 2 parcelas: uma parcela que é exatamente correspondente às perdas técnicas devidas ao consumo regular, e outra correspondente às perdas técnicas advindas do consumo irregular. Ou seja, nessa segunda parcela estão presentes as perdas técnicas que foram introduzidas pelas ligações clandestinas, pelas fraudes de energia, etc. Ligações completamente fora do padrão da concessionária, materiais de baixo

desempenho ou inadequados, e conexões com elevadas fugas de corrente, fazem parte dessa parcela das perdas fio.

Portanto, pode-se considerar que quando existe uma fraude ou furto em um determinado alimentador ou trecho de rede secundária, é gerada uma parcela de perdas técnicas na rede elétrica que não foi computada no cálculo de perdas técnicas, que normalmente considera apenas as cargas regulares. Assim, essa parcela de perdas técnicas, gerada pelas fraudes e furtos de energia, é uma parcela adicional das Perdas Comerciais. No último item deste capítulo será feita uma análise do impacto das Perdas Fio Comerciais.

2.7. Metodologias para estimativa de perdas

Cálculos elétricos permitem estimar as Perdas Técnicas em redes de distribuição. Considerando-se conhecidas as Perdas Globais, as Perdas Não-Técnicas podem então ser estimadas como sendo a diferença entre as Perdas Globais e as Técnicas.

Neste item serão analisadas duas metodologias de cálculo de Perdas Técnicas por segmento do sistema de distribuição: uma baseada no conceito Top-Down, e a outra no conceito Bottom-Up. As duas metodologias fazem os cálculos das perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição, porém na metodologia Top-Down o procedimento se dá a partir da energia injetada no nível superior, e a metodologia Bottom-Up inicia seu procedimento no nível inferior, ou seja, nos valores de energia e demanda dos medidores.

Esses conceitos são descritos na Nota Técnica nº 0035/2007-SRD da ANEEL [74], que trata da “Metodologia e procedimentos para o estabelecimento de regulamentação para apuração de perdas técnicas no segmento de distribuição de energia elétrica”.

As metodologias são utilizadas atualmente pela ANEEL para o cálculo de Perdas Técnicas nas concessionárias de distribuição do Brasil, processo fundamental à determinação de recursos financeiros não-gerenciáveis a serem repassados para as tarifas de uso (TUSD) e de energia (TE). A ANEEL esclarece que a metodologia encontra-se em processo de revisão e aprimoramentos, mas tem sido aplicada com alguns ajustes na determinação das perdas técnicas das concessionárias de distribuição. Esta metodologia constará da versão final do Módulo 7 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição, a ser publicado em 2008.

A seguir detalha-se um software que foi implementado com a metodologia Bottom-Up. Além da precisão técnica do cálculo, este software, denominado PERTEC, também faz o balanço de energia, permitindo a estimativa das Perdas Comerciais subtraindo-se as Perdas Técnicas das Perdas Globais, e aferindo os cálculos através das medições, quando presentes.

2.7.1. Perdas Comerciais = Perdas Totais – Perdas Técnicas

Utilizando-se uma metodologia adequada para cálculo de perdas técnicas em um determinado alimentador ou transformador de distribuição, chega-se a um número que estará tão mais próximo do valor exato de perdas, quanto mais adequada for a metodologia e a qualidade dos dados utilizados. Imaginando-se um caso ideal, onde o cadastro de consumidores fosse fiel à realidade de empresa, e os cálculos de demanda, de fluxo de potência, bem como o cálculo de perdas técnicas, suficientemente precisos, poder-se-ia considerar que a diferença entre a perda global medida e a perda técnica calculada fosse devida exclusivamente às perdas comerciais. Assim, alimentadores com maiores índices de perdas comerciais calculados segundo essa metodologia deveriam receber prioridade no caso das inspeções de campo. Nesse caso, embora exista a impossibilidade de cálculo direto, esse balanço de energia permite definir os valores das Perdas Comerciais de forma satisfatória.

Inicialmente avaliam-se os aspectos gerais das duas metodologias que, em linhas gerais, consideram os montantes de energia injetada e fornecida ao sistema, o cálculo de perdas técnicas por segmentos e o respectivo fechamento do balanço de energia correspondente.

2.7.2. Metodologia Top-Down para Cálculo de Perdas Técnicas por segmento

Os procedimentos de cálculo das perdas através da metodologia Top-Down são executados, para um caso genérico, de acordo com a seguinte ordem:

Cálculo das Perdas Fio (procedimento top-down):

1. Redes A1;
2. Transformadores A1/A2;
3. Redes A2;
4. Transformadores A2/A3, A2/A3a e A2/A4;
5. Redes A3;
6. Transformadores A3/A3a e A3/A4;
7. Redes A3a;
8. Transformadores A3a/B e A3a/A4;
9. Redes A4;
10. Transformadores A4/B;
11. Redes B;
12. Ramais e Medidores.

Em linhas gerais, a metodologia utilizada pela ANEEL no procedimento Top-Down [74] consiste na determinação das perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição e no respectivo balanço de energia na maior parte dos segmentos. Em cada segmento, a partir do cálculo efetuado em que se estima um montante de energia, propõe-se um ajuste de modo a compatibilizar a avaliação das perdas com base no mercado de consumo efetivamente considerado.

Basicamente, em todos os segmentos, com exceção das redes de alta tensão (onde as perdas de energia constituem-se em dado de entrada do modelo Top-Down) e dos medidores de energia (caso onde as perdas técnicas são calculadas a partir de cada medidor), calculam-se as respectivas perdas de demanda. As perdas de energia são avaliadas a partir do fator de perdas correspondente.

Em alguns segmentos, o fator de perdas (relação entre a perda média associada a um determinado período e a respectiva perda máxima registrada) pode ser determinado a partir do fator de carga (relação entre a demanda média e a demanda máxima), considerando-se a clássica expressão [35] de correlação entre estes parâmetros dada por:

$$F_p = K * F_c + (1 - k) \cdot F_c^2 \quad (2.1)$$

Onde:

F_p : Fator de perdas relativo a um determinado segmento do sistema

F_c : Fator de carga relativo a um determinado segmento do sistema

O fator k é uma constante que correlaciona o fator de carga ao fator de perdas a partir da expressão empírica 2.1. Os valores mais comuns do fator k encontrados na bibliografia variam de 0,15 a 0,30. Observa-se, a partir das curvas de medições de carga de algumas concessionárias, a existência de correlação estatística entre o fator k e o fator de carga que, invariavelmente, sofrem alguns desvios em função do nível de tensão. Para o seu correto estabelecimento, é necessário utilizar as medições que originaram as curvas típicas da concessionária, apuradas por nível de tensão, e calculá-lo conforme a metodologia descrita em [74].

Um aspecto relevante da metodologia utilizada é o fechamento do balanço de energia do sistema de distribuição. O modelo considera como dado de entrada os montantes de energia injetada e fornecida ao sistema e propõe o cálculo de perdas técnicas em cada segmento.

Desta forma, é possível avaliar o total de energia que transita pelas transformações e que chega a cada nível do sistema de distribuição.

Do segmento transformador de subestação à rede secundária, são considerados como dado de entrada do modelo, entre outros parâmetros, a demanda máxima, o fator de carga, o fator de potência e o fator de perdas. Portanto, nestes segmentos é possível calcular um valor de energia que é confrontado com o do balanço. Neste contexto, é proposto um ajuste impondo-se que a energia que transita pelas transformações e pela rede seja a do balanço. As perdas são ajustadas normalmente por meio de um fator de proporcionalidade quadrático (quadrado da relação entre a energia do balanço e a energia calculada).

Pode-se definir um segmento do sistema de distribuição como um conjunto de componentes que desempenham uma mesma função na rede elétrica. Basicamente, os seguintes segmentos são contemplados na metodologia:

- Medidores de energia que registram o respectivo consumo dos clientes atendidos em baixa tensão;
- Ramal de ligação, correspondente ao trecho de rede de distribuição final que conecta os consumidores atendidos em baixa tensão à rede secundária;
- Rede secundária, correspondente às linhas de distribuição que operam em tensões inferiores a 2,3 kV (correspondente ao nível tarifário BT) atendendo consumidores nesta faixa de tensão em suas diversas classes (residenciais, comerciais, industriais, rurais, entre outros);

- Transformadores de distribuição, onde o respectivo abaixamento de tensão se efetua em níveis de tensão de 2,3 até 44 kV (lado de alta, correspondente ao nível tarifário A4 e, eventualmente, ao A3a) para tensões inferiores a 1 kV (lado de baixa tensão). Ressalta-se que na análise podem ser contemplados os transformadores de consumidores primários desde que a correspondente medição seja efetuada no lado de baixa tensão (ou seja, onde a perda é absorvida pela concessionária);
- Rede primária, correspondente as linhas de distribuição que operam em tensões entre 2,3 até 25 kV (correspondente ao nível tarifário A4) e que suprem consumidores atendidos nesta faixa tensão, além de transformadores de distribuição. Também são contempladas as redes elétricas que operam em 34,5 kV desde que a função de transporte de energia correspondente seja típica de distribuição;
- Transformadores de subestação, onde o respectivo abaixamento de tensão se efetua de níveis de 34,5 kV até 230 kV (lado de alta) para 2,3 até 25 kV (lado de baixa tensão, correspondente ao nível tarifário A4). Eventualmente, são também contemplados os transformadores de subestação no qual se efetua elevação do nível de tensão, notadamente, do nível A4 para A3, do nível A4 para A3a, entre outros;
- Rede de alta tensão, englobando às linhas de subtransmissão e demais equipamentos a ela conectados atendidos em tensões de 230 kV (nível tarifário A1), 88 a 138 kV (nível tarifário A2), 69 kV (nível tarifário A3) e, eventualmente, 30 a 44 kV (nível tarifário A3a) onde o sistema correspondente desempenha a função típica de transporte em alta tensão (ou seja, supre principalmente subestações de distribuição e consumidores neste nível).

Na concepção metodológica utilizada, as perdas nos outros segmentos (equipamentos, fuga em isoladores, efeito corona, entre outros), dado a

dificuldade de determinação (ou ao aspecto de que é muito baixo o volume de perdas correspondente face ao dos demais segmentos), são avaliadas como um valor percentual das perdas já calculadas. Esse montante de perdas é associado a um item genérico denominado perdas diversas.

2.7.3. Metodologia Bottom-Up para Cálculo de Perdas Técnicas por segmento

O cálculo das Perdas Regulares através do procedimento Bottom-Up foi detalhado em [3], inclusive com a proposição de solução para o problema do cálculo de perdas na rede secundária, quando o cadastro da baixa tensão é incompleto, fato muito comum no Brasil, e será analisado a seguir.

2.7.3.1. Cálculo de Perdas Técnicas em cada segmento

Conforme a metodologia desenvolvida, executa-se o cálculo detalhado das perdas nos principais segmentos do sistema de distribuição. Para aplicar essa metodologia, são utilizadas informações provenientes de bases de dados onde estão cadastrados os dados das redes e também os dados relativos aos consumidores de baixa e média tensão. A metodologia, descrita de forma resumida a seguir, realiza o cálculo das perdas técnicas nos segmentos:

- Medidor de energia;
- Ramal de ligação;
- Rede secundária;
- Transformador de distribuição;
- Rede primária;
- Subestação de distribuição;
- Ramal de subtransmissão.

2.7.3.2. Representação da Carga por Curvas Típicas

A primeira tarefa para o cálculo de perdas por segmento nesta metodologia é representar as cargas dos consumidores de média e baixa tensão. Parte-se de uma base de dados com as curvas típicas de carga dos consumidores em termos de potência ativa e reativa, ou com uma estimativa do fator de potência.

Essas curvas podem ser obtidas das campanhas de medições para caracterização da carga, necessárias aos processos de revisão tarifária, onde os consumidores BT são representados por curvas estratificadas por consumo mensal de energia, e os consumidores MT são representados por curvas estratificadas por demanda ativa máxima. Em ambos os casos, cada categoria de consumo, formada pela combinação de uma classe com uma faixa de consumo (por exemplo, consumidor residencial entre 100 e 200 kWh) é composta por um conjunto de curvas típicas, cada uma com uma representatividade ou participação de mercado dentro da categoria.

Ao utilizar as curvas típicas obtidas no processo de revisão tarifária, nota-se que mesmo os consumidores comerciais e industriais sendo estratificados por faixa de consumo, o resultado final ainda é satisfatório, obtendo-se curvas de carga calculadas muito próximas das curvas de carga reais.

2.7.3.3. Separação das perdas técnicas das perdas comerciais

Quando se dispõe de medições de energia na saída de cada alimentador, é possível a obtenção das perdas não técnicas a partir da diferença entre a energia medida e a energia da curva de carga estimada [3]. De fato, considerando-se a energia da curva de carga estimada com precisão suficiente, a diferença entre a curva medida e a estimada só pode ser atribuída às Perdas Comerciais.

Considera-se que a circulação de perdas não técnicas na rede também causa impacto nas perdas técnicas. Portanto, a diferença de energia entre medição e

cálculo tem embutida uma parcela denominada de Perdas Fio Não-Técnicas, conforme definido neste trabalho. Ainda deve-se considerar que a medição de energia é realizada no período de um mês civil (do dia 1 ao dia 30), e as energias faturadas dos consumidores provavelmente não se referem ao mesmo período, podendo inclusive se referir a um intervalo de duração diferente de 30 dias, dependendo dos roteiros de leitura. Daí a dificuldade de cálculo de um valor preciso para as perdas não técnicas.

Os consumidores clandestinos e as fraudes, além de provocarem a esperada diferença entre a energia estimada e a energia medida, ainda podem provocar diferenças entre os perfis das curvas medida e estimada. Isso se deve ao fato de esses consumidores não serem “vistos” pelo método, e assim seu perfil não está refletido nas bases de curvas de carga, pois não estão cadastrados no banco de dados da empresa.

Se o somatório dos consumos fraudulentos possuir um perfil de consumo diferente do perfil estimado, a curva de carga estimada pode apresentar um perfil muito diferente do perfil da curva de carga medida (a medição reflete fielmente o consumo real, e portanto também os consumidores clandestinos), dependendo da quantidade de consumidores clandestinos, de seus consumos e também de seus perfis de consumo. Dessa forma, a estimativa de Perdas Técnicas e, portanto, também a de Perdas Comerciais, pode ficar distante da realidade.

Geralmente no Brasil os consumidores clandestinos aparecem em grande quantidade e agrupados em regiões que foram ocupadas de forma irregular. Devido às características dessas ocupações e à forma como são feitas as ligações na rede da concessionária, esse grupo de consumidores pode utilizar um esquema de rodízio para a utilização de equipamentos elétricos, levando a um perfil de consumo bastante distinto do observado em consumidores regularizados, ainda que da mesma classe de consumo.

A parcela de discrepância provocada pela existência de perdas não técnicas na rede (energia não faturada) pode ser minimizada pela utilização do método de correção de energia e demanda descrito no mesmo trabalho [3]. O método consiste em utilizar fatores de correção para serem aplicados às cargas dos alimentadores, de tal forma que a nova curva de carga estimada resulte em uma energia igual à energia da curva de carga medida. O método não corrige o perfil da curva de carga estimada, apenas fornece um novo valor de perdas de tal forma que, no início de cada alimentador, a soma das energias das cargas mais as energias das perdas nos diversos segmentos seja igual à energia da curva de carga medida. O fator de correção também pode ser calculado em termos de demanda. Nesse caso, o objetivo dele é corrigir as cargas de tal forma que a nova demanda estimada para um instante qualquer somada às perdas de demanda nos diversos segmentos resulte na demanda medida no mesmo instante. O fator de correção para demanda pode ser calculado para qualquer instante do dia. Geralmente, realiza-se a correção apenas para o instante de ponta para obter as perdas de demanda corrigidas, de forma análoga ao que é feito para as perdas de energia.

2.7.4. Cálculo dos Fatores de Correção

A partir da aplicação dos fatores de correção, será possível calcular as perdas não técnicas em cada alimentador, bem como obter a parcela de perdas técnicas devido à existência das perdas não técnicas, ou seja, as Perdas Fio Não-Técnicas.

Ao final do cálculo com correção, as perdas não técnicas obtidas contemplam as parcelas de energia que foram furtadas e/ou não registradas por fraude e/ou erro de medição nos consumidores. As perdas técnicas contemplam as perdas ocorridas devido à circulação de energias faturadas e não faturadas pela rede, portanto, as Perdas Fio.

Considerando que as cargas dos alimentadores são os consumidores de média tensão, conectados diretamente à rede MT, e os transformadores de distribuição que alimentam consumidores de baixa tensão, poderiam ser considerados equacionamentos considerando correção para as cargas de MT e BT ou BT apenas. Será considerado que a diferença de energia entre as curvas de carga estimada e medida deve ser distribuída igualmente entre os consumidores MT e BT, ou seja, os dois tipos de consumidores participam de forma proporcional às suas energias na discrepância observada em um dado alimentador. Portanto, serão corrigidas as cargas MT e BT, significando que estão sendo consideradas perdas comerciais na média e na baixa tensão. O equacionamento a seguir está em [3], salvo quando explicitado.

A energia estimada em um alimentador é dada por

$$E_{est} = E_{MT} + E_{BT} + E_{pvar} + E_{pfixas} \quad (4.1)$$

na qual

E_{est}	:	energia estimada na saída do alimentador [kWh];
E_{MT}	:	energia faturada nos consumidores de média tensão [kWh];
E_{BT}	:	energia faturada nos consumidores de baixa tensão [kWh];
E_{pvar}	:	energia das perdas variáveis (dependentes da carga) [kWh];
E_{pfixas}	:	energia das perdas fixas (independentes da carga) [kWh];

sendo que a energia das perdas variáveis E_{pvar} é obtida por

$$E_{pvar} = e_{rl} + e_{rs} + e_{td,Cu} + e_{rp} \quad (4.2)$$

na qual:

e_{rl}	:	perda de energia nos ramais de ligação [kWh];
e_{rs}	:	perda de energia nas redes secundárias [kWh];

$e_{td,Cu}$: perda de energia no cobre dos transformadores de distribuição [kWh];

e_{rp} : perda de energia nas redes primárias [kWh];

e a energia das perdas fixas E_{pfixas} é obtida por

$$E_{pfixas} = e_{me} + e_{td,Fe} \quad (4.3)$$

na qual:

e_{me} : perda de energia nos medidores de energia [kWh];

$e_{td,Fe}$: perda de energia no ferro dos transformadores de distribuição [kWh].

Para calcular o fator de correção k_e para energia, deve-se igualar energia medida E_{med} e energia estimada E_{est} , multiplicando-se as energias faturadas das cargas pelo fator de correção ainda desconhecido. Como se sabe, a perda de demanda é proporcional ao quadrado da demanda aparente. Na hipótese de que o perfil de carga seja o mesmo, a perda de energia também é proporcional ao quadrado da energia. Assim, os termos de (4.1) podem ser corrigidos de forma que a energia estimada se iguale à energia medida, o que resulta em (4.4).

$$E_{med} = k_e \cdot E_{MT} + k_e \cdot E_{BT} + k_e^2 \cdot E_{pvar} + E_{pfixas} \quad (4.4)$$

Deve-se atentar que apenas as perdas variáveis são afetadas por k_e^2 , e as perdas fixas independem da carga. Resolvendo (4.4), que é uma equação do segundo grau, obtém-se a expressão (4.5) para calcular o fator de correção para energia, que é a raiz positiva da equação.

$$k_e = \frac{-(E_{MT} + E_{BT}) + \sqrt{(E_{MT} + E_{BT})^2 - 4 \cdot E_{pvar} \cdot (E_{pfixas} - E_{med})}}{2 \cdot E_{pvar}} \quad (4.5)$$

2.7.5. Análise do Impacto das Perdas Fio Não-Técnicas

Procurando contribuir sobre a metodologia descrita em [3], pode-se então usar seu equacionamento para chegar ao valor das Perdas Não-Técnicas. Partindo de (4.4), pode-se considerar que a energia de Perdas Não-Técnicas pode ser equacionada como:

$$E_{nt} = E_{Med} - (E_{MT} + E_{BT}) - (k_e^2 \cdot E_{pvar} + E_{pfixas})$$

Isto porque a Energia de Perdas Não-Técnicas pode ser calculada como sendo a Energia Medida, subtraindo-se as energias consumidas pelos consumidores de média e baixa tensão, e também se subtraindo a parcela corrigida das perdas técnicas (as variáveis e as fixas).

Assim, a energia corrigida das Perdas Técnicas, que nesse caso são as perdas fio, pois incluem as Perdas Fio Não-Técnicas, é a parcela:

$$E_{pt_c} = E_{pFIO} = k_e^2 \cdot E_{pvar} + E_{pfixas}$$

Enquanto que a Energia de Perdas Técnicas, sem correção e, portanto sem incluir as Perdas Fio Não-Técnicas, é dada por:

$$E_{pt} = E_{pvar} + E_{pfixas}$$

Assim, as denominadas Perdas Fio Não-Técnicas podem ser calculadas como:

$$E_{pFIOnt} = E_{pt_c} - E_{pt} = E_{pFIO} - E_{pt}$$

E, portanto:

$$E_{pFIOnt} = (k_e^2 \cdot E_{pvar} + E_{pfixas}) - (E_{pvar} + E_{pfixas})$$

E assim:

$$E_{pFIOnt} = E_{pvar} (k_e^2 - 1)$$

Desta forma, através da fórmula acima se tem o valor das Perdas Fio Comerciais, função apenas da Energia de perdas variáveis e do fator k_e^2 . Com isso, pode-se facilmente calcular as perdas fio comerciais.

Pode ser feito um exercício simples para analisar o impacto das perdas Não-Técnicas, no aumento das Perdas Técnicas. Supondo-se “ P_R ” como sendo as Perdas Técnicas em um condutor com corrente regular “ I_R ”, tem-se para sistemas trifásicos simétricos e equilibrados:

$$P_r = 3 * r * l * I_r^2$$

Considera-se, por exemplo, uma carga irregular equivalente a 20% da carga regular. Nesse caso tem-se:

$$I_T = (1,2) * I_r$$

As Perdas Fio nesse caso seriam:

$$P_{FIO} = 3rl * I_T^2 = 3rl * (1,2 * I_r)^2 = 3rl I_r^2 * 1,44 = P_r * 1,44$$

Portanto, adicionando uma carga irregular correspondente a 20% da carga regular, há um incremento de 44% das perdas técnicas, sem considerar o aumento do valor da resistência elétrica com a temperatura e possíveis

aumentos de perdas em conexões e trechos de redes com condutores bem inadequados. Evidentemente o nível de perdas é devido à corrente resultante. Esta análise separando as perdas em parcelas devidas às cargas regulares e não-regulares tem o objetivo de evidenciar o impacto das cargas não regulares.

Tome-se como exemplo uma empresa ideal com 100 alimentadores idênticos e com perdas técnicas regulares de 5% da energia fornecida. Caso se adicione consumo irregular também equivalente a 5% da energia fornecida, porém concentrado em 25 alimentadores, haverá um acréscimo de carga de 20% nestes alimentadores, e sua perda técnica será 44% superior.

Neste exemplo idealizado, as perdas técnicas totais passam para:

$$P_{tec} = 25 * 1,44 * 5\% + 75 * 1 * 5\% = 5,55\%$$

Significando um incremento de 11% sobre as perdas do caso com o consumo regular distribuído em todos os alimentadores. As perdas totais (técnicas e não-técnicas) passam, portanto, para 10,55%. Com raciocínio análogo, concentrando-se as perdas comerciais em apenas 10 alimentadores, as perdas técnicas totais, denominadas perdas fio, elevam-se para 5,625%.

Procurando-se ilustrar um caso real, considera-se efetuar uma regularização sem substituição de cabos, e que é normal haver uma redução do consumo em função das campanhas educativas e da melhoria da qualidade das conexões. Admitindo-se então que o consumo regularizado seja 80% do anterior, as perdas técnicas do primeiro exemplo passariam a 5,43%, e no segundo para 5,48%.

2.8. Inadimplência

O conceito de inadimplência, como o próprio nome indica, refere-se aos casos onde o cliente se recusa ou não consegue fazer o devido pagamento pela

energia consumida na data estipulada pela concessionária. A ausência de retorno constante dos recursos investidos na prestação dos serviços, tem repercussões econômicas importantes e de complexa quantificação.

Conforme [68], a inadimplência pode ser definida como a relação, em termos percentuais, entre o montante das contas não pagas até o último dia do mês de referência (incluindo tributos) e o total de contas faturadas no mesmo mês.

Da mesma forma que ocorre com as perdas comerciais, as empresas do setor têm gerado alternativas de ações para melhorar a efetividade da gestão de cobranças realizadas com os grupos de usuários inadimplentes. A segmentação de clientes, a classificação de risco, a definição de novas práticas e ações de cobrança têm se mostrado como algumas das políticas adequadas de combate a este problema. Alguns autores apontam para uma importante complementaridade entre perdas de energia e inadimplência [68]. Os dois fenômenos estão muito ligados. O consumidor que é pego furtando tem sua ligação elétrica normalizada e é emitido um parcelamento da multa e da energia furtada. Se este cliente não paga sua conta e/ou o parcelamento ele passa a ser inadimplente, até que seu fornecimento de energia seja cortado. Um consumidor sem energia pode vir a voltar a furtar, tornando-se novamente um problema de perdas comerciais.

Embora esse trabalho não tenha como objetivo um aprofundamento no problema da Inadimplência, no capítulo 3 serão discutidos alguns casos, e serão analisadas soluções, algumas já adotadas por concessionárias nacionais e internacionais.

É importante salientar que muitas das políticas de prevenção e combate às Perdas Comerciais têm impactos positivos na diminuição da inadimplência. Um bom exemplo é o que hoje se conhece como Smart Grid, na Europa, ou IntelliGrid, nos Estados Unidos, como também será abordado no Capítulo 3.

CAPÍTULO 3

EXPERIÊNCIA DAS CONCESSIONÁRIAS, ASPECTOS REGULATÓRIOS E JURÍDICOS

3.1 Introdução

Neste capítulo estão descritas e analisadas as experiências das concessionárias de distribuição de energia elétrica em relação à prevenção e combate às fraudes de energia, contemplando também os aspectos regulatórios e jurídicos, tentando traçar um panorama da experiência do setor nesse tema. São apresentados os diversos aspectos considerados pelas concessionárias, e os resultados dos seus esforços para mitigação de perdas comerciais, em um amplo estudo de casos de diversas concessionárias brasileiras, da América Latina, dos Estados Unidos e da Europa. Em particular, observa-se que no V CIERTEC (Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétricos, Maceió, 2005) este problema foi o tema central, trazendo experiências de vários países latino-americanos conforme se pode observar nas várias referências bibliográficas.

3.2 Discussão do Problema

Nas últimas audiências públicas para revisão tarifária das concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, em 2007, o órgão regulador deixou claro sua intenção de incentivar o combate às fraudes e furtos de energia, não compensando completamente as perdas não técnicas declaradas pelas concessionárias. Esse aspecto da Revisão Tarifária periódica das empresas será mais detalhado no Capítulo 6 desse trabalho. Esse fato, porém, certamente tem servido como incentivo para que, nos últimos anos,

praticamente todas as concessionárias de distribuição tomassem atitudes para diminuir as perdas comerciais. Em menor ou maior grau, foram feitos investimentos em todas as empresas de distribuição de energia elétrica brasileiras com o objetivo de combater esse que é um problema que afeta diretamente a rentabilidade da concessionária, uma vez que parte do seu faturamento é perdido com as fraudes, furtos, medidores defeituosos e erros de faturamento. Casos de diversas concessionárias de distribuição nacionais e internacionais ajudam à composição do cenário atual de combate as perdas de energia, mostrando os diversos caminhos que foram e estão sendo trilhados para combater as perdas não-técnicas de energia elétrica.

3.3. PNT Tipo 1: Aspectos de Prevenção

Os aspectos de prevenção referem-se a formas de evitar que as fraudes, e em especial os furtos de energia, aconteçam.

As principais técnicas são as seguintes:

- Campanhas de prevenção: baseadas em campanhas de marketing, por vezes procurando salientar o caráter de crime da fraude ou furto;
- Ações na Rede: Melhorias tecnológicas que são feitas na rede elétrica, dificultando a ligação direta de ramais de ligação irregulares à rede de distribuição da concessionária. Um abordagem recente é conhecida como Smart Grid;
- Pré-pago: uso de tecnologia pré-paga nos medidores, onde o consumidor compra determinada quantidade de créditos e os utiliza até que se esgotem;
- Medição Remota: refere-se ao uso de equipamentos de medição que transmitem os dados diretamente à concessionária, ou à concentradores estrategicamente alocados, evitando que o consumidor tenha acesso ao medidor da concessionária;

- Aspectos Sociais e Educativos: refere-se a programas sociais e educativos nas comunidades em áreas sujeitas a elevados índices de perdas comerciais, que podem auxiliar na diminuição destes mesmos índices, conforme visto no item anterior.
- Equipes: estrutura organizacional das equipes de regularização de ligações clandestinas

Todos esses aspectos serão contemplados em artigos analisados e comentados a seguir.

3.3.1. Campanhas de Prevenção

Campanhas de prevenção têm sido adotadas por diversas concessionárias em todo o mundo. São baseadas em campanhas de marketing, onde fica claro o caráter de crime da fraude ou furto, muitas vezes mostrando as punições a determinados consumidores flagrados com fraudes.

No exterior, as campanhas de prevenção são normalmente bastante agressivas, muitas vezes baseados em medidas punitivas. Conforme [66], na CHILECTRA foram tomadas medidas com sanções máximas em relação aos aspectos legais. Assim, foi iniciado um processo de detenção dos consumidores que furtavam ou fraudavam energia, e iniciou-se um processo de retirada massiva de ramais de ligação fraudulentos. Nos meios de comunicação, iniciou-se um processo de divulgação das condenações, deixando toda a população ciente dos problemas causados pela fraude de energia. A CHILECTRA diminuiu suas perdas comerciais, de acordo com o mesmo estudo, de 22,6% em 1983, para 5,2% em 2004. Um amplo plano de aferição e troca de medidores também fez parte do trabalho de redução deste índice.

A Ampla, do grupo espanhol ENDESA, distribui energia a Niterói e outros municípios do Estado do Rio de Janeiro, e conseguiu reduzir substancialmente

as perdas desde dezembro de 2005. Entre outras ações, um programa intitulado “Guardiões da Comunidade” foi lançado contra os furtos de energia [67]. Em municípios como São Gonçalo, vizinho a Niterói, de acordo com pesquisa de satisfação ao cliente da distribuidora, nos oito bairros carentes da cidade, as perdas com furto de energia baixaram de 59,9% em janeiro do ano passado para 48,2% em janeiro de 2007, uma queda de mais de 10 pontos percentuais.

Na Inglaterra e Estados Unidos da América, atualmente os casos de fraudes são mais freqüentes do que se imagina. Lá também as empresas declararam guerra ao que chamam de Energy Theft. Nesses dois países fica claro a estratégia econômica dos apelos para denúncias anti-fraude. Vários sites de concessionárias pesquisados fazem apelo para que os vizinhos denunciem caso desconfiem de qualquer atitude suspeita em relação à fraude de energia. Detalham-se diversas atividades que devem ser consideradas suspeitas, e sempre é lembrado que, quando seu vizinho rouba energia, quem paga é você.

Nesses dois países as políticas de prevenção, sobretudo de ameaças, são as principais armas contra as perdas. O principal argumento utilizado pelas companhias para convencer os consumidores a fazer as denúncias, e até mesmo a procurar por fraudes nas casas dos vizinhos, é financeiro. É sempre deixado claro que os consumidores regulares também pagam pela energia furtada dos vizinhos fraudadores.

No site da UKRPA, The United Kingdom Revenue Protection Association (<http://www.ukrpa.co.uk/Revenue+Protection>), é explicado quem ganha e quem perde quando a eletricidade é roubada, mostrando os efeitos das fraudes no mercado de energia Inglês. Lá existe o conceito do supridor, (Supplier), que é a empresa responsável pela entrega final da energia aos consumidores, e pode ser escolhido pelo consumidor. Diferentemente do Brasil, onde a própria distribuidora faz a entrega final, e não pode ser escolhida ou alterada pelo consumidor final de baixa tensão. O supridor muitas vezes também faz o

suprimento de gás. Quando um medidor de energia é fraudado em uma unidade consumidora, o Supridor apenas paga a Distribuidora sobre o que está marcado nos medidores. No final, as diferenças serão distribuídas entre todos os Supridores naquela região. Quando uma fraude é identificada, o Supridor tem que recompensar os demais Supridores daquela região que foram cobrados pela energia fraudada, e ainda tem agora que pagar corretamente a Distribuidora pela tarifa de uso da distribuição.

Assim, toda a cadeia de distribuição de energia tem interesse no combate às perdas comerciais. Principalmente os consumidores honestos, esperam que os fraudadores sejam realmente punidos, inclusive pela percepção de que estão pagando a conta dos outros. São aproximadamente 500 casos de irregularidades por mês na Inglaterra.

Nos Estados Unidos, um cooperativa de eletrificação que atua em algumas cidades do estado de Mariland, a ChopTank Electric Cooperative, http://www.choptankelectric.coop/safengwtr/energy_theft.html, deixa bem claro suas práticas de prevenção a fraude. Faz propaganda intensiva para denúncia de qualquer suspeita de fraude. Novamente, o apelo é baseado no fato que quem paga pela fraude é o consumidor regular. A questão da segurança também é apontada como sendo importante e os consumidores são encorajados a verificar o medidor dos vizinhos, e recebem instruções de como identificar fraudes. Assim, os fraudadores que são encontrados são processados à máxima extensão dentro da lei, pois a empresa verifica todos os casos suspeitos, reporta as fraudes à polícia, e manda todos os casos para o judiciário para execução.

3.3.2. Ações na Rede

A concessionária de distribuição EDESE, da Argentina, desde a sua privatização em 1995 vinha encontrando índices de perdas da ordem de 35%. Conforme exposto em [59], a partir de uma investigação mais cuidadosa, a

empresa percebeu que esse índice era, em sua maioria, devido a furto e fraude de energia. Além disso, as redes estavam em mau estado de conservação, e na sua maioria tinham baixa altura em relação ao solo, com condutores nus sobre isoladores, permitindo que a fraude ocorresse sem maiores dificuldades através de conexão direta ao condutor. Apesar de ações de conscientização terem sido adotadas, bem como planos de regularização, a empresa considera que os índices não baixavam devido a falta de respaldo jurídico para penalização do furto. Dessa forma, partiu-se para uma mudança tecnológica que consistiu em alterar as conexões à linha de distribuição. Assim, nessa nova tecnologia permite-se conectar até 6 interruptores termomagnéticos em uma caixa de derivação instalada no poste, a 9 metros de altura. O sistema mostrou bons resultados, embora em muitos casos observavam-se ramais de ligação muito longos. Para evitar esses ramais longos, foi desenvolvido kit com uma caixa de conexão a rede, com fusíveis, que permite conectar o ramal de ligação diretamente à rede com condutores pré-reunidos. Isso diminuiu as perdas técnicas por causa da diminuição do comprimento do ramal de ligação, melhorando os níveis de tensão no consumidor, e inclusive as possibilidades de fraudes de energia.

Em estudo da PA CONSULTING S.A. [13], empresa de consultoria argentina, busca-se identificar as tecnologias de prevenção mais adequadas para o mercado latino americano, considerando o combate as perdas comerciais, sobretudo no que diz respeito a tecnologia de medidores de energia pré-pagos, contemplando inclusive os aspectos regulatórios nos países onde aconteceram essas implantações. Através de análise benefício/custo, estudam-se as várias tecnologias disponíveis, e aspectos práticos de como fazer a leitura, cobrança, cortes e religações, enfim, aspectos da gestão comercial e técnica dos sistemas pré-pagos.

Na Ampla, em vez de rede secundária tradicional, que permite furtos com certa facilidade, foi desenvolvida rede aérea que dificulta muito a instalação dos mesmos [67]. O diagnóstico inicial do problema havia sido a facilidade de

acesso à energia elétrica sem custo, sem grandes dificuldades técnicas, e ainda não existe a sensação de ilegalidade, uma vez que é uma prática muito difundida na comunidade. Os moradores associam o fornecimento de eletricidade a uma empresa pública, por questões históricas.

Assim, cruzetas longas foram desenvolvidas para aumentar a distância entre o poste e a rede secundária. Foi utilizado cabo pré-reunido ao invés da rede nua convencional. Isso dificulta a ligação direta do ramal clandestino à rede secundária, porque ao tentar fazer a ligação diretamente a uma das fases disponíveis, ocorre um curto-circuito, desligando a área toda. A conexão das unidades consumidoras deve ocorrer em uma caixa de distribuição colocada na ponta da cruzeta, local de difícil acesso sem equipamento adequado (um caminhão com cesto e com a altura apropriada), pois os postes, agora maiores que os convencionais, têm 10 metros. Outra providência foi a colocação de medidores em todos os transformadores, que tiveram sua potência reduzida para ligar até 12 clientes cada. Dessa forma fica mais fácil comparar a leitura dos medidores de cada unidade consumidora com as obtidas nos medidores ligados aos transformadores. Inicialmente, foram testadas algumas áreas na cidade de Itaboraí, considerada a área piloto da Rede DAT (Distribuição Aérea Transversal).

Basicamente, em relação às alterações técnicas, a Rede DAT, pode ser descrita conforme a figura 3.1.

Figura 3.1 - a Rede DAT

Os consumidores de média tensão também têm recebido atenção especial da companhia devido ao porte das perdas registradas. A Ampla instalou 1.747 máquinas anti-furto em 2006, que consiste em instalar nos postes os medidores protegidos com um sistema de alarmes de aproximação e abertura. Com isso, a empresa conseguiu recuperar 2 MWh/mês por fraude.

3.3.2.1. Smart Grid

O conceito de Smart Grid insere-se no item de Ações na Rede, uma vez que propõe uma arquitetura baseada em sistemas abertos e que possibilita a integração dos equipamentos da rede elétrica e de redes de comunicação de dados em um sistema gerenciado, normalmente com computação distribuída, e que pode abranger parcialmente ou toda a área de uma concessionária. Baseado em infra-estruturas de medição avançadas, também conhecidas como

AMI (Advanced Metering Infra-structure), objetiva integrar os diversos ativos da empresa em uma única plataforma. Sobre esse sistema é possível a implantação de capacidades avançadas, tais como a auto-recuperação da rede elétrica, comunicação integrada com os consumidores, e diversas outras soluções como sistemas avançados de supervisão, controle, tele-medição, automação e comunicação, com informações em tempo real [71].

Conhecido como Smart Grid na Europa e IntelliGrid nos Estados Unidos [72], no Brasil vem ganhando volume a partir do crescimento da demanda por sistemas de leitura automática de medidores, tendo seus custos inicialmente justificados pelo combate as perdas não-técnicas e diminuição da inadimplência. Porém, os investimentos nesses sistemas podem trazer funcionalidades adicionais que agregam valor e tornam esses investimentos mais interessantes.

O Smart Grid pode permitir que a empresa realize:

- Serviços de corte e religamento remotos;
- Ofereça comunicação integrada com o consumidor, permitindo entrega de mensagens;
- Agregue informações em tempo real sobre a demanda dos clientes;
- Permita cobrança de energia diferenciada por horário/sazonalidade, reduzindo a demanda na ponta e postergando investimentos;
- Permita conexão on-line dos dispositivos de medição.

Além disso, o Smart Grid permite:

- Aplicações de tele-controle;
- Monitoração remota;
- Supervisão de fornecimento;
- Inclusão digital;
- Vigilância e segurança;
- Integração de serviços públicos;
- Internet banda larga;

- Voip (voz sobre IP) e
- E-learning.

O Smart Grid permite às concessionárias explorar novas oportunidades de negócios através da infra-estrutura de comunicações, possibilitando a integração de equipamentos (como medidores eletrônicos e chaves religadoras automáticas) e redes de comunicação de dados. Permite também a supervisão de uma rede auto-recuperável, com aumento da segurança e redução dos tempos de restabelecimento [70].

Diversas áreas da empresa são beneficiadas com um sistema Smart Grid. Para a área de serviços, o item de leitura programada para faturamento, bem como leituras não programadas para necessidades individuais de clientes, bem como serviços de corte/religa e modelos de negócios alternativos como medidores pré-pagos, estão entre as funcionalidades mais desejadas. O setor de controle de perdas será amplamente beneficiado, com alertas contra fraudes, estudo de variações de consumo, cortes, etc. A área de operações terá a disposição dados imediatos de falhas e dados muito mais precisos para estudo de manobras, ganhando condições e requisitos para automação, como: instrumentação de segurança, instrumentação de controle, transferência automática de carga, gerenciamento de blocos de carga de consumidores, sistemas de tomada de decisão, estação de controle.

Na Europa e nos Estados Unidos existem empresas com previsão de substituição de todos os medidores em curto espaço de tempo [70]. No Brasil tem crescido muito a busca por projetos e tecnologias permitam a medição automática e a monitoração remota da rede, aumentando a eficiência do capital investido, reduzindo o risco de blecautes e aumentando a segurança do sistema como um todo. Os custos envolvidos, porém, ainda são muito elevados. Todo o parque de medidores eletromecânicos teria que ser substituído por medidores eletrônicos com módulos de comunicação. Vários dos equipamentos da rede também precisariam ser adaptados ou substituídos,

permitindo disponibilidade de comunicação de dados em tempo real. Isso tudo leva a crer que ainda serão necessários alguns anos para que essas iniciativas ganhem escala em território nacional. Pode-se dizer que a concessionária AMPLA, no Rio de Janeiro, conseguiu um significativo avanço em termos de um sistema que tem funcionalidades de Smart Grid, implantando uma rede com medição e corte/religamento remotos em mais de 300 mil clientes[71].

3.3.3. Medidores Pré-pagos

Em concessionárias argentinas foram realizadas experiências usando o serviço pré-pago [13]. Uma das conclusões dos autores do trabalho diz respeito à cultura de pagamento dos clientes. Isso seria um dos motivos que justificaria o gasto maior na tecnologia de equipamentos de medição pré-pagos, cujo custo é quase quatro vezes maior que medidores convencionais. De acordo com os autores, dentro da cultura de pagamento dos clientes está muito arraigado o conceito de que se necessito algo, devo ter imediatamente, trocando-se pelo dinheiro. Nessa filosofia de pensamento, a energia perde valor, pois já foi consumida e seu pagamento é percebido mais como um imposto, com o adicional aborrecimento do corte do serviço. Desta forma, o sistema pré-pago evita essa percepção equivocada, de forma que os consumidores assim dão o justo valor pela energia consumida.

Os autores estudam as tecnologias de medidores pré-pagos existentes, lembrando que a tecnologia pré-paga foi disseminada mais rapidamente na África do Sul, país onde quase 100% das residências possuem o sistema. Dos 2 sistemas de medidores pré-pagos estudados, o Bidirecional, que utiliza cartão inteligente, e o de códigos, que possui um teclado numérico, conclui-se que este último é melhor, pela facilidade de uso e menor propensão a fraudes. No projeto piloto efetuado com cinco mil clientes, considerando tanto o custo dos medidores quanto dos equipamentos dos pontos de venda para recarga, adequações do sistema comercial e custos de implantação, chegou-se ao valor

de US\$140,00 por cliente, um custo quatro vezes superior ao sistema convencional.

No projeto piloto foram traçadas as curvas de TRI (taxa de retorno do investimento) como função do nível de perdas não técnicas, concluindo-se que a implementação de cobrança pré-paga é interessante apenas para regiões com níveis de perdas não-técnicas superiores a 37%. O consumo médio na área piloto era de 150 kWh/mês. Os custos de implantação da tecnologia pré-paga são independentes do consumo de cada unidade.

Não obstante os bons índices encontrados em termos de diminuição de perdas comerciais com a utilização do sistema pré-pago, seu custo é elevado, da ordem de US\$140,00 por cliente, e exige uma infra-estrutura que facilite a compra dos “créditos” de energia. Deve-se ainda notar a importância do trabalho de negociação antes da troca do sistema, feito por pessoal especializado. Conclui-se que, sobretudo em países da América Latina, o sistema poderia ser aplicado apenas em áreas com altíssimos índices de Perdas Comerciais, onde sua implementação poderia ser viável economicamente.

Imaginando uma extrapolação para o caso brasileiro, apenas seria possível imaginar-se um sistema como este sendo implantado em consumidores com histórico de perdas comerciais, ou ainda em zonas cujos índices superam os 30% de perdas. Porém, as questões regulatórias poderiam complicar sua implementação no Brasil, bem como questões de infra-estrutura relativas aos pontos de venda, com correta localização de caixas automáticos disponíveis 24 horas por dia. Para os usuários haveria a vantagem de pagar o serviço quando dispõe de recursos, até mesmo diariamente, evitando o dispêndio elevado de uma fatura mensal.

Do ponto de vista regulatório, para aplicação no Brasil, alguns aspectos precisam ser mais bem avaliados:

- 1- Avaliar se a legislação vigente permite cobrar antecipadamente o consumo de energia.
- 2- Avaliar se a utilização de uma tarifa monômnia por energia consumida poderia facilitar a implantação.
- 3- Considerando que o custo do serviço é maior que o das tecnologias de medição tradicionais, poderia ser transferido, ainda que parcialmente, para a tarifa?
- 4- O plano de implementação deve ser por áreas, permitindo adequar a infra-estrutura de comercialização, aspecto crítico desta solução.

Tanto do ponto de vista técnico como do econômico, as experiências com redes anti-furto no Brasil tem se mostrado mais adequadas a nossa realidade.

3.3.4. Medição Remota

Conforme exposto, a AMPLA vem implantando desde dezembro de 2003 o projeto Rede DAT (Distribuição Aérea Transversal), que consiste em construir redes de distribuição que dificultem o acesso à energia sem que haja a prévia medição.

Uma evolução desse sistema está na implantação da medição eletrônica remota, que já atingia 200 mil clientes em 2007. Após conseguir autorização da ANEEL em Junho de 2005, a empresa começou a utilizar nos seus clientes os medidores eletrônicos, até então não permitidos no Brasil. Com os medidores eletrônicos, a empresa pôde colocar os medidores concentrados no alto dos postes, de onde são lidos via telemetria (atualmente a tecnologia utilizada é uma rede celular GPRS). Cada concentrador tem normalmente 12 medidores residenciais. Dessa forma, evita-se que o consumidor tenha acesso ao medidor, dificultando a fraude, tendo na residência apenas um mostrador digital com o consumo acumulado. Através da rede GPRS, é possível fazer o corte dos consumidores inadimplentes ou com tentativa de fraude diretamente da central da empresa. Os procedimentos de reconexão também são remotos.

Esse sistema é chamado de AMI (Advanced Metering Infrastructure, ou Infra-estrutura avançada de Medição).

Os resultados até o presente momento, conforme a empresa, têm sido excelentes e o índice de perdas nas áreas em que foi implementada a Rede Ampla (normalmente regiões críticas, com alto nível de furto de energia) tem caído significativamente, o que demonstra a eficácia da solução desenvolvida. Por exemplo, numa amostra de 82.047 clientes conectados à Rede Ampla, registrou-se um decréscimo do índice de perdas de 53,4% para 9,9%. Além disso, outros benefícios são obtidos com essa tecnologia:

- A redução no número de consumidores cortados por inadimplência e a conseqüente melhoria no índice de arrecadação;
- A redução da dívida por cliente e do número médio de dias de dívida;
- A melhora nos indicadores de qualidade DEC e FEC.

O cronograma da Rede Ampla prevê a implementação do novo sistema em aproximadamente 607.000 clientes até 2009, num total de aproximadamente R\$ 500 milhões em investimentos, expandindo a solução para conter o elevado índice de perdas nas regiões mais críticas da área de concessão da Ampla.

3.3.5. Aspectos Sociais e Educativos

Os aspectos sociais, comportamentais, educativos e também sócio-econômicos, são muito importantes na análise das perdas não-técnicas.

Vários estudos comprovam o aumento de ligações irregulares, quando da deterioração econômica da região ou do país em que se encontram. Nesse sentido, o caso da Argentina é esclarecedor. A Argentina passou recentemente por uma crise econômica sem precedentes, com diminuição expressiva do PIB (Produto Interno Bruto) do país. A recessão argentina arrastou-se de 1999 até

2002. Em 2002, o desemprego atingia 21,5% da população economicamente ativa, sendo que 40% das pessoas enfrentavam problemas de trabalho. Em 2002, 53% da população se encontrava abaixo da linha de pobreza, segundo dados oficiais. Destes, 60% eram anteriormente da classe média.

Em estudo da S.E.CH.E.E.P., Servicios Energéticos del Chaco, Empresa del Estado Provincial, da Argentina, pode ser observado tal efeito. Conforme [14], a empresa tem longo histórico de combate a perdas comerciais. Em meados da década de 90, com índices de perdas não-técnicas da ordem de 26%, iniciou-se um trabalho de inspeções em toda a área de concessão da empresa. Como as equipes de inspeção eram compostas por técnicos da empresa, testemunhas e um oficial de polícia, que fazia as atuações no local, na presença do cliente, começou a ser criado um clima de “Vergonha Social”, ou seja, junto ao “Temor Legal” de ser pego cometendo uma infração, vinha a vergonha de ser reconhecido pelos vizinhos como sendo um fraudador. Acredita-se que esse aspecto teve forte impacto na diminuição dos índices de perdas na área de concessão da empresa, confirmada por entrevistas com os clientes fraudadores, fazendo-os diminuir de 26% para 13% em menos de 12 meses de operações. Calcula-se que 90% dos clientes regularizaram sua situação antes mesmo das inspeções.

No final da década de 90, com a situação econômica da Argentina deteriorando-se rapidamente, o aspecto de “Vergonha Social” foi minimizado, e os índices de perdas voltaram a subir fortemente, obrigando a empresa a formular projeto com novas metodologias para combate a perdas comerciais. Novos procedimentos e ações foram desenvolvidos e testados, caracterizando e quantificando os delitos. As estratégias foram então definidas conforme os diversos segmentos de clientes da empresa, normalmente usando limitador de corrente e outras tecnologias anti-fraude, como postes mais altos que os convencionais, caixas derivadoras, cabos coaxiais na rede secundária e nos ramais de distribuição. Também foi feito um trabalho integrado com organismos governamentais das províncias e governos municipais, para que outros

serviços básicos para a população também fossem melhorados, como coleta de lixo, transporte urbano, abertura de ruas com numeração das casas, etc. O valor da conta de luz também é fortemente subsidiado para assentamentos de Baixa Renda. O governo local subsidia até 50% da fatura, baixando muito os índices de perdas nesse segmento. Em grandes clientes, todas as caixas de medição foram blindadas e duplamente lacradas, com um dos lacres especialmente desenvolvido pela Universidade Tecnológica Nacional, e sempre na presença do cliente. Estudantes dos últimos anos do curso de engenharia elétrica precisam participar das inspeções, para dar maior confiabilidade ao processo [14]. O medidor suspeito é lacrado e levado ao laboratório, onde tem 72 horas para análise, que pode ser acompanhada pelo cliente e seus advogados. A contraprova é feita por técnicos da universidade e da empresa.

Os índices de perdas não-técnicas foram assim novamente controlados, porém as diretivas de “Vergonha Social” e “Temor Legal” deixaram de ser um forte apelo como eram antes da crise iniciada em 1998 na Argentina.

Na Venezuela a empresa ENELVEM (Energía Eléctrica de Venezuela, C.A.) também tem uma experiência bem sucedida, apoiando-se sobretudo no aspecto social relacionado às Perdas Comerciais. Segundo [57], nos últimos quatro anos (anteriores a 2005) a empresa viu seu índice de perdas de energia aumentar 8%. Assim, vem empreendendo ações para diminuir estes números, através de diversas ações, desde melhorias tecnológicas na rede elétrica até estratégias de participação social e flexibilização de pagamentos, fomentando nas comunidades atendidas alianças de co-responsabilidade entre o pagamento pelo serviço recebido e o recebimento de um serviço de qualidade da concessionária. Na metodologia de trabalho utilizada, ressaltam-se atividades do tipo social, que incentivam e fornecem as ferramentas adequadas para manter os clientes adimplentes. A empresa criou um programa chamado *“La Electricidad en el Aula y La Comunidad”* com o objetivo de integrar ao processo educativo os temas referentes ao setor elétrico. Num primeiro momento formam-se os docentes, que depois transferem as informações aos

alunos, mediante projetos pedagógicos especialmente desenvolvidos. A avaliação dos resultados é feita através da comparação com os objetivos de diminuição de perdas. Já foram formados quase 1500 docentes e 30 mil alunos de escolas básicas das regiões atendidas. A empresa salienta que os resultados não são esperados em curto prazo por tratar-se de uma mudança de atitude da sociedade, e espera-se que a longo prazo gerem mudanças de hábitos nas crianças, com possível contágio aos pais, reconhecendo o apoio da concessionária na educação dos filhos.

Existem vários outros estudos sobre Perdas Não Técnicas de energia elétrica. Um estudo importante sobre o tema se encontra em Smith [78]. Nele o autor busca definir as várias fontes de perdas não técnicas existentes, procura compreender como o problema é tratado em diversos países, e propõe que as diferenças de perdas de energia elétrica entre os países estariam associadas a problemas de governança, tais como aspectos de processos políticos, liberdade civil, burocracia, independência dos serviços públicos às pressões políticas, instabilidade política e violência, além da efetividade do judiciário na aplicação da lei, mostrando a correlação entre estes aspectos e o nível de perdas de energia elétrica. Em [68] o autor também defende que as perdas podem ser explicadas por variáveis sócio-econômicas e de infra-estrutura, tais como educação, renda, desigualdade, área de concessão, tarifa, dentre outras.

A ANEEL, na sua Metodologia de tratamento regulatório para as PNT proposta para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica [79], também considera que as origens do nível de perdas estão associadas a variáveis sócio-econômicas. O estudo, que irá embasar a metodologia a ser adotada para a regulação do tema, considera a diversidade sócio-econômica das áreas de concessão no país e aborda quais aspectos devem ser considerados na regulação de PNT, procurando definir a forma como serão analisados os níveis referenciais de perdas a serem adotadas para cada concessionária e os custos a serem assumidos para o alcance deste referencial. A ANEEL utiliza o conceito conhecido como “Yardstick Competition”, onde os custos a serem reconhecidos

nas tarifas são definidos a partir da média de empresas similares, assim como as despesas. Com isso o órgão regulador está buscando uma metodologia que leve em consideração as características sócio-econômicas de cada área de concessão, a ineficiência gerencial de cada empresa e outras variáveis específicas que influenciam seu nível de perdas não técnicas.

3.3.6. Estrutura das equipes de regularização de ligações clandestinas

As concessionárias necessitam promover ações para a regularização de ligações informais e incorporação desses clientes de forma sustentada, visando à redução das perdas técnicas e não técnicas. Procurando solucionar essa questão e contribuir para o desenvolvimento sócio-econômico de comunidades carentes, a Eletropaulo criou uma estrutura organizacional para regularização de ligações clandestinas, que desenvolvem as seguintes atividades [75]:

- Identificação do núcleo;
- Viabilidade técnica de fornecimento de energia;
- Etapas de regularização;
- Pré-cadastro;
- Execução de obras;
- Montagem de padrão de entrada;
- Ligação;
- Cadastramento e faturamento;
- Cancelamento de débitos;
- Gestão de núcleos;
- Análise de histórico e arquivamento.

A estrutura foi concebida contemplando 60 profissionais, entre técnicos de campo, internos e comerciais, além da estrutura de execução das obras através de contratos com terceiros. Sua atuação possui as seguintes características:

- Estabelecimento de políticas e estratégias para elaboração dos programas anuais de regularização de ligações irregulares;
- Envolvimento de várias áreas na Empresa visando discutir e estabelecer padrões e procedimentos técnicos e comerciais;
- Articulação com os movimentos organizados e relacionamento com órgãos públicos e políticos;
- Apoio às unidades regionais para solução de problemas com as lideranças locais;
- Construção de relacionamento com as comunidades, através de palestras de conscientização e presença constante da empresa nos núcleos;
- Seleção das áreas a serem regularizadas e previsão de investimento para regularização das ligações;
- Elaboração e controle do cronograma das atividades para execução das ligações e faturamento dos consumidores;
- Desenvolvimento de relacionamento com as lideranças locais;
- Gestão após as ligações visando dar suporte aos consumidores com problemas de inadimplência ou elevado nível de consumo de energia elétrica;
- Fiscalização periódica em campo visando identificar e evitar a execução de novas ligações irregulares;
- Implantação de tecnologia de rede de distribuição menos acessível às fraudes.

3.4. PNT Tipo 1: Combate às fraudes de energia

O combate às Perdas Não-Técnicas auxilia na detecção de unidades consumidoras com fraude ou consumo irregular. São técnicas que permitem auxílio às empresas para detecção de prováveis fraudadores, e serão amplamente exploradas no capítulo 4. No presente capítulo serão abordadas

as demais questões relacionadas ao combate: a Gestão e a Capacitação das Equipes, e as auditorias de campo.

3.4.1. Aspectos de Gestão e Capacitação de Equipes

Muitas empresas perceberam a necessidade de adequar suas práticas internas de gestão, assunto que diz respeito tanto as PNT Tipo 1 quanto as PNT Tipo 2. Conforme [60], ao final de 2002 a Eletropaulo planejou um projeto de redução de perdas comerciais, pois verificando a necessidade de redução desses indicadores queria evitar uma tendência que poderia levar a Empresa ao final de 2003 a um índice de cerca de 9% de perdas comerciais.

Estudos mostravam um crescente aumento nos índices das perdas comerciais, onde diversas causas foram identificadas nos procedimentos da própria empresa, como por exemplo: erros técnicos de medição, equipamentos inadequados ou inexistentes, existência de clientes cadastrados e não cobrados, falta de procedimentos adequados e eficientes para recuperação de receitas, falhas no cadastro de clientes, erros de leitura e lançamento, falta de auditoria nos processos de consumo irregular e inexistência de capacitação do pessoal de campo. Além dessas questões internas, pode-se citar uma série de outras que tornam o problema ainda mais agudo: fatores sócio-econômicos, existência de especialistas em furto de energia, fatores políticos e de meio ambiente, falhas nos processos judiciais e legais. A figura 3.2 mostra a evolução das perdas na empresa até 2004.

Figura 3.2 – Gráfico de Evolução de Perdas da Eletropaulo [60]

Em resposta ao diagnóstico, a empresa implementou programa de redução de perdas comerciais em Janeiro de 2003. Na concepção foi planejada uma mudança estrutural, que previu a criação de novas áreas, como as Gerências de Recuperação de Perdas Comerciais, contemplando agências de atendimento específico para consumidores com consumo irregular, retaguarda comercial, base com equipes operacionais e retaguarda de campo, bem como Gerências Corporativas responsáveis pelo planejamento de diretrizes e estratégias, busca e desenvolvimento de novas tecnologias. Também foram criadas equipes especiais de combate à fraude de baixa e média tensão (SWAT's), equipes bem treinadas, responsáveis pelos casos mais complexos e pelo treinamento de equipes mais novas, e a Central de Cálculos, informatizada para centralizar os cálculos de todas as recuperações de receitas. Para atender a nova demanda foram envolvidas inicialmente mais de 700 pessoas, distribuídas por toda a Empresa, posteriormente chegando a quase mil colaboradores. O ponto principal do programa de redução de perdas foi controlar e reduzir as perdas comerciais da empresa, com as ações de detecção de fraudes e anomalias, além das iniciativas de regularização de ligações clandestinas, troca de medidores obsoletos e não aferidos, faturamento de energia reativa na baixa tensão e melhoria dos processos

comerciais. Ações de conscientização dos clientes, com campanhas educativas, procuraram mostrar que ao optarem pela realização de uma irregularidade, estão prejudicando a sociedade, órgãos públicos e Governo e, poderão ser penalizados civil e criminalmente por seus atos.

Foi também criado o boletim informativo 'De Olho No Gato', que depois teve seu nome ajustado para 'De Olho no Rato', onde constam as mais freqüentes ocorrências encontradas pelas equipes, novas soluções, procedimentos e equipamentos utilizados com sucesso. Reuniões periódicas com troca de informações e busca de novas metas completam o quadro que foi determinado para redução de perdas comerciais na Eletropaulo. Procedimentos foram revisados e novos foram criados, atendendo as necessidades legais e jurídicas vigentes. As melhores práticas entre os eletricitistas das unidades foram disseminadas, garantindo que a padronização dos procedimentos estabelecidos fosse aplicada em campo, gerando comprometimento e motivação dos times. Os bons resultados traduziram-se em números, que permitiram que em 2003 fossem recuperados 830 GWh, e em 2004, 854 GWh.

Ainda na Eletropaulo, [15] complementa o trabalho anterior no que diz respeito a Central onde são feitos os cálculos para recuperação de receitas. Antes os cálculos eram demorados, pois não havia comunicação entre as equipes de campo e os responsáveis pelos cálculos. Esses por sua vez não eram auto-explicativos, o que dificultava o entendimento e a defesa do consumidor quando necessário, e eram elaborados nas diversas unidades, não havendo uniformidade e ferindo o princípio da isonomia. Dependiam do encaminhamento manual do TOI (Termo de Ocorrência de Irregularidade) para os calculistas das unidades, que após a realização do cálculo encaminhavam correspondência ao consumidor solicitando sua presença, que não tinha prazo definido para comparecimento. Como as regularizações não eram feitas na hora e nem havia suspensão do fornecimento, o processo era lento e ineficaz. Dentro do processo citado acima, no início de 2003 os cálculos passaram a ser feitos de forma mais rápida, permitindo que quando o consumidor fosse

negociar o mesmo já estivesse pronto. No final do mesmo ano foi centralizada a confecção dos cálculos na recém-criada Central de Cálculo. A Central de Cálculos não só permitiu um melhor gerenciamento do processo de recuperação de receitas de fraude, como também contribuiu para melhoria nos processos de troca de medidores avariados.

Com a entrada em vigor da resolução ANEEL 456, as concessionárias foram obrigadas a melhorar a apresentação de seus cálculos. Os artigos 72 e 78, entre outros, estabelecem uma série de exigências na formatação do TOI e elaboração das memórias de cálculo. Em 2001 entra em vigor a resolução ANEEL 90, complementando a 456 em casos como o de aumento de carga a revelia que provoque danos aos equipamentos de medição, prevendo que o período de recuperação de receitas deve ser desde o início da irregularidade, e não mais sobre um período de faturamento. Também agora o consumidor autuado pode solicitar a perícia técnica da irregularidade, a ser realizada por terceiro legalmente habilitado, em contraponto aos laudos que as concessionárias faziam em seus laboratórios. Os órgãos metrológicos INMETRO/IPEM passaram a exercer esta função oficialmente.

Como resultado das melhorias implementadas, o tempo médio de confecção de um cálculo na Eletropaulo caiu para 25 minutos, a partir do momento em que o calculista retira o cálculo da lista de pendências do sistema até o momento de envio a unidade. A partir do envio o cálculo é inserido na listagem de cálculos recebidos da unidade. O negociador de cada unidade consulta sua lista com o retorno dos cálculos e solicita a impressão, e a partir daí fica a disposição do cliente para negociação.

Outra questão pertinente relacionada como tema diz respeito à reincidência na fraude. Conforme experiência da COPEL [61], verifica-se que somente as medidas repressivas implementadas através da realização contínua e periódica de inspeções em unidades consumidoras não são suficientes para conscientizar o cidadão/cliente: o índice de reincidência, principalmente em

estabelecimentos industriais e comerciais é elevado. Assim, as concessionárias também devem empreender ações baseadas em práticas de educação da sociedade e do mercado. Portanto, as medidas preventivas e repressivas irão contribuir decisivamente no combate a perda de receita decorrente de Procedimentos Irregulares.

Ainda segundo a experiência da COPEL, os funcionários devem estar conscientes da gravidade do problema de Perdas Comerciais, sendo importante o treinamento de todos no combate a perdas comerciais. É importante notar os riscos inerentes à atividade, muitas deles relacionados com ações criminais. Não é rara a abordagem truculenta por parte de consumidores insatisfeitos com o trabalho de fiscalização. A Eletropaulo também descreveu esses aspectos em [15] e [60]. Fica assim clara, para qualquer empresa, a importância das lideranças empresariais comunicarem claramente os objetivos e as metas da empresa, com a disseminação da cultura de combate a fraude/furto de energia, sobretudo entre os empregados de campo que irão realizar inspeções, e que necessitam treinamento intensivo a respeito das questões técnicas, cotidianas e legais envolvidas.

No capítulo 5 serão tratados os aspectos referentes à pós-detecção, ou seja, os aspectos relativos à regularização, onde este trabalho se propõe a contribuir e ampliar os processos de recuperação de receitas das empresas, e os aspectos legais pertinentes.

3.4.2. Auditorias de Campo

Ressalta-se a importância das auditorias de campo na solução do problema. As auditorias têm acontecido com volume intenso em praticamente todas as empresas do Brasil. Esses processos começaram a ganhar em eficiência com a utilização das técnicas de Data Mining, por causa da melhoria nos índices de inferência de consumidores fraudadores. Por exemplo, na CELESC, no ano de 2001, foram realizadas 217.954 fiscalizações em consumidores de baixa

tensão [1]. Foram encontradas 1.383 fraudes. Assim, pode-se calcular a eficiência das inspeções de campo pela relação entre a quantidade de fraudes encontradas pela quantidade de inspeções efetivadas em campo. Nesse caso, 0,0063%, um índice bastante pequeno. Conforme trabalho feito na empresa, e apresentado em [1] em 2003, processos de mineração de dados na empresa permitiram aumentar esse número para 8,3% logo nos primeiros testes.

Na leitura mensal nos equipamentos de medição, o leiturista verifica o estado da entrada de serviço e o consumo da Unidade Consumidora. Nessa leitura devem ser verificados:

- a) Constatação de anormalidade entre o consumo lido e presumido pelo tipo de instalação;
- b) Quebra de lacres;
- c) Auto-religações;
- d) Interligações clandestinas;
- e) Furtos nos ramais de entrada/aéreo;

Quando um leiturista se depara com qualquer dessas irregularidades, deve então fazer o devido encaminhamento para as equipes de inspeção no campo. Estas precisam estar devidamente treinadas para uma verificação minuciosa.

3.4.2.1. Estrutura das equipes de inspeção e regularização de fraudes

Segundo [75], as 300 equipes de combate a fraudes utilizadas pela Eletropaulo são compostas por dois eletricitas em campo, que possuem como objetivo a busca das irregularidades nos sistemas de medição de consumidores alimentados em baixa, média e alta tensão em toda a área de concessão. O investimento inicial por cada profissional é estimado em R\$3.000,00 entre equipamentos e uniformes especiais de campo, além de ferramentas e veículos apropriados. Entre os anos de 2003 e 2006 foram efetuadas aproximadamente 1.685.000 inspeções em centros de medição, resultando em mais de 200.000

autuações por irregularidades provocadas nos centros de medição, além de 133.500 anomalias/defeitos em equipamentos de medição. Além destes investimentos iniciais, as equipes precisaram ser equipadas com comparadores de energia, sondas, boroscópio (equipamento com câmera para ser inserido no cachimbo de entrada da medição do cliente, que auxilia na identificação de derivações dentro da alvenaria) e máquinas fotográficas. Devido à sensível evolução no que diz respeito às tecnologias aplicadas pelos fraudadores, torna-se cada vez mais difícil a identificação destas irregularidades sem métodos e equipamentos adequados para detecção.

3.4.2.2. Estrutura interna de gestão da fraude

Para adequação das atividades internas à demanda dos resultados obtidos nas atividades das equipes de campo, as empresas necessitam estrutura de atendimento comercial com lojas de atendimento, equipamentos, pessoas capacitadas e ambientes propícios para as negociações. No caso da Eletropaulo, mais de 200 mil atendimentos sobre consumo irregular foram feitos desde 2003 por sua estrutura [75].

3.5. Melhores Práticas da ABRADEE

A ABRADEE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, publicou documento onde coletou práticas para atingir objetivos constantes na estratégia de combater as Perdas Comerciais, especificamente as PNT1.

Na figura 3.3 são apresentados os números de perdas globais em algumas concessionárias do Brasil, segundo a ABRADEE, para o ano de 2005, com o correspondente número de unidades consumidoras por empresa.

Figura 3.3 – Gráfico de Perdas Globais de algumas concessionárias do Brasil em 2005

A ABRADÉE elaborou um programa de benchmarking, para definir os temas considerados estratégicos para o setor e os objetivos estratégicos, para obter um caminho crítico comum sobre os aspectos relativos às perdas comerciais. Os principais aspectos relativos à gestão do problema de perdas comerciais são abordados. Foram considerados temas estratégicos para as empresas, considerando os diferentes estágios de desenvolvimento e as diversas situações encontradas em cada empresa. Ao final foi gerado um mapa geral do Programa, com assuntos importantes para todas. São apresentadas a seguir as principais práticas de empresas brasileiras participantes da ABRADÉE, consolidadas por objetivo e por empresa (as empresas pioneiras em cada prática, quando existem, estão sublinhadas):

1 – Objetivo: Desestimular a aceitação social das fraudes e furtos

- Elaboração de Plano de Mídia para conscientização e campanhas para denúncia (ABRADÉE – Grupo de comunicação)
- Queixa policial para criminalização do fraudador (LIGHT)
- Bonificação para funcionários para denúncia de fraude (Projeto Faro Fino) (SAELPA)
- Canais de denúncia (ELETROPAULO/LIGHT)

2 – Objetivo: Aprimorar políticas de regularização e eficiência energética

Prática Genérica: Política de regularização de consumidores clandestinos atrelada a ações e programas sociais, assistência permanente, políticas de inclusão social e enquadramento na tarifa baixa renda.

- Programa de conscientização de consumidores pré e pós-regularização (ELETROPAULO/AMPLA)
- Doação de padrão de entrada e equipamentos mais econômicos (LIGHT)
- Regularização com rede robusta (cabo concêntrico ou multiplexado) para dificultar o acesso de possíveis fraudadores (AMPLA/CEMIG)
- Instalação de Aquecedores Solares para consumidores Baixa Renda usando recursos do programa de eficiência energética (CEMIG)

3 – Objetivo: Aprimorar processos nas dimensões jurídicas, fazendárias, policial e regulatória.

- Ações de esclarecimento e seminários junto ao Poder Judiciário (Ministério Público e Magistrados) e Jornalistas. (CEEE/ELEKTRO)
- Material de esclarecimento para o Poder Judiciário (LIGHT)
- Criação de Centrais de Conciliação nos Fóruns (ELETROPAULO)
- Auxílio no aparelhamento da delegacia especializada de roubo em serviços públicos delegados. Patrocínio na formação de peritos oficiais. (LIGHT/AMPLA/CEEE)
- Montagem de laboratório de medição e calibração a ser doado ao Instituto de Perícia (CEEE)
- Regime especial de recolhimento de ICMS sobre valores recuperados (ELETROPAULO)
- Parcerias das empresas distribuidoras com fazendas estaduais e outros órgãos fiscalizadores para identificação e fiscalização conjunta de diversos tipos de fraude (quem fraudava também pode sonegar)

4 – Objetivo: Estratificar perdas comerciais e identificar perda estrutural

- Balanço energético segmentado (SAELPA)
- Monitoramento da regularização para decisão sobre o processo de continuidade da regularização e para subsidiar a identificação da perda estrutural (LIGHT/ELEKTRO)
- Uso de estudos estatísticos para estratificar perdas (correlação perdas x perfis sócio-econômicos, de consumo, relacionamento com call-center), com medição amostral (ELEKTRO)
- Criação de Banco de Dados de tipos de irregularidades/fraudes por segmento com acesso restrito.

5 - Objetivo: Aprimorar políticas de recuperação de valores retroativos

- Colocação de fraudadores no cadastro do SERASA (residencial no SPC) com Termo de Confissão de Dívida. Corte por falta de pagamento do débito de consumo irregular. (LIGHT/ELETROPAULO/SAELPA/CEEE/AMPLA)
- Sistema de negociação simplificado via telefone e confirmação nos agentes arrecadadores (LIGHT/SAELPA)
- Negociação simplificada em campo (CEMIG/ELETROPAULO)
- Negociação terceirizada (CEEE)
- TOI (Termo de Ocorrência de Irregularidade) de acompanhamento para clientes com suspeita de manipulação (ELETROPAULO/ELEKTRO)
- Central de cálculo de débitos (ELETROPAULO)
- Estudo para determinar tempos de retroação para cálculo de débitos correlacionando taxa de inadimplência versus tempo de retroação (ELEKTRO)

Outras práticas em estudo:

- Colocação de parcela de dívida na conta: (pode aumentar a inadimplência). A Light pratica.
- Tempo de retroação utilizado para cálculo (máximo 5 anos, conforme Código Civil):
 - Elektro: Poder público: 5 anos; Industrial e Comercial – até 3 anos; Residencial e Rural – até 2 anos; Baixa renda – até 1 ano.
 - SCL: Energipe até 3 anos; Saelpa/Celb: 1 ano para o residencial, outras classes até o degrau;
 - Light: até 2004: Baixa Renda: 6 meses; Residencial: 12 meses; Demais classes: 24 meses. Hoje: até onde identificar limitado a 5 anos. Baixa renda em favela não aplica.
 - Cemig: até onde identificar limitado a 5 anos
 - CEEE: até onde identificar sem limitação.
 - Eletropaulo: Residencial: 24 meses; Demais classes: 30 meses.
- Gestão de recuperação deve ter o objetivo de diminuir os valores a serem recuperados com o tempo

6 – Objetivo: Investir em tecnologia (rede, medição, software, ferramental) para evitar furtos

Uso de lacres rastreáveis. Cada lacre é associado ao medidor via sistema computacional corporativo. Usa leitura ótica para verificação da integridade. O processo visa criar rastreabilidade e possibilidade de verificação de alterações. Aplicável a medidores novos ou reformados. Vantagens: melhoria no tempo de inspeções, redução das possibilidades de clonagem de lacre, redução de roubo. (ELEKTRO/CEMIG/LIGHT)

Uso de Data Mining e ferramentas estatísticas para direcionamento de inspeções (CPFL/ELEKTRO)

- Uso de novas tecnologias e ferramentas para inspeção (Câmeras fotográficas digitais, Fiberscope, Instrumentos Verificadores, Palm) (ELETROPAULO)
- Padrões de rede antifraude (AMPLA/SAELPA/CEMIG/LIGHT)

- Padrões de medidor antifraude (securização da medição) (LIGHT)

Uso de sistema integrado de gestão e controle de irregularidades e suspeitas (LIGHT/ELETROPAULO)

Uso de Telemedição (ELETROPAULO/LIGHT)

7 – Objetivo: Aprimorar processos e gestão da medição e inspeção operacional

- Blindagem da medição com uso de padrões de medidor antifraude (normalização com securização da medição) (LIGHT)
- Uso de equipes verticalizadas (túneis) (LIGHT)
- Blitz e mutirão de inspeções (CEMIG)
- Gestão de parque de medidores (ELEKTRO)
- Formação de base de dados para direcionamento de inspeções, com informação de leituristas, denúncias, indícios, informações de faturamento (degrau de consumo). Gestão de inspeções com base em Data Mining (SAELPA)
- Formação de equipe orientadora com inspetores experientes (SWAT – Escola Volante) (ELETROPAULO)

8 – Objetivo: Aprimorar processos de faturamento (do cadastro, ligação e leitura até a emissão de conta)

- Gestão de leitura: após 2 impossibilidades é mandado aviso de corte (aplicação da legislação e integração com a área de faturamento) (ELETROPAULO)
- Eliminação de autoleitura e plurimensal na área rural (CEEE)

Inspeção em clientes novos (ELETROPAULO/LIGHT).

Toda ligação do grupo A e do grupo B com medição indireta é feita com mão-de-obra própria (CPFL/CEMIG/LIGHT)

9- Objetivo: Buscar eficiência na gestão e avaliação de contratos terceirizados

- Contratos de longo prazo (2 a 3 anos) (ELEKTRO/LIGHT)
- Auditoria Periódica amostral para avaliação de terceirizados (CPFL)
- Ranqueamento dos prestadores de serviço / Eventos para motivação / Premiação (CPFL)
- Gestão de turn-over de mão-de-obra terceirizada e própria (ELEKTRO)
- Realização de Workshop anual das melhores práticas do serviço (própria e terceirizada) (ELEKTRO)
- Sistema integrado de gestão de contratados (treinamento, financeiro, etc.) (ELEKTRO)
- Avaliação da contratação de terceiros no impacto da fraude.
- Preocupação na realocação no caso de dispensas, para evitar o incentivo aos dispensados para a entrada no “mercado” da fraude.

10 – Objetivo: Aprimorar métodos de consistência do faturamento

- Adoção de regras de consistência de dados de equipamentos de medição (constantes) no faturamento (ELEKTRO/CEMIG/CPFL)

Estas pertinentes contribuições da ABRADÉE ao problema das Perdas Não-Técnicas, foram obtidas através dos resultados de grupos de trabalho que contaram com a colaboração de quase todas as concessionárias do Brasil, e que trouxeram suas experiências mais relevantes sobre o tema. A reunião dessas contribuições e os diversos debates certamente aprimoraram as práticas individuais dessas empresas em relação às estratégias de combater as Perdas Comerciais.

Embora se esteja longe de esgotar o tema, os diversos aspectos tratados ao longo dos capítulos deste trabalho abordam praticamente todas as questões relevantes ao problema em questão.

3.6. Aspectos Regulatórios

Uma abordagem dos aspectos regulatórios é apresentada em [29]. O trabalho considera que entre os aspectos mais relevantes abordados nos processos de revisão tarifária em países latino-americanos estão o volume de perdas não-técnicas e os gastos para o controle das mesmas a serem reconhecidos na tarifa. Conforme esse estudo da consultoria argentina Mercados Energéticos, são observados alguns exemplos de empresas de distribuição do Chile, Colômbia e Peru. Do ponto de vista dos órgãos reguladores, esta conjunção de perdas não-técnicas a serem reconhecidas, e os gastos feitos para combatê-las, deve ser tal que minimize o custo total a ser transferido aos usuários. Também é necessário um comparador objetivo contra o qual a empresa compare sua gestão. Pelo lado da concessionária, é importante que os objetivos de combate a perdas sejam alcançáveis, e sejam considerados dentro do contexto onde o serviço é prestado, sobretudo do ponto de vista sócio-econômico. Nesse estudo, são avaliados basicamente 2 aspectos:

- 1-a relação entre os níveis de perdas globais e indicadores sócio-econômicos;
- 2-uma metodologia para determinação do nível de perdas não-técnicas a ser reconhecida nas revisões tarifárias na Colômbia.

Quando é feita uma análise da correlação entre os níveis de perdas e os indicadores sócio-econômicos de empresas na Colômbia, uma conclusão interessante é que os níveis de perdas não-técnicas não deve necessariamente ser o mesmo em todas as áreas de concessão de um país. Considera-se aqui o índice NBI (Necessidades Básicas Insatisfeitas, ou não-satisfeitas), que identifica as carências de certos bens e serviços básicos à subsistência das pessoas de uma região, e tem como base as condições de infra-estrutura e

indicadores econômicos e de educação. Também é introduzido o conceito de ICV (Índice de Condições de Vida), que também considera variáveis de infraestrutura, porém abrange a base de cálculo das Linhas de Pobreza e Indigência, além de variáveis relativas à capital humano e seguridade social.

O artigo deixa nítida a correlação entre baixos Índices de Condições de Vida e altos índices de Perdas Globais, bem como altos índices de Necessidades Globais Insatisfeitas e altos índices de Perdas, numa comparação entre várias áreas de concessão da Colômbia, Chile e Peru. Outras variáveis econométricas também confirmam essas relações.

Sobre o segundo item, é elaborada uma metodologia para determinação do nível de PNT e gastos com a manutenção desses índices de PNT. É feita a análise Benefício/Custo para analisar os investimentos que devem ser feitos para diminuição das PNT, com o objetivo de assegurar que os recursos econômicos sejam investidos de forma eficiente. Essa avaliação econômica na verdade é feita sob a ótica social, ou seja, analisa como os investimentos em programas de diminuição de PNT se transformam em melhorias no nível de consumo de diferentes bens e serviços, e no uso de recursos e insumos. Naturalmente é esperada uma diminuição nos Custos Marginais de expansão da Distribuição quando diminuem os índices de PNT. Assim, o cálculo do benefício econômico se dá considerando-se o aumento da oferta de energia que surgiu com a diminuição das perdas. Conclui o estudo que é eficiente recuperar-se energia até o ponto onde os custos de recuperação são iguais aos benefícios sociais mensuráveis alcançados, basicamente a oferta de energia advinda da parcela de PNT eliminadas.

No capítulo 6 esses conceitos serão explorados através da busca por um índice de Perdas Comerciais Ótimas, abordando o problema das Perdas Comerciais sob o ponto de vista econômico, verificando como é feita a divisão das despesas geradas pelas PNT1 e PNT2, e propondo análise Custo/Benefício. Essa análise procura responder, considerando os custos das

inspeções e as receitas recuperadas, até quando é financeiramente interessante investir na diminuição das Perdas Comerciais.

3.7. Aspectos Jurídicos

A questão jurídica aborda os procedimentos legais de combate a perdas comerciais. Alguns trabalhos serão comentados a seguir à contextualização do problema.

3.7.1. Contextualização Histórica

Desde a vigência da Constituição de 1934, eventuais ilícitos praticados na utilização da energia elétrica estavam resguardados pelo Decreto Lei 41.019 de 1957: “ao concessionário a aplicação das penalidades previstas nos contratos de Concessão ou nos regulamentos em vigor”.

No âmbito penal, a Comissão Redatora do Código Penal, Decreto-Lei nº 2.848 de 07/12/1940, na Exposição de Motivos do referido projeto de lei, ao tratar dos crimes contra o patrimônio no item 56, já vislumbra a necessidade de ser reconhecida como possível objeto de furto a “energia elétrica ou qualquer outra que tenha valor econômico”. Isto porque, “toda energia economicamente utilizável e susceptível de incidir no poder de disposição material e exclusiva de um indivíduo (como por exemplo, a eletricidade, a radioatividade, a energia dos reprodutores, etc.) pode ser incluída, mesmo do ponto de vista técnico, entre as coisas móveis, cuja regulamentação jurídica, portanto, deva ficar sujeita”.

O Código Civil de 2002, no artigo 186, estabelece que “aquele que, por ação ou omissão voluntária, negligência ou imprudência, violar direito e causar dano a outrem, ainda que exclusivamente moral, comete ato ilícito”.

A regulamentação que trata da constatação da irregularidade e da cobrança retroativa da energia consumida por clientes fraudadores é dada pela Resolução ANEEL nº 456/2000 [69], em seus artigos 72 a 78. Em particular o artigo que trata da cobrança retroativa dos clientes fraudadores é o de número 72, que em seu inciso IV apresenta três alíneas que tratam da arrecadação destes valores.

3.7.2. Previsão Legal

Quanto à Legalidade, o Código Penal enquadra cada tipo de irregularidade em um Tipo Penal distinto, a saber: artigo 155 §3º c/c 4º, artigo 171 e artigo 265, parágrafo único, como tipos penais envolvendo furto, fraude e estelionato, e atentados contra a segurança do serviço público, abaixo definidos:

- a) Artigo: 155 §3º – Furto simples – pena de reclusão de 1 a 4 anos, e multa.

O Furto Simples ocorre quando é detectada uma ligação direta sem passar pelo medidor de energia, a qual pode ser visualizada sem dificuldades (ligação clandestina). A seguir é apresentada a Jurisprudência a respeito:

“Resta seguramente comprovada a subtração de energia se o laudo pericial oficial dá conta da inexistência de medidor e constata uma ligação clandestina.” (Desembargador Ricardo Bustamante – Julgamento em 03/12/2002 – Quinta Câmara Criminal – TJRJ). Palavras-chave: Furto - Fornecimento clandestino de energia elétrica - Concurso de pessoas - Não conhecimento - Redução de penal - Aplicação do artigo 155 do Código Penal - Furto de energia.

- b) Artigo 155 §3º c/c §4º - Furto qualificado – pena de reclusão de 2 a 8 anos, e multa.

O Furto Qualificado ocorre quando é detectada uma ligação direta sem passar pelo medidor, a qual não pode ser visualizada com facilidade, sendo necessários exames detalhados por parte dos peritos criminais. A seguir é apresentada a Jurisprudência a respeito:

“Se a prova é segura no sentido de que o acusado era o responsável pela empresa em funcionamento no local, onde foi constatado o furto de energia elétrica; mandou instalar os aparelhos de ar condicionado cuja ligação irregular estava gerando desvio de energia e foi o responsável pela contratação daquele que se encarregou da instalação criminosa, confirma-se a sentença condenatória. (...)” (Apelação improvida. Desembargadora Maria Raimunda T. Azevedo – Julgamento em 16/09/2004 – Oitava Câmara Criminal do RJ). Palavras-chave: Furto de energia elétrica - Fraude - Furto de energia qualificado pela fraude. Absolvição. Tese defensiva rejeitada.

- c) Artigo 171 caput – Estelionato – pena de reclusão de 1 a 5 anos, e multa;

O Estelionato ocorre quando a fraude se dá no próprio aparelho de medição, normalmente quando se altera as engrenagens, induzindo a concessionária a erro. A seguir é apresentada a Jurisprudência a respeito:

“Inteligência de consumo de energia elétrica caracteriza o crime de estelionato, e não o furto de energia qualificado pela fraude, pois o fato de a empresa fornecedora desconhecer que está entregando mais energia que a registrada pelo aparelho, configura exatamente o ardil típico da figura penal do art. 171 do Código Penal.” Apelação nº. 1.028.947/1, RJTACRIM 31/140. Palavras-chave: Estelionato - Alteração do relógio medidor de consumo de energia elétrica - Configuração: Furto de energia qualificado pela fraude - Inocorrência do artigo 140 do Código de Processo Penal - Alteração do relógio medidor.

- d) Artigo 265 parágrafo único – Atentado contra a segurança de serviço de utilidade pública – pena de reclusão de 1 a 5 anos e multa.

Esse caso refere-se aos atentados contra a segurança ou funcionamento de serviço de água, luz, força ou calor, ou qualquer outro de utilidade pública. Aumenta-se a pena se o dano ocorrer em virtude de subtração de material essencial ao funcionamento do serviço. Não há jurisprudência a respeito.

3.7.3. Do cenário jurídico atual

Em [61], segundo a COPEL, a demora na prestação jurisdicional, em razão do aumento da criminalidade e por consequência no número de ações penais tramitando perante o Poder Judiciário, faz com que a sentença penal transitada em julgado raramente atinja a fase executória, quer pela prescrição intercorrente quer pela superveniente, inviabilizando, desta forma, a execução penal (cumprimento de sanção prevista no Código Penal). Isso tem contribuído com a idéia de impunidade para esse tipo de infração. No decorrer da experiência desta Concessionária no combate ao procedimento irregular, verifica-se que somente as medidas repressivas implementadas através da realização contínua e periódica de inspeções em UC's não são suficientes para conscientizar o consumidor: o índice de reincidência, principalmente em estabelecimentos industriais e comerciais é muito elevado. Essas dificuldades jurídicas indicam para as concessionárias brasileiras a importância de empreender ações baseadas em práticas de educação da sociedade/mercado. Medidas preventivas e repressivas irão contribuir decisivamente no combate a perda de receita decorrente de Procedimento Irregular.

Outra questão que merece destaque é a previsão de suspensão condicional do processo, nos termos da Lei 9.009/95, para as penas mínimas de até um ano de reclusão e para infrações de pequeno potencial ofensivo (pena máxima em abstrato não superior a dois anos) permitem a transação penal, se aplicado à multa ou restritiva de direitos.

Ressalta-se, ainda, que para a aplicação das medidas privativas citadas, é necessária a confirmação da materialidade e da autoria do delito, caso contrário o agente não poderá ter sua liberdade privada. Para se alcançar essa hipótese o agente deveria ser pego praticando a conduta, o que permitiria até a prisão em flagrante do infrator, em razão da certeza visual do crime. No entanto, para sua concretização é necessário haver por parte das concessionárias uma ação de combate ao furto e à fraude de energia com fins específicos para que os infratores sejam pegos praticando as condutas descritas. Os artigos Art. 16 e 65, III, b, do Código Penal que tratam, respectivamente, de arrependimento posterior e circunstâncias atenuantes, também contribuem para a aplicação não efetiva das medidas restritivas de liberdade.

Conforme [61], em análise a decisões emanadas do Poder Judiciário ao longo dos últimos anos, percebeu-se a existência de uma fragilidade do arcabouço legal, especialmente em relação à Resolução 456/2000, substrato legal que dá sustentação a todo procedimento administrativo a ser observado em caso de irregularidade nos equipamentos de medição de energia, detectados pela Concessionária. Esta fragilidade decorre, conforme o artigo, da inexistência de reserva legal suficiente a alicerçar as cobranças decorrentes do Procedimento Irregular, frustrando, desta feita, o retorno de receita aos cofres da concessionária. Atualmente, no Estado do Paraná, as decisões judiciais, por vezes têm apontado que os fundamentos legais autorizadores da cobrança de débitos oriundos de fraude ou furto de energia, não poderiam advir de uma Resolução, que tem força normativa mínima. Assim, somente uma lei poderia sustentar a cobrança dos débitos, uma vez que teria conteúdo normativo suficiente para exercer poder coercitivo de cobrança. Portanto, visando a solução deste problema, o estudo recomenda a transformação do art. 72 da Resolução 456/2000 da ANEEL em lei ordinária, cuja densidade normativa é superior ao da Resolução. Ainda segundo o texto, outro aspecto não menos relevante refere-se à obediência ao princípio constitucional estabelecido no rol

dos direitos e garantias fundamentais, contido no art. 5º da Carta Magna, qual seja o “devido processo legal”, que além de se constituir em obrigação constitucional, demonstra seriedade e respeito ao processo em tela.

A seguir apresentam-se duas jurisprudências a respeito:

“O impetrante demonstrou quantum satis, seu direito líquido e certo de não ver suspenso o fornecimento de energia elétrica, fazendo uso legítimo e adequado do remédio constitucional, cumprindo à apelada, eventualmente, discutir outros fatos que se possam relacionar com as partes em medida adequada, impossível de se analisar nesta via tais fatos.” (TJPR – Apelação Civil 0111313-1 – (8120) – Foz do Iguaçu – 5ª Câmara Cível – Relator Desembargador Antônio Gomes da Silva – DJPR 25.03.2002).

“Não pode a concessionária suspender o serviço de fornecimento de energia elétrica como forma de compelir o consumidor ao pagamento de débito de valor controvertido, que se refere à diferença de contas advindas de eventual irregularidade no medidor, apurada unilateralmente pela fornecedora, que é concessionária de serviço público. Ilegalidade passível de correção pela via mandamental”. (TJMT – RNS 8.621 – Mirassol D'Oeste – 3ª Câmara Cível – Relator Desembargador José Ferreira Leite – J. 15.08.2001). Palavras-chave: Reexame Necessário de Sentença – Mandado de Segurança Preventivo – Corte de energia elétrica por débitos referentes a suposto consumo não auferido por medidor defeituoso – Apurado unilateralmente pela fornecedora – Ameaça de corte coercitiva a pagamento – Ilegalidade – Direito líquido e certo ferido – Segurança Concedida – Sentença Mantida.

O Código Penal classifica os furtos e fraudes de energia elétrica, o que permite ações de cobrança e regularização por parte das concessionárias. As jurisprudências pesquisadas, entretanto, dão parecer favorável ao consumidor durante o julgamento de casos de irregularidade, unilateralmente apurados pelas concessionárias.

Outro aspecto relevante apontado pela COPEL e que dificulta a recuperação de receita, diz respeito ao fato de que os débitos provenientes do consumo de energia elétrica não estão vinculados à unidade consumidora/ imóvel (UC), mas ao seu titular. Assim, como existem inúmeros mecanismos que facilitam a alteração na titularidade da UC, muitas ocorrem buscando sonegar o pagamento de débitos derivados de Procedimentos Irregulares - PI's. Portanto, há necessidade premente de se buscar alternativas construtivas de modelos que, no mínimo, dificultem tal conduta, como também, que viabilizem a cobrança de débitos de pequena monta provenientes desta alteração de titularidade de UC's.

De acordo com o ponto de vista da ANEEL, em artigo sobre o tema [18], que trata do tratamento de irregularidades na medição no âmbito administrativo, o Regulador destaca a importância de que, se não fixar um patamar máximo admitido de perdas e permitir o repasse das perdas informadas pelas concessionárias distribuidoras, sem limitações, estaria incorrendo em uma conduta duplamente negativa. De fato, por um lado estaria convalidando uma gestão ineficiente do setor e, por outro, prejudicando os consumidores que cumprem suas obrigações, pois estariam vendo refletidas nos valores de suas tarifas as perdas causadas por aqueles que não cumprem regularmente essas obrigações, e que incorrem em fraude ou uso irregular da energia. Assim, as concessionárias quantificam suas perdas, permitindo identificar ações e o direcionamento de recursos, objetivando sua redução. Porém, ao realizar campanhas de combate às irregularidades na medição, as distribuidoras de energia elétrica muitas vezes negligenciam os procedimentos de identificação e o preenchimento dos formulários, comprometendo a fiel caracterização da irregularidade, conforme exigido pela regulamentação vigente. Isso provocou um elevado número de consumidores afetados e conseqüente aumento no número de reclamações na ouvidoria da ANEEL.

Em que pese tratar-se de garantia fundamental, verifica-se junto ao setor, que em algumas Concessionárias tem se adotado processo administrativo

“simplificado”, evitando algumas fases do procedimento, aumentando as dificuldades jurídicas envolvidas.

3.8. Perdas Não-Técnicas do Tipo 2

Devido a sua menor relevância dentro do contexto de perdas nas empresas de distribuição de energia, a literatura a respeito das PNT2 é bem menos extensa, sendo raro encontrar estudos mais detalhados sobre o tema. Serão feitos alguns comentários sobre cada parcela que compõe as PNT2 no capítulo 6, onde o tema será abordado sob o aspecto econômico-financeiro, discutindo formas de avaliá-las e mitigá-las. Talvez a parcela mais significativa das PNT2 seja a relativa à gestão do parque de medidores, motivo pelo qual esse assunto será inicialmente tratado a seguir.

3.8.1. Gestão do Parque de Medidores

A gestão do parque de medidores é assunto que merece especial atenção. Para uma concessionária de distribuição, o conhecimento do comportamento dos seus medidores de energia instalados principalmente na rede de baixa tensão, é de fundamental importância. Permite a identificação de problemas que possam incorrer em perdas comerciais, PNT Tipo 2 devidas a falhas ou má aferição dos medidores, e deve resultar em ações corretivas ou preventivas no sentido de verificar a conformidade dos medidores com as normas de metrologia.

O autor teve experiência de um trabalho recente cujo objetivo foi fornecer as bases metodológicas, fundamentadas em análises estatísticas e econométricas, para a análise técnico-econômica da substituição de eventuais grupos de medidores eletromecânicos problemáticos, principalmente no que se refere ao erro de medição de energia a menor. Como resultado, a proposição

de um plano de ação para troca de medidores de energia eletromecânicos instalados em unidades consumidoras de baixa tensão.

Algumas premissas para as análises realizadas neste trabalho foram estabelecidas de acordo com a experiência prática de especialistas em aferição e reforma de medidores eletromecânicos. Por exemplo, a estratificação dos grupos de medidores por faixas de idade, uma vez que, ao senso comum, esta variável teria influência determinante no aumento do erro de medição de energia.

Como resultado final, além de oferecer visibilidade sobre os problemas existentes no parque de medidores da concessionária, o trabalho identificou os grupos de medidores a serem substituídos, sempre através de análises estatísticas e estudos de viabilidade econômica. Os resultados obtidos, principalmente no que se refere ao comportamento dos erros médios de medição em função da idade dos equipamentos, foram bastante surpreendentes, uma vez que o senso técnico comum indicava uma correlação bastante forte entre erro e idade. O comportamento da carga, bem como as análises fundamentadas na campanha de medidas, foram bastante importantes para o correto tratamento dos dados de erros de medição, e também dos montantes de energia reativa obtidos para as análises referentes aos medidores eletrônicos. Como resultado final, um plano de substituição de grupos específicos de equipamentos de medição.

Este estudo também sugere que os medidores eletrônicos apresentam expectativa de custos decrescentes, o que, aliado aos benefícios diretos da medição e cobrança de energia reativa, podem tornar-se uma opção economicamente viável em um futuro próximo.

CAPÍTULO 4

COMBATE E DETECÇÃO: METODOLOGIAS PARA INFERÊNCIA DE PERFIL FRAUDADOR

4.1. Introdução

O combate às Perdas Não-Técnicas do Tipo 1 diz respeito principalmente às técnicas para detecção de unidades consumidoras com fraude ou consumo irregular. Tais técnicas permitem auxílio às empresas para detecção de prováveis fraudadores, e serão tratadas neste capítulo. As demais questões relacionadas ao Combate, principalmente a Gestão e a Capacitação das Equipes, foram abordadas no capítulo 3.

Dentre os caminhos possíveis para se atingir o objetivo de descobrir quais são os clientes fraudadores de uma empresa de distribuição de energia elétrica, um tem tido destaque para melhorar as estatísticas da busca de fraudes, com grande aceitação nas concessionárias brasileiras: a utilização de Mineração de Dados, ou *Data Mining*. A mineração de dados tem representado um notável avanço na busca de fraudadores de energia elétrica, tornando-se um aliado importante na melhoria dos índices de sucesso das inspeções de campo.

É importante citar, porém, que diferentemente da busca aos furtos, que é normalmente feita a partir da identificação do núcleo em áreas normalmente já mapeadas pelas concessionárias, as fraudes são de difícil descobrimento. Uma simples inspeção visual, na maioria das vezes, não consegue detectar uma fraude, pois são feitas exatamente com o objetivo de não serem encontradas. Uma inspeção de busca a fraude normalmente necessita uma equipe altamente treinada e com equipamentos adequados. A estrutura das equipes de fraudes foi apresentada no capítulo 3.

Na primeira parte desse capítulo, será investigada a utilização das ferramentas estatísticas e de Inteligência Artificial, sendo contextualizada sua importância no cenário atual do Setor Elétrico. Também será definido com mais rigor o conceito de *Data Mining*, serão analisados alguns produtos disponíveis comercialmente, e as técnicas estatísticas disponíveis para auxílio nas priorizações das inspeções de campo.

Considerando-se os mais diversos tipos de fraudes, conforme detalhado em capítulos anteriores, as irregularidades mais comuns ocorrem na adulteração de medidores e na instalação de derivação de circuito antes do medidor. Para identificar fraudadores, a maioria das concessionárias possui metas anuais de unidades consumidoras a serem fiscalizadas. Como serão analisadas a seguir, as metodologias tradicionais, como degraus de consumo, denúncias de outros consumidores ou alertas dos leituristas, eram as principais formas de auxílio na priorização de inspeções. A mineração dos dados cadastrais, dados de inspeções e histórico de consumo das unidades consumidoras, mostraram uma sensível evolução na detecção de perdas comerciais.

Nesse capítulo ainda serão apresentadas informações de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento com a participação do autor [5], que aplicou as mais recentes metodologias que permitem à concessionária programar uma política eficiente de combate às perdas comerciais. Nele foram desenvolvidas e aplicadas técnicas de mineração de dados para auxílio da priorização de inspeções. Através de auditorias permanentes em seu processo de faturamento, o sistema de identificação de perdas foi acoplado a um software capaz de gerenciar a identificação de clientes com comportamento atípico, e assim merecedor de atenção da concessionária, priorizando as atividades das equipes de inspeção de campo.

4.2. Histórico da utilização de ferramentas estatísticas e Inteligência Artificial e sua importância no cenário atual do Setor Elétrico

Diversas áreas de conhecimento utilizam técnicas estatísticas básicas e avançadas para estudos de aplicação com grandes massas de dados, tais como: Ciências Sociais, Pesquisa Biomédica, Engenharia, Controle de Qualidade, Pesquisa de Mercado, Previsão, Negócios, Pesquisa e Desenvolvimento, etc.

Com a evolução da informática, muitos softwares foram desenvolvidos para serem utilizados na Análise Estatística e Mineração de Dados, apresentando ótimo desempenho para trabalhar com grande volume de informações, não facilmente tratáveis através de técnicas convencionais.

4.2.1. Análise de histórico de consumo de unidades consumidoras - Degrau de consumo

Historicamente, as concessionárias de energia tentam descobrir comportamentos irregulares de seus clientes. Olhando para o histórico de consumo de um determinado consumidor, é natural esperar certa estabilidade nos seus gastos mensais com a conta de energia elétrica, com justificadas variações ao longo do ano. Dessa forma, degraus acentuados de consumo a menor poderiam estar associados a uma fraude elaborada por um consumidor, com intenção de diminuir seus dispêndios mensais de energia. Fazendo uma derivação na alvenaria, antes do medidor de energia, ele desvia parte da carga instalada para um circuito que simplesmente não é faturado pela concessionária. A partir do momento em que é feita a fraude, o consumo medido cai correspondentemente, mantendo-se consistentemente menor, e assim gerando um indicador da possibilidade da existência de fraude. É comum no setor utilizar-se um valor fixo, usualmente 20%, para o de grau negativo de consumo como indicativo de necessidade de inspeção. Fazendo uso deste método para geração da lista de inspeções, num número limitado de unidades

consumidoras (UC's), de acordo com a capacidade de inspeções de campo da empresa, tem-se uma maneira tradicional de buscar consumos fraudulentos. Claro que se a derivação é feita já na construção do imóvel, esse tipo de metodologia é incapaz de inferir a fraude. Nesse caso, apenas inferências baseadas na relação consumo-carga instalada poderiam sugerir a existência de fraude. Por exemplo, uma casa de luxo com consumo mensal muito baixo evidencia uma grande probabilidade de irregularidade.

Todas as empresas sempre esperam desencorajar possíveis fraudadores, evitando assim que os índices de perdas comerciais subam em demasia, mas as técnicas tradicionais não permitem mais diminuir suficientemente os números de perdas comerciais das empresas. Tal metodologia, quando utilizada isoladamente, possui baixa eficiência. Por diversos motivos que serão vistos a seguir, o índice de sucesso de inspeções de campo utilizando-se apenas o degrau negativo de consumo como indicativo de fraude é relativamente baixo. Considerando-se os elevados custos das inspeções, que implicam em deslocamento de equipes treinadas, veículos e equipamentos de aferição, fica clara a importância da busca da melhoria dos índices de sucesso, enviando as equipes de auditoria onde realmente estão as fraudes.

São diversos os fatores que fazem com que a análise do degrau de consumo tenha baixo índice de eficiência na descoberta de fraudes. Caso a fraude tenha sido efetuada em uma data anterior ao início do histórico de consumo disponível, naturalmente não existirá degrau, e o método será inócuo. No caso de uma família que saia de férias, seu consumo também irá diminuir, porém ao retornar de viagem, seu consumo deve retornar aos patamares anteriores. Casas de veraneio costumam ter consumo bastante sazonal. Nos meses de verão, onde seu uso é maior, o consumo tende a ser bastante superior ao dos demais períodos do ano. Consumidores rurais também têm épocas de uso mais intensivo de eletricidade, de acordo com os períodos de plantio e colheita. Quando um filho sai de casa também se espera uma diminuição sustentada do consumo de uma residência. Poder-se-ia citar a troca de equipamentos, como um boiler (aquecedor) elétrico por um a gás, e uma grande quantidade de

outros exemplos que indicam a necessidade de refinamento da tecnologia do “degrau de consumo”.

4.2.2. Localização

A localização da unidade consumidora é outro atributo de grande potencial para auxílio à análise do degrau de consumo, mesmo nas metodologias tradicionais, anteriores a utilização dos processos de Data Mining. Por trás da variável “localização”, encontra-se um fato bastante importante para a descoberta das fraudes. Quando um cidadão opta pela fraude, e começa a pagar menos na sua conta de luz, é comum que os vizinhos saibam. Assim, muitos também solicitam os serviços do “especialista” que faz o serviço na região, que também tem interesse em vender seus serviços. Até que alguém das redondezas seja descoberto ou punido, existe uma tendência de rápido crescimento dos casos de fraude na região. Isso torna este atributo (localização) importante aliado na descoberta de fraudes. Uma vez descobertos alguns casos em determinado bairro, o mesmo torna-se estatisticamente mais sujeito a descoberta de novos casos do que regiões sem fraudadores. Com a utilização de Data Mining, essa variável mostra-se ainda mais relevante.

4.3. Desenvolvimento de Metodologia para Caracterização de Tendência de Perdas Comerciais

A evolução dos sistemas de informação das empresas do setor elétrico e a existência de bases de dados cada vez mais completas criam um cenário muito propício à aplicação de técnicas de mineração de dados. Essas técnicas buscam, a partir dos dados existentes na base da empresa, identificar padrões e relações que podem ser muito úteis nas tomadas de decisão dentro dos diversos setores da empresa. Em particular, a mineração dos dados cadastrais, dados de inspeções e histórico de consumo das unidades consumidoras, mostram-se muito úteis na detecção de perdas comerciais. A partir desses

dados e da utilização de técnicas estatísticas e de inteligência artificial, como análise discriminante, regressão logística e redes neurais, é possível criar modelos de classificação visando refinar os índices de acertos de auditorias de campo.

4.3.1. Data Mining (Mineração de Dados)

O Data Mining consiste num processo que combina dados armazenados em bancos de dados de informações com as interações realizadas com esses dados [64]. Com o uso do Data Mining, é possível identificar comportamentos dos dados e obter variadas formas de análise sobre as informações, permitindo a obtenção de resultados mais claros. Ele utiliza técnicas analíticas que ajudam a alcançar resultados mensuráveis, que normalmente não poderiam ser descobertos com técnicas convencionais. Um exemplo clássico da literatura de Mineração de Dados é a inesperada correlação entre pessoas que compram fraldas e também cervejas em supermercados dos Estados Unidos. Depois de constatar essa correlação usando softwares de Data Mining, coube aos gerentes de supermercado dispor em gôndolas próximas esses dois produtos, a primeira vista tão distintos.

Para tratar grandes volumes de dados e extrair deles informações e questionamentos, pode-se utilizar o processo conhecido por Knowledge Discovery in Database (KDD), processo esse que envolve a seleção, o pré-processamento e a transformação dos dados, como também a aplicação de algoritmos, a interpretação dos resultados e a geração de conhecimento [1].

A Mineração de Dados é uma das etapas do KDD, em que ocorre a aplicação dos algoritmos com a finalidade de identificar padrões em um conjunto de dados ou a geração de um conjunto de regras que descrevem o comportamento desses dados. Em linhas gerais pode-se dizer que a Mineração de Dados é a exploração e a análise, realizada de forma automática ou semi-

automática, de grandes quantidades de dados com o intuito de descobrir padrões e regras significativas [1].

Portanto, Data Mining é o processo de descobrir informações relevantes, como padrões, associações, mudanças, anomalias e estruturas, em grandes quantidades de dados. É uma técnica de transformação de dados de baixo nível em informações de alto nível, ajudando nos processos de tomada de decisões organizacionais, através do uso de técnicas automáticas de exploração de dados, de forma a descobrir novos padrões e relações, que devido ao volume não seriam descobertas a olho nu [64]. A mineração de dados utiliza técnicas estatísticas e de inteligência artificial para realizar a prospecção em grandes massas de dados.

A extração de conhecimento em bases de dados é um processo complexo que envolve desde a formulação adequada do problema, até a preparação dos dados, análises dos resultados e as respectivas avaliações. As etapas previstas no processo de Data Mining podem ser aplicadas à maioria dos casos. Estas etapas compreendem:

- Preparação de dados
- Definição do problema
- Descoberta das relações
- Análise de novas relações
- Avaliação dos resultados.

O resultado, propriamente dito, da aplicação do Data Mining, é um conjunto de novas relações descobertas mecanicamente com ajuda de programas computacionais.

As técnicas utilizadas no Data Mining são de carácter genérico e podem ser implementadas por meio de ferramentas de Inteligência Artificial e Estatística. Em um problema, são usadas as técnicas de acordo com o tipo de

conhecimento que se deseja adquirir. As técnicas mais utilizadas são: Classificação, Estimação, Previsão ou Predição e Associação.

Após a escolha da técnica e da ferramenta em função do problema a analisar, realiza-se a preparação dos dados.

4.3.2. Medidas Utilizadas nos Modelos de Data Mining Voltados para a Identificação do Perfil Fraudador

A seguir apresenta-se a definição de algumas medidas de locação e de dispersão que são normalmente utilizadas em modelos estatísticos.

a. Média

A média é definida como:

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

b. Variância

A variância é definida como o “desvio quadrático médio da média” e é calculada em uma amostra de dados como:

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i^2) - n * \bar{x}^2}{n-1}$$

c. Desvio Padrão

$$\sigma = \sqrt{\text{variância}} = \sqrt{s^2}$$

O desvio padrão é a medida mais comum da dispersão estatística. O desvio-padrão define-se como a raiz quadrada da variância.

d. Coeficiente de variação

Uma maneira de se expressar a variabilidade dos dados tirando a influência da ordem de grandeza da variável é através do coeficiente de variação, definido por:

$$CV = \frac{s}{\bar{x}}$$

O CV é:

- Interpretado como a variabilidade dos dados em relação à média. Quanto menor o CV mais homogêneo é o conjunto de dados.
- Adimensional, que será positivo se a média for positiva, e será zero quando não houver variabilidade entre os dados, ou seja, $s = 0$.

Um CV para variáveis de consumo de Energia Elétrica é considerado baixo (indicando um conjunto de dados razoavelmente homogêneo) quando for menor ou igual a 25%. Entretanto, esse padrão varia de acordo com a aplicação.

4.3.3. Técnicas de Mineração de Dados

A mineração de dados utiliza diversas técnicas para detectar padrões de conhecimentos automaticamente, fazendo uma análise inteligente dos dados. Existem diferentes técnicas para atender a diferentes propósitos. É determinante que se conheça a fundo a natureza do problema que será tratado na mineração de dados, como também que se tenha um bom conhecimento das técnicas existentes, antes de definir qual técnica usar [1].

4.3.3.1. Regressão Logística

A regressão logística, assim como a regressão linear e múltipla, estuda a relação entre uma variável dependente (resposta) e uma ou mais variáveis independentes [64]. A diferença entre estas técnicas de regressão se deve ao fato de que na regressão logística as variáveis dependentes estão dispostas em categorias, enquanto na regressão linear estas variáveis são dados contínuos. Outra diferença é que na regressão logística a resposta é expressa por meio de uma probabilidade de ocorrência, enquanto na regressão simples obtém-se um valor numérico. Em regressão logística, as variáveis independentes podem ser tanto fatores quanto co-variantes; já as variáveis dependentes poderão estar dispostas em duas ou mais categorias.

A regressão logística é uma técnica que pode ser aplicada em diversas áreas do conhecimento, em situações de análise de dados que envolvem prever o valor de uma variável categórica. Aplica-se em medicina, predizendo o estado de saúde de um paciente; em pesquisa de mercado, prediz se uma pessoa comprará um produto, ou em escolas, onde prediz o provável sucesso de um estudante.

A regressão logística é uma técnica para usar com uma mistura de variáveis preditoras contínuas e categóricas para prever um resultado categórico, ou variável dependente. É vista frequentemente como uma alternativa ao uso da análise discriminante e muitos dos conceitos considerados na análise discriminante aplicam-se à regressão logística.

Na regressão logística, a variável dependente tem duas categorias (logística binária) e o caso mais geral (mais de duas categorias de resultado) é tratado pela regressão logística multinomial. A regressão logística prediz o valor de uma variável que varia em uma escala de 0 para 1.

4.3.3.2. Análise discriminante

A Análise Discriminante é um conjunto de técnicas estatísticas com a finalidade de alocar um elemento em uma de k populações distintas, previamente conhecidas, admitindo-se que este elemento realmente pertença a uma das k populações. O tratamento estatístico dado a esse problema de alocação reside no fato de que os dados utilizados são valores de um conjunto de variáveis aleatórias [64].

Os objetivos da Análise Discriminante são dois:

- i) Analisar se existe diferença entre os grupos quanto a seu comportamento (com respeito às variáveis consideradas, averiguando em que sentido se dão tais diferenças);
- ii) Elaborar procedimentos de classificação sistemática de indivíduos de origem desconhecida, em um dos grupos analisados.

4.3.3.3. Análise de Clusters

A análise de conglomerados, ou clusters, é um dos tipos de análise multivariada, baseada na proximidade dos objetos em relação a uma medida definida. Para a formação dos clusters os dados são tratados a partir das imagens geométricas, correspondentes às expressões algébricas que definem esses dados.

A análise de conglomerados pode ser feita a partir de métodos que consideram a similaridade. O método mais amplamente utilizado realiza a verificação da similaridade através das distâncias euclidianas entre os elementos.

4.3.3.4. Algoritmos Genéticos

Baseia-se nos conceitos genéticos de evolução de seres biológicos, mutação e seleção natural, para resolver problemas de otimização e aprendizado [1]. O

algoritmo genético pode ser definido como um método iterativo utilizado para fazer evoluir uma população de organismos. É usado em Mineração de Dados para formular hipóteses sobre dependências entre variáveis, de maneira tal que estabeleça um formalismo interno.

O processamento genético serve para otimizar a aptidão de indivíduos sobre gerações sucessivas, propagando o material genético através dos indivíduos mais aptos, de uma geração para outra.

Utilizando-se operadores de seleção, cruzamento e mutação, sucessivas gerações de soluções são formuladas. Com a evolução das soluções, somente aquelas com maior poder de previsão sobrevivem, chegando-se na otimização da solução, ou seja, na convergência de uma solução ideal.

4.3.3.5. Redes Neurais Artificiais (RNA)

A RNA tem como modelo uma rede neural biológica. As redes neurais artificiais, ou simplesmente redes neurais, constituem um sistema que processa as informações de forma análoga ao funcionamento do cérebro humano, tendo-se em sua arquitetura neurônios artificiais conectados de maneira similar aos neurônios do cérebro humano.

Uma RNA é caracterizada pelo padrão de conexão entre os neurônios (arquitetura), pelo método de determinação dos pesos das conexões (treinamento ou aprendizagem) e pela função de ativação [1]. São um subgrupo de IA (Inteligência Artificial), cuja intenção é buscar através de um modelo artificial de processamento, uma aproximação com a inteligência humana.

Podem-se definir RNA como sistemas paralelos distribuídos, compostos por unidades de processamento simples, que calculam determinadas funções matemáticas, normalmente não lineares. Uma das principais características de uma RNA é a sua capacidade de aprender a partir de seu ambiente e de

aperfeiçoar seu desempenho através do aprendizado. Um dos problemas na utilização de RNA é que os dados de entrada da rede são difíceis de serem formatados, e os modelos produzidos são de difícil entendimento.

Redes neurais Perceptron Multicamada e Redes de Kohonen foram as utilizadas neste trabalho. As redes neurais são muito úteis na aprendizagem de padrões a partir de dados não lineares incompletos, com ruídos compostos de exemplos contraditórios [64], como é o caso dos históricos de consumo de energia elétrica.

Como características básicas de uma RNA podem-se citar:

- i) Adaptabilidade: a utilização de regras auto-organizáveis permite a adaptação em ambientes básicos;
- ii) Processamento: a RNA possui a capacidade de executar tarefas de relacionamento não-lineares e tolerantes a ruídos;
- iii) Processamento paralelo: as várias unidades de processamento possibilitam o armazenamento de informações distribuídas.

Uma RNA básica é caracterizada por meio de três componentes:

- i) Arquitetura: definida pelo padrão de conexão entre os neurônios da rede;
- ii) Algoritmo, treinamento e aprendizagem: é o método que define o conhecimento da rede, ou seja, estabelece os pesos das conexões;
- iii) Função de ativação: responsável pela produção da saída da rede.

Segundo [1], ao se utilizar RNA como solução de um determinado problema, três itens merecem atenção especial: (1) o processo de aquisição e modelagem dos dados, (2) a escolha da arquitetura mais adequada para ser aplicada na solução do problema e (3) o treinamento da rede.

A seguir será detalhado um exemplo onde foram aplicadas várias dessas técnicas, melhorando os processos de inspeções em campo de uma empresa de distribuição de energia elétrica.

4.4. Validação da Metodologia: experiência na CPFL

Na CPFL, os índices de perdas comerciais estavam próximos a 3,0% da energia comercializada em 2004. Por isso, foi desenvolvido projeto de Pesquisa e Desenvolvimento [5] para definição de metodologia que aumente a eficiência do processo de seleção das unidades consumidoras que possivelmente apresentam perdas comerciais, e depois serem selecionados para inspeções. Inicialmente, com um sistema desenvolvido internamente, o índice de acerto nas inspeções realizadas pela CPFL estava próximo a 12%. Este trabalho procurou maximizar esse índice, de forma a obter um melhor retorno dos recursos destinados às inspeções das unidades consumidoras.

Para aplicação da metodologia utilizam-se as informações obtidas do banco de dados corporativo e são considerados dados relacionados com as características, inspeções e históricos de consumo para cada UC (Unidade Consumidora). A metodologia desenvolvida está associada ao uso de uma base de dados com os históricos de energia consumida e suas respectivas ocorrências de fraude, bem como vários outros atributos importantes para identificar possíveis comportamentos fraudulentos. A extração, preparação e análise dos dados, gerando conhecimento a partir da descoberta de padrões, tendências significativas e relações não explícitas em grandes massas de dados, foram processos também envolvidos nessa etapa. Como resultado final dos processos de Data Mining, obteve-se a classificação das unidades consumidoras estudadas em “com perdas comerciais” (Perdas Sim – PS) ou “sem perdas comerciais” (Perdas Não – PN), que era o objetivo final. Assim, com esse resultado, está feita a indicação resultante dos processos utilizados a respeito da probabilidade de encontrar um cliente fraudador em uma inspeção.

Apresentam-se as diversas etapas necessárias para chegar nesse resultado, procurando maximizar os índices de sucesso.

4.4.1 Análise dos produtos “de prateleira”

Durante o projeto foram analisados detalhadamente os programas comerciais das empresas SPSS e Statistica, escolhidos após pesquisa inicial com diversos usuários de programas do gênero no Instituto de Matemática e Estatística (IME) da Universidade de São Paulo. São específicos para uso em processos estatísticos e de data mining, e foram avaliados com o objetivo de aprimorar e otimizar o estabelecimento de metodologia para a caracterização de perdas comerciais e recuperação de receitas.

As ferramentas específicas orientadas ao processo de data mining dessas empresas, Clementine - SPSS e o Statistica Data Miner, disponibilizam no seu ambiente os mais diversos algoritmos para processos de data mining, estando entre as principais escolhas de mercado. Porém, as duas demandam a necessidade de pessoal especializado para uso da ferramenta, exigindo adequado treinamento para futuros usuários. A ferramenta escolhida foi o Clementine.

O Clementine é um Software que permite um processo iterativo de data mining [40], [41], através da criação de modelos preditivos endereçados a cada questão específica de seu negócio.

Possibilita a determinação de padrões e grupos em seus dados, através de algoritmos como: redes neurais, árvores de decisão, regras de associação, agrupamento (cluster) de casos, etc., e os modelos podem ser construídos de maneira gráfica.

Além do Clementine, também foi utilizada a ferramenta SPSS, do fabricante homônimo, que é um software de análise estatística que apresenta técnicas

analíticas eficientes [37], [38], [39], similares ao Clementine. Este, por sua vez, também possui uma série de módulos desenvolvidos especificamente para Data Mining, onde os modelos são construídos de maneira gráfica. Seu processo interativo permite a criação de modelos direcionados a cada questão específica do problema em análise, possibilitando a determinação de padrões e grupos através de diversos algoritmos como: redes neurais, árvores de decisão, regras de associação, agrupamento (cluster), regressão logística, etc.

4.4.2. Desenvolvimento do projeto

O diagrama esquemático da figura 4.1 apresenta as bases de dados que foram necessárias ao trabalho, bem como os processos relacionados com a extração de dados dos sistemas corporativos, banco de dados de perdas comerciais, preparo e atualização das bases de dados, e emissão de relatórios.

Figura 4.1 - Diagrama Esquemático dos processos de Data Mining desenvolvidos.

O banco de dados do sistema corporativo disponibiliza todas as informações disponíveis sobre as unidades consumidoras. Para cada unidade consumidora (UC) tem-se o histórico mensal de consumo (até 36 meses), entre diversas outras informações.

A metodologia desenvolvida utilizou técnicas de estatística e inteligência artificial para analisar o histórico de consumos dessas unidades consumidoras. As técnicas que foram implementadas utilizando-se os softwares SPSS e Clementine foram as seguintes:

- Análise Discriminante
- Regressão Logística
- Redes Neurais

A base de inspeções possui o resultado das inspeções de campo já feitas nas unidades consumidoras (UC's). Para cada UC inspecionada, foi utilizada a nomenclatura para definir se havia sido ou não encontrada fraude: Perdas Sim (PS) ou Perdas Não (PN). Dessa forma, ao lado do histórico de cada UC, e das demais variáveis disponíveis que foram utilizadas, como será visto no próximo item deste capítulo, foi criada a coluna PS/PN. No processo desenvolvido, o sistema de Data Mining foi inicialmente treinado com as informações conhecidas, permitindo a definição de um modelo. Várias alternativas foram testadas até a obtenção de modelos satisfatórios. A seguir, o modelo era testado com novas informações conhecidas, porém agora não lhe era fornecida a informação PS/PN, de maneira que cabia ao próprio modelo inferir esse resultado a partir do treinamento recebido. Dependendo de diversos fatores, sobretudo da técnica estatística utilizada, da localidade estudada e das características das comunidades em foco, o treinamento era refinado.

Ficou claro neste estudo a importância da segmentação geográfica. Quando utilizadas numa pequena população, por exemplo, uma cidade ou bairro (no caso de cidades maiores), as técnicas mostraram-se mais precisas.

A segmentação mais uma vez mostrou-se importante, para obtenção de índices de acerto melhores, em relação às classes de consumo (Residencial, Comercial, Industrial, Rural, Outros) e tipo de ligação (monofásico, bifásico, trifásico). Assim, os modelos foram sendo refinados utilizando-se essas segmentações nas bases de dados das regiões em estudo.

Após a consolidação do modelo, o mesmo foi aplicado em um banco de dados de UC's não inspecionadas. Quando a população tem características semelhantes às utilizadas na elaboração do modelo, os resultados tendem a ser bastante próximos. Assim, muitas vezes foram encontrados resultados superiores a 70% de acerto [65]. Alguns casos serão detalhados a seguir.

4.4.3. Estudo de Caso com Análise Discriminante usando o software SPSS

A amostra de dados inicialmente utilizada correspondeu a dados de unidades consumidoras (UC's) já inspecionadas usados para validação do modelo. Embora já tenham sido inspecionadas e conheça-se o resultado em relação a ter ou não sido encontrada perda comercial em cada UC, essa informação não é passada nesse momento para o software, que infere por conta própria (baseando-se no modelo desenvolvido) o resultado. Assim, nessa fase de validação obtêm-se resultados sem ser necessário enviar equipes em campo para auditorias, enquanto o modelo é refinado.

Após essa validação, pode-se aplicar o modelo escolhido no conjunto de dados de UC's que não foram inspecionadas.

Portanto, para validar o modelo são utilizados registros de UC's inspecionadas (amostra de validação). Após a obtenção do mesmo, o conjunto de UC's não inspecionadas são classificadas segundo os critérios gerados pelo modelo, obtendo-se os percentuais de "acerto" por modelo e amostra gerados.

A seguir apresentam-se casos reais onde podem ser observados e comparados os resultados, normalmente com índices de acerto bastante elevados, muito superiores aos índices normalmente alcançados pelas metodologias tradicionais.

As variáveis utilizadas para definição do modelo foram: Coeficiente de Variação (CV), Média e Desvio Padrão. A figura 4.2 apresenta o modelo aplicado na base de dados de validação, composta por consumidores residenciais de Campinas, cidade do interior do estado de São Paulo.

Analysis Case Processing Summary		
Unweighted Cases		
	N	Percent
Valid	1376	43,0
Excluded		
Missing or out-of-range group codes	0	,0
At least one missing discriminating variable	265	8,3
Both missing or out-of-range group codes and at least one missing discriminating variable	0	,0
Unselected	1559	48,7
Total	1824	57,0
Total	3200	100,0

Figura 4.2 – Dados do caso processado.

Nesta base de dados de validação, a amostra A apresenta 1376 UC's válidas. Todas haviam sido inspecionadas, sendo que em 1225 UC's não haviam sido verificadas perdas (PN) e em 151 UC's foi encontrada algum tipo de fraude (PS).

Das 1225 UC's sem perdas (PN), 1015 (82,9%) foram classificadas corretamente pelo modelo como PN, e 210 UC's (17,1%) foram classificadas erroneamente como PS. Das 151 UC's com perdas (PS), 57 (37,7%) foram

classificadas erroneamente pelo modelo como PN e 94 UC's (62,3%) foram classificadas corretamente como PS. Portanto, das UC's selecionadas no modelo, $(1015 + 94 / 1376 =)$ 80,6 % foram classificadas corretamente, conforme a figura 4.3.

Classification Results^{a,b}

				Predicted Group Membership		Total
				0	1	
Cases Selected	Original	Count	PSPN			
		0		1015	210	1225
		1		57	94	151
		%				
		0		82,9	17,1	100,0
		1		37,7	62,3	100,0
Cases Not Selected	Original	Count				
		0		1074	333	1407
		1		54	98	152
		%				
		0		76,3	23,7	100,0
		1		35,5	64,5	100,0

a. 80,6% of selected original grouped cases correctly classified.

b. 75,2% of unselected original grouped cases correctly classified.

Figura 4.3 – Sumário do caso processado.

A base de dados apresenta, também, a amostra B, com 1407 UC's sem perdas (PN) e 152 UC's com perdas (PS). Das 1407 UC's sem perdas (PN), 1074 (76,3%) foram classificadas pelo modelo corretamente e 333 UC's (23,7%) como PS. Das 152 UC's com perdas (PS), 54 (35,5%) são classificadas pelo modelo como PN e 98 UC's (64,5%) são classificadas corretamente como PS. Nessa amostra, das UC's selecionadas, 75,2 % foram classificadas corretamente.

4.4.4. Estudo de caso com Regressão Logística usando o software SPSS

Analogamente ao caso anterior, para validar o modelo foi utilizado o mesmo arquivo onde estão incluídos registros de UC's inspecionadas (amostra de validação). Após a obtenção do modelo, o conjunto de UC's não inspecionadas são classificadas segundo seus critérios, obtendo-se os percentuais de "acerto" para cada modelo e para cada amostra gerados.

Foram utilizadas as mesmas variáveis para definição do modelo: Coeficiente de Variação (CV), Média e Desvio Padrão. Na figura 4.4 é apresentado o modelo aplicado na base de dados de validação.

Case Processing Summary			
Unweighted Cases ^a		N	Percent
Selected Cases	Included in Analysis	1376	43,0
	Missing Cases	67	2,1
	Total	1443	45,1
Unselected Cases		1757	54,9
Total		3200	100,0

^a. If weight is in effect, see classification table for the total number of cases.

Figura 4.4 – Dados do caso processado.

Essa é a mesma amostra A analisada no caso anterior elaborada com Análise Discriminante na cidade de Campinas, para permitir comparação entre os resultados obtidos com as duas técnicas. A base de dados apresenta 1225 UC's sem perdas (PN) e 151 UC's com perdas (PS).

Das 1225 UC's PN, 1212 (98,9%) foram classificadas pelo modelo como PN e 13 UC's (1,1%) foram classificadas erroneamente como PS. Das 151 UC's com perdas, 139 (92,1%) são classificadas corretamente pelo modelo como PS e 12 UC's (7,93%) são classificadas como PN. Nesse caso, 89% das UC's foram classificadas corretamente, um valor superior ao obtido no modelo desenvolvido com Análise Discriminante.

Da amostra B, 1407 UC's não tem perdas (PN) e 152 UC's apresentavam perdas (PS), um total de 1559 UC's.

Com o modelo desenvolvido com Regressão Logística, das 1407 UC's PN, 1387 (98,6%) foram classificadas corretamente como PN e 20 UC's (1,4%) foram classificadas como PS. Das 152 UC's PS, 133 (87,5%) foram classificadas erroneamente pelo modelo como PN e apenas 19 UC's (12,5%) são classificadas corretamente como PS. Embora 90,2% das UC's tenham sido classificadas corretamente, na amostra B o resultado final é inferior ao caso

com Análise Discriminante, pois a porcentagem de UC's com perdas (PS) classificadas corretamente diminuiu.

Para a amostra A, o número de inspeções indicadas corretamente pela Análise Discriminante é de $94/(94+210)$, aproximadamente 31%. Na mesma amostra a Regressão Logística indicou $139/(13+139)$, ou seja, 91%.

4.4.5. Estudo de caso com Rede Neural Multicamada usando o software Clementine

Analogamente aos casos anteriores, para refinamento do modelo utilizou-se a base de dados de UC's inspecionadas, considerando o seu histórico de consumo. Após obter o modelo utilizando-se do conjunto de dados de treinamento, aplica-se nas amostras de validação. A mesma amostra de UC's residenciais de Campinas foi utilizada, bem como as mesmas variáveis para definição do modelo com Rede Neural: Coeficiente de Variação (CV), Média e Desvio Padrão.

O fluxo para o modelo desenvolvido com rede neural é apresentado na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Modelo do caso processado.

Figura 4.6 – Resultados do caso processado.

Na figura 4.6 podem ser visualizados os resultados do caso processado. Verifica-se que a rede neural classificou 464 UC's (32,16%) como PS e 979

(67,84%) como PN. A base de dados apresenta 1247 UC's sem perdas (PN) e 196 UC's com perdas (PS).

Observa-se que a Rede Neural aproveitou todos os indivíduos da amostra rejeitados pelos métodos estatísticos anteriores, dificultando uma comparação mais precisa entre os resultados obtidos com as demais técnicas. No anexo 2 são apresentados maiores detalhes do estudo.

4.5. Conclusões

As técnicas aplicadas de mineração de dados através das análises estatísticas (análise discriminante e regressão logística) e de inteligência artificial (rede neural), foram utilizadas em bases de dados com históricos de consumidores, inicialmente já vistoriados pelas equipes de campo da empresa, e identificadas como tendo ou não irregularidades, respectivamente PS (perdas sim) ou PN (perdas não).

A obtenção de modelos para bases já inspecionadas permite o seu treinamento e adequação, e posteriormente a sua aplicação em bases de dados de unidades consumidoras não inspecionadas. A metodologia aplicada é válida para qualquer uma das técnicas de mineração escolhidas. Após o preparo de dados e escolhidos os atributos a serem utilizados, de acordo com o algoritmo utilizado e o modelo definido, obtêm-se melhores ou piores resultados.

A qualidade e precisão de modelos baseados em bases de dados de UC's inspecionadas dependerão fortemente do histórico de consumos. É importante considerar as UC's caracterizadas como PS ou PN em porcentagens equilibradas, através da realização de um balanceamento da amostra (aproximadamente 50% PS e 50% PN). O balanceamento é importante para não "viciar" a amostra, ou seja, caso a amostra inicial de UC's inspecionadas tenha muito mais UC's sem fraudes do que UC's com fraudes, o modelo perde em precisão, fato verificado em diversos testes.

Além do histórico de consumo, outras variáveis também influenciam fortemente os resultados dos processos. Localização, classe e faixa de consumo, estão entre as principais. É importante também estimar limites razoáveis para o consumo em cada faixa e classe de consumidor (muitas fraudes não podem ser observadas na análise histórica, por serem anteriores ao histórico disponível ou por não terem gerado degrau de consumo), definindo-se assim novos parâmetros para refinar os processos de Mineração de Dados propostos. Caso fosse possível a utilização do cadastro de outras *utilities*, como empresas de TV a Cabo, telefonia e SERASA, para cruzamento de informações, seriam outros parâmetros valiosos para refinamento dos processos de mineração, realizando a caracterização do consumo de forma mais precisa.

De forma geral, pode-se concluir que os critérios para realizar a priorização das auditorias em UC's depois de aplicadas às técnicas de análise discriminante, regressão logística e rede neural, estão associados a:

- 1- UC's com os maiores coeficientes de variação (sobre os dados históricos de consumo mensal), pois valores elevados de Coeficientes de Variação podem ser considerados comportamentos suspeitos;
- 2- pertencer ao grupo de UC's classificadas com o atributo PS (perdas sim), pois é a indicação de que a UC esteja com ligação irregular.

Os índices de acerto de cada uma das técnicas se mostraram bastante elevados, após um treinamento adequado através de amostras balanceadas, sobretudo quando comparadas com amostragens aleatórias, sem análise técnica. A melhor técnica varia para cada caso, conforme as características das amostras e o grau de refinamento obtido em cada modelo. É importante notar que os modelos foram refinados com foco no objetivo principal do trabalho, que é a descoberta de UC's sujeitas a fraudes. Os modelos foram ajustados para descobrir mais unidades consumidoras com perdas (PS) do que sem (PN), ainda que em detrimento dos percentuais de acerto de unidades sem perdas.

CAPÍTULO 5

REGULARIZAÇÃO, REGULAMENTAÇÃO E RECUPERAÇÃO DE RECEITAS

5.1. Introdução

Neste capítulo são tratados os aspectos posteriores à detecção de uma fraude, em especial a regulamentação e a proposição de uma metodologia para a estimativa de consumo de clientes com consumo irregular, fazem parte dessa etapa do trabalho. Serão analisadas as situações relativas à recuperação de receitas das fraudes, onde os consumidores foram flagrados pela concessionária em algum tipo de irregularidade, e agora precisam ser cobrados pela energia consumida e não faturada. É apresentado um trabalho de Pesquisa e Desenvolvimento desenvolvido junto a Eletropaulo com a participação do autor [6], que buscou cumprir esse objetivo.

5.2. Regulamentação: Constatação e Cobrança da Irregularidade

A regulamentação que trata da constatação da irregularidade e da cobrança retroativa da energia consumida por clientes fraudadores é dada pela Resolução ANEEL nº 456/2000 [69], em seus artigos 72 a 78. Em particular o artigo que trata da cobrança retroativa dos clientes fraudadores é o de número 72, que em seu inciso IV apresenta três alíneas que tratam da arrecadação destes valores, cuja redação está transcrita no subitem a seguir.

Fica nele definido que a recuperação da receita relativa à diferença entre o valor faturado e aquele efetivamente consumido deve estar baseada nas alíneas: a, b e c do inciso IV. A alínea (a) trata de fraudes que podem ter sua receita recuperada após uma análise técnica. A alínea (b) trata dos casos onde

pode ser verificado um “degrau de consumo” facilmente identificado e cuja verificação de receita a recuperar não apresenta maiores dificuldades. Os casos que se enquadram sob a alínea (c) requerem a estimativa de consumo ou demanda baseados na carga instalada e em fatores de carga e demanda de unidades consumidoras com atividades semelhantes.

5.2.1. Artigo 72 da resolução ANEEL 456/2000 [69]

“Art. 72. Constatada a ocorrência de qualquer procedimento irregular cuja responsabilidade não lhe seja atribuível e que tenha provocado faturamento inferior ao correto, ou no caso de não ter havido qualquer faturamento, a concessionária adotará as seguintes providências:

I - emitir o “Termo de Ocorrência de Irregularidade”, em formulário próprio, contemplando as informações necessárias ao registro da irregularidade, tais como:

- a) identificação completa do consumidor;*
- b) endereço da unidade consumidora;*
- c) código de identificação da unidade consumidora;*
- d) atividade desenvolvida;*
- e) tipo e tensão de fornecimento;*
- f) tipo de medição;*
- g) identificação e leitura(s) do(s) medidor(es) e demais equipamentos auxiliares de medição;*
- h) selos e/ou lacres encontrados e deixados;*
- i) descrição detalhada do tipo de irregularidade;*
- j) relação da carga instalada;*
- l) identificação e assinatura do inspetor da concessionária; e*
- m) outras informações julgadas necessárias;*

II - solicitar os serviços de perícia técnica do órgão competente vinculado à segurança pública e/ou do órgão metrológico oficial, este quando se fizer necessária a verificação do medidor e/ou demais equipamentos de medição;

III - implementar outros procedimentos necessários à fiel caracterização da irregularidade;

IV - proceder a revisão do faturamento com base nas diferenças entre os valores efetivamente faturados e os apurados por meio de um dos critérios descritos nas alíneas abaixo, sem prejuízo do disposto nos arts. 73, 74 e 90:

a) aplicação do fator de correção determinado a partir da avaliação técnica do erro de medição causado pelo emprego dos procedimentos irregulares apurados;

b) na impossibilidade do emprego do critério anterior, identificação do maior valor de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas e reativas excedentes, ocorridos em até 12 (doze) ciclos completos de medição normal, imediatamente anteriores ao início da irregularidade; e

c) no caso de inviabilidade de utilização de ambos os critérios, determinação dos consumos de energia elétrica e/ou das demandas de potência ativas e reativas excedentes por meio de estimativa, com base na carga instalada no momento da constatação da irregularidade, aplicando fatores de carga e de demanda obtidos a partir de outras unidades consumidoras com atividades similares.

§ 1º Se a unidade consumidora tiver característica de consumo sazonal e a irregularidade não distorceu esta característica, a utilização dos critérios de apuração dos valores básicos para efeito de revisão do faturamento deverá levar em consideração os aspectos da sazonalidade.

§ 2º Comprovado, pela concessionária ou consumidor, na forma do art. 78 e seus parágrafos, que o início da irregularidade ocorreu em período não atribuível ao atual responsável, a este somente serão faturadas as diferenças apuradas no período sob responsabilidade do mesmo, sem aplicação do disposto nos arts. 73, 74 e 90, exceto nos casos de sucessão comercial.

§ 3º Cópia do termo referido no inciso I deverá ser entregue ao consumidor no ato da sua emissão, preferencialmente mediante recibo do mesmo, ou, enviada pelo serviço postal com aviso de recebimento (AR).

§ 4º No caso referido no inciso II, quando não for possível a verificação no local da unidade consumidora, a concessionária deverá acondicionar o medidor e/ou demais equipamentos de medição em invólucro específico, a ser lacrado no ato da retirada, e encaminhar ao órgão responsável pela perícia.”

5.3. Proposição de Metodologia para Estimativas de Consumo

Com o objetivo de propor uma metodologia capaz de estimar adequadamente o consumo de energia dos clientes fraudadores, em especial aqueles que se enquadram sob a alínea (c) da resolução 456 da ANEEL, foi feito em um projeto de pesquisa e desenvolvimento com a participação do autor [6]. Inicialmente foi definido que o procedimento metodológico considerado ideal para cálculo das estimativas de consumo seria a realização de uma extensa campanha de medição, realizada em conjunto com uma pesquisa de posse e hábitos de uso de equipamentos elétricos. Das pesquisas poder-se-ia extrair a carga instalada e as curvas de carga representativas de cada faixa de consumo para os consumidores residenciais e por atividade para os consumidores comerciais e industriais.

A realização da campanha de medições foi inviabilizada por falta de previsão orçamentária, sendo assim aplicada uma metodologia alternativa utilizando dados usualmente disponíveis nas empresas.

Durante o desenvolvimento do projeto de P&D intitulado “Desenvolvimento de Sistema de Estimativa de Consumo para Recuperação de Receitas”, buscou-se atingir o objetivo de proposição de uma metodologia para os casos não enquadrados nas alíneas (a) e (b) do artigo 72 da Resolução 456, que permita calcular uma estimativa do consumo não-faturado. Essa estimativa para a alínea (c) do artigo 72 deve ser feita com base na carga instalada e nos fatores de carga e de demanda de outros consumidores similares, e a orientação dada pelo Órgão Regulador é que esta estimativa seja a mais justa possível.

No item de conclusões desse capítulo serão tecidos comentários a respeito da Resolução, em fase de Audiência Pública na ANEEL [73], onde são propostas alterações no artigo 72 da Resolução 456/2000. De qualquer forma, os métodos apresentados neste capítulo continuam perfeitamente válidos para as classes comercial e industrial.

No projeto foi desenvolvida uma metodologia para estimar o provável valor da energia consumida irregularmente. Os resultados obtidos apresentam novos dados para a cobrança de consumo irregular, permitindo cálculos mais justos, tanto para os clientes como para a concessionária. Tendo em vista os resultados atingidos, o projeto proporcionou à concessionária uma importante ferramenta de apoio para cobrança e regularização de clientes fraudadores, através da atualização dos fatores de carga e de demanda utilizados nas cobranças de consumo irregular.

5.3.1. Projeto desenvolvido – Fase 1

Na primeira fase do projeto, as tarefas de pesquisa bibliográfica, obtenção e análise dos dados existentes correlatos ao tema foram efetuadas com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento das atividades durante as etapas seguintes.

Foram coletadas também as tipologias das informações existentes nos bancos de dados da Eletropaulo como medições de curva de carga, dados a respeito de casos de fraudes e casos de cálculo contestados pelo órgão regulador ou pelos consumidores.

Também foi examinada toda a regulamentação do setor no que diz respeito à cobrança retroativa dos clientes encontrados em situação irregular de fornecimento de energia.

5.3.2. Metodologia

Inicialmente foi estruturado um banco de dados com as informações necessárias aos cálculos e aos relatórios de saída. Este banco agrupou os dados procedentes das diferentes bases importadas.

A composição simplificada do conteúdo das bases está detalhada abaixo:

a) Base de dados Comercial

Através do Sistema de Cadastro e Faturamento de Clientes de Baixa Tensão (SICON-B), foram obtidos dados complementares dos clientes da base de dados de clientes inspecionados (INSP). Dentre esses dados são imprescindíveis: número de referência do cliente, registros de energia faturada (últimos 24 meses), a classe e o tipo de atividade.

b) Base de dados dos Clientes Inspeccionados (INSP)

Nessa base contam as informações de instalações com irregularidade cadastradas na Eletropaulo: número de referência do cliente, classe, tipo de atividade verificada, carga inspecionada, município e alínea utilizada.

c) Base de dados de medições / curvas de carga

Esta base contém os dados das campanhas de medição, realizadas usualmente em processos de revisão tarifária e outros, e contém as curvas de

carga diárias por cliente e seu respectivo número de referência. Com os dados das medições organizados por classe, são calculadas a demanda média e a demanda máxima para cada curva.

Após o carregamento das bases são realizados os processamentos aplicativos da metodologia, cujo objetivo é obter a estimativa adequada de consumo de energia para cada tipo de cliente com instalações irregulares, segmentados por classe e tipo de atividade (comercial e industrial), utilizando os fatores de carga e de demanda.

O sistema concebido permite também a atualização periódica do banco de dados, uma vez que existe mudança de hábitos de consumo ao longo do tempo. A realimentação do banco pode sempre ser efetuada com a simples adição ou substituição das bases de dados utilizadas do sistema de cadastro, do INSP e das medições de curvas de carga.

Em função dos dados disponíveis, deve-se ajustar um procedimento para se obter os fatores de carga e de demanda, com os quais se pode estimar a energia consumida, a partir da potência instalada.

A partir das medições de curvas de carga, da pesquisa de hábitos de consumo e dos dados de consumo histórico para cada cliente da amostra, são calculados os fatores de carga e de demanda para cada classe/faixa de consumo e tipo de atividade econômica. Os valores de fator de carga e fator de demanda, juntamente com a potência instalada, irão permitir a definição de padrões de potência e consumo, através dos quais se pode estabelecer um modelo de correlação, ou ainda definir faixas com padrões entre a potência instalada e o consumo médio. Em ambos, pretende-se relacionar a potência inspecionada dos consumidores enquadrados na alínea c, obtendo-se o consumo estimado em cada caso.

Os dados calculados no processo são armazenados no banco de dados do programa para consultas futuras, e geram os relatórios de estimativa de consumo por consumidor e por grupos de consumidores.

Como no projeto não se dispunha de pesquisas específicas de hábitos de consumo e posse com os respectivos históricos dos clientes, utilizou-se o banco de dados de inspeções (INSP), que contém as instalações inspecionadas onde foram encontradas irregularidades. Salienta-se que as inspeções, com o objetivo de verificar-se a carga instalada, fazem parte do processo de regularização. Assim, dessas inspeções obtêm-se dados semelhantes aos obtidos nas pesquisas de hábitos e posse.

Através das curvas de carga, foram calculadas as demandas média e máxima para cada consumidor, gerando um primeiro conjunto de dados. Do banco de fraudes INSP, são separados os consumidores enquadrados na alínea b, de onde se obtém, após um processo para retirada do impacto da fraude, os consumos médios reais desses clientes. Os dados de consumo médio calculado com a carga inspecionada desses clientes geram outro conjunto de dados. A existência do valor do consumo médio em ambos os conjuntos permite a associação das informações em um único banco de dados, comparando-se clientes com consumos semelhantes, para cada classe cadastrada. As informações do INSP são mantidas originais e acrescidas das demandas médias e máximas obtidas através da associação com as curvas de carga. O conjunto final de dados contém, além das informações de cadastro, os valores de potência instalada, demanda média e demanda máxima, permitindo o cálculo dos fatores de carga e de demanda por faixa de potência instalada.

Assim que são calculados os fatores de carga e de demanda, o processo segue com a definição de padrões de consumo por correlação ou faixas, estimando-se o consumo para cada caso e gerando relatórios para indivíduos e agrupamentos.

A metodologia desenvolvida pode ser aplicada a qualquer classe de consumo, subdividida ou não em atividades econômicas com comportamentos semelhantes, desde que disponíveis os dados da referida classe. Nos estudos de aplicação e validação da metodologia, foram estudadas as classes Residencial, Comercial e Industrial.

Os consumidores residenciais foram considerados em um único grupo. Nos consumidores comerciais e industriais, a segmentação é feita utilizando-se como base o tipo de atividade do cliente.

5.3.2.1. Preparo dos Dados

a) Dados de Consumidores

O banco de consumidores com fraudes inspecionados pela concessionária possui mais de 40000 clientes - dentre os quais um subconjunto foi escolhido - além de conter atributos variados para esta fase. A partir de um extrator de dados, foram selecionados os campos considerados importantes, listados a seguir:

- Referência: Código do cliente.
- Data TOI: Data da lavratura do TOI (termo de ocorrência de irregularidade).
- Nº. TOI: Número do TOI (termo de ocorrência de irregularidade).
- Total da carga: Carga levantada pela equipe de campo no momento da inspeção (W).
- Consumo Base: Consumo de referência, utilizado para o cálculo.
- Alínea: Alínea utilizada para o cálculo da dívida (Resolução 456).
- Classe: Classe de atividade identificada no local pela equipe de inspeção de campo.
- Atividade: Atividade identificada no local pela equipe de inspeção de campo.

- Consumos: Consumos mensais registrados no período de fevereiro/03 até dezembro/05.

A definição dos clientes adequados foi obtida através de um estudo onde se comparou o consumo ao longo dos 24 meses anteriores, de forma individual. Clientes com comportamentos indesejados foram excluídos da amostra, através de critérios que consideraram, dentre outros, a coerência dos dados (verificando a existência de consumos com valores zerados ou demasiadamente elevados) e a estabilidade nos consumos dos últimos 4 meses (variação máxima de consumo de 20% (residenciais) e 30% (comerciais e industriais)).

b) Dados da Campanha de Medições

As curvas de carga da campanha de medidas, depois de agrupadas e organizadas por classes, foram convertidas do formato público para o banco de dados do software. Para cada consumidor foram retiradas a primeira e a última curva, pois normalmente são incompletas.

c) Casos Inspeccionados - Alínea B

No estudo dos casos inspeccionados foram utilizados os dados de fraudes (INSP), para os casos enquadrados na alínea B, depois de analisados e selecionados segundo os critérios de validação adotados, conforme proposto anteriormente.

d) Curvas de Carga

O estudo das curvas de carga foi realizado a partir das curvas obtidas na campanha de medidas realizada pela Eletropaulo em 2002. Após o tratamento dos dados, com a separação em classes de consumo e a importação no software, calculou-se para cada curva e consumidor, a demanda média, a

demanda máxima e o fator de carga. Segue abaixo um exemplo de algumas curvas obtidas para um cliente residencial (Figura 5.1).

Figura 5.1 – Curva de Carga (residencial)

e) Integração das Bases de Dados

Os dados do banco de fraudes (INSP) e da campanha de medição foram integrados com o intuito de determinar os padrões de fatores de demanda.

Utilizou-se como fator comum a demanda média (consumo) e a classificação do cliente (atividade econômica). O conjunto de dados do banco de fraudes permanece sem alterações e tem, para cada cliente, a associação a valores de potência máxima de uma curva de carga. Ao final da associação, tem-se um único banco com todos os valores necessários para calcular os fatores de carga e de demanda. Os fatores são calculados automaticamente pelo software e inseridos como informações adicionais a cada cliente deste novo banco.

f) Cálculo dos Fatores de Carga e de Demanda

Os estudos dos fatores de carga e de demanda foram realizados para as classes residencial, comercial e industrial. A classe residencial foi estratificada conforme a cidade do cliente e as classes comercial e industrial foram estratificadas de acordo com as atividades cadastradas.

Para a determinação dos fatores de carga e de demanda são utilizados os seguintes parâmetros:

- Demanda média - A demanda média é a relação entre a energia total consumida durante o período de medição e a duração do mesmo.
- Demanda máxima - A demanda máxima é a maior demanda de uma curva. Para uma curva diária ter-se-á a demanda máxima diária.
- Potência instalada - A potência instalada corresponde à soma das potências de todos os equipamentos instalados no local.

O cálculo dos fatores desejados se dá pelo uso das equações:

$$F_C = \frac{D_{\text{méd}}}{D_{\text{máx}}}$$

$$F_D = \frac{D_{\text{máx}}}{P_{\text{instalada}}}$$

g) Regressão

O consumo estimado de cada tipo de consumidor, relacionando sua potência instalada com o consumo médio previsto, é estimado a partir de modelos estatísticos de regressão. São definidos modelos por classe e por tipo de atividade. A técnica utilizada para as regressões foi o método dos mínimos quadrados (MMQ) e a equação que apresentou comportamento mais adequado nos casos estudados foi na forma de potência de x, conforme o modelo:

$$Y = a * X^b$$

com X correspondendo à Potência Instalada, e Y correspondendo ao Fator de Demanda ou de Carga.

5.3.3. Fase 2 – Aplicação da Metodologia e Simulações

Após o processamento dos dados disponíveis, são geradas curvas de potência instalada por fator de demanda, bem como curvas de potência instalada por fator de carga. Foram realizadas regressões para as classes residencial, comercial e industrial. Para a classe residencial foi realizada a estratificação pela cidade do consumidor fraudador, e nas classes comercial e industrial a separação se deu pela atividade cadastrada do fraudador. A escolha das atividades foi baseada na representatividade da amostra. Em ambos os casos, foram também realizados regressões para toda a população, a fim de comparar a eficiência da geração dos estratos.

Os gráficos a seguir apresentam as curvas encontradas para a classe comercial, atividade “Bar”, como exemplo.

Figura 5.2 – Curva Fator de Demanda – Atividade “Bar”

Figura 5.3 – Curva Fator de Carga – Atividade “Bar”

As equações correspondentes são:

Fator de Demanda:

$$F_D = 5,5443 * P_{inst}^{-0,3899}$$

Fator de carga:

$$F_C = 1,2761 * P_{inst}^{-0,122}$$

5.3.3.1. Estudo Comparativo

Com a finalidade de comparar os resultados obtidos com outras metodologias de estimativa da energia consumida, foram organizadas tabelas e gráficos com os valores sugeridos por cada opção.

Para ilustrar, pode-se observar abaixo a tabela comparativa para a classe comercial – atividade BAR (valores de energia mensal média em kWh).

Tabela 5.1 – Estudo Comparativo

Pinst	Regressão	Faixa Fixa	Faixas freq.	INSP	
[kW]	[kWh/mês]	[kWh/mês]	[kWh/mês]	Emes	Emediana
5	325	360	414	469	438
10	457	576	636	529	494
15	556	756	851	576	380
20	640	1152	922	655	768
30	780	864	1787	915	997

Para as potências instaladas definidas na primeira coluna, calculou-se o consumo esperado por cada um dos métodos disponíveis. O software desenvolvido permite que sejam observados e comparados os resultados de cada uma das seguintes opções:

- Regressão - resultado estimado a partir das curvas de potência instalada x fator de carga e potência instalada x fator de demanda, obtidas pelo Método dos Mínimos Quadrados;
- Faixa fixa - amplitude de potência instalada fixa, ou seja, é obtida a média dos valores de Fc e Fd para faixas determinadas de potência.
- Faixa-freqüência - amplitude de freqüência fixa, ou seja, é obtida a média dos valores de Fc e Fd para quantidades determinadas de registros de consumidores.
- INSP – apresenta os resultados encontrados no banco de fraudadores.

Nesses casos considera-se um numero variável de faixas de potência com valores médios de fator de carga e fator de demanda. O gráfico a seguir (Figura 5.4) ilustra os dados da Tabela 5.1.

Figura 5.4 – Comparação de Metodologias

5.3.3.2. Resultados

O resumo dos resultados, apresentando apenas os fatores de carga e de demanda para cada atividade e classe, pode ser observado a seguir na Tabela 5.2.

O resultado final encontrado, após as devidas análises, comparações e refinamento do processo, apresenta as estimativas dos fatores de carga e de demanda para as classes Residencial, Comercial, Industrial e Rural. Na classe Residencial foi utilizada uma equação obtida através de análise de regressão e na classe Rural uma tabela com os valores dos fatores de carga e de demanda. As classes Comercial e Industrial apresentam resultados separados por atividade nos casos mais significativos, e um conjunto de valores globais, para atividades onde a amostra é pequena.

Tabela 5.2 – Fatores de carga e de demanda para cada atividade e classe

Atividade	Fat. Demanda	Fat. Carga
Resid. – serviço	0,32	0,35
Resid. – geral	$0,0676 * P_{inst}^{(0,1149)}$	$19,101 * P_{inst}^{(-0,5121)}$
Serviços de Alimentação	0,34	0,39
Padarias, confeitarias, etc.	0,33	0,46
Bares, cafés, etc.	0,34	0,39
Restaurantes, pizzarias, etc.	0,38	0,38
Lanchonetes, pastelaria, etc.	0,35	0,36
Comercial – geral	0,35	0,4
Fabrica de pães, bolos, etc.	0,37	0,54
Confecção de roupas, etc.	0,31	0,41
Indústria – geral	0,22	0,43
Rural	0,26	0,2

O Software foi desenvolvido e implementado, e os resultados dos cálculos dos fatores de carga e de demanda para todos os clientes da classe comercial podem ser observados na Figura 5.5.

Figura 5.5 – Fc e Fd – Classe Comercial

Os cálculos podem ser realizados por classe, atividade, ou combinações de atividades. Podem ser apresentados os resultados da regressão para a função na forma de potência de “X”, e das médias por faixa fixa e por frequência fixa. O usuário pode escolher a faixa de potência na qual pretende trabalhar em cada atividade, e refinar os resultados das médias, definindo a largura das faixas e a quantidade de pontos por conjunto. Os exemplos da curva obtida por regressão e das médias por faixa fixa podem ser observados, respectivamente, nas Figuras 5.6 e 5.7.

Figura 5.6 – Regressão – Classe Residencial

Figura 5.7 – Médias por Faixa Fixa – Classe Comercial (Serviços de Alimentação, Restaurantes, Churrascarias, ...)

5.3.4. Conclusões

Esta pesquisa proporcionou a estimativa de consumo de energia de clientes fraudadores a partir da potência instalada por três diferentes métodos, sempre em função da potência instalada: regressão, tabela com intervalo fixo e tabela com frequência fixa. A existência dessas opções tem por objetivo fornecer o melhor resultado possível para a estimativa dos fatores de carga e demanda, de acordo com as características dos dados disponíveis, facilitando a implementação da metodologia desenvolvida no sistema de cobrança da empresa, e seguindo com rigor a regulamentação da ANEEL, na Resolução 456/2000, artigo 72, Alínea (c).

Porém, de acordo com Resolução em fase de Audiência Pública na ANEEL [73], número 008-2008, disponível em seu site em fevereiro de 2007, são propostas alterações na Resolução 456/2000. No caso do artigo 72, a alínea (c) é alterada de forma a se fixar um valor para o fator de carga (0,33) e outro para o fator de demanda (0,4) das unidades residenciais. Também é proposta uma quarta alínea, a Alínea (d), onde em caso de não ser possível a utilização das alíneas anteriores, para consumidores residenciais serão utilizados fatores baseados na capacidade máxima do condutor ou do dispositivo de proteção, com período de utilização também de 8 horas diárias. Para os consumidores de outras classes, porém, os fatores de carga e de demanda continuam sendo obtidos a partir de outras unidades consumidoras com atividades similares.

Entende-se, porém, que de acordo com as comparações realizadas através dos métodos apresentados neste capítulo, fica demonstrada a necessidade de atualização periódica dos valores dos fatores de carga e de demanda para todas as classes. Nota-se que a evolução tecnológica dos equipamentos elétricos e a variação das características de consumo provocam consumos de energia diferentes com o decorrer do tempo. Observou-se grande variação na estimativa do consumo para a classe residencial, mais acentuada em clientes

com potência instalada elevada e para parte das atividades das classes comercial e industrial.

Através dos estudos comparativos entre esses modelos, sugere-se a utilização da Regressão quando disponíveis grandes conjuntos de dados, ou em clientes com características de consumo bastante parecidas, onde se aumenta significativamente a precisão do resultado. Esse caso pode ser bem observado na amostra utilizada para a classe residencial, com mais de 5000 clientes.

Nos casos onde o tamanho da amostra é pequeno ou existe muita dispersão nos valores disponíveis, a melhor alternativa é utilizar-se o resultado por tabelas. A escolha entre as opções de intervalo fixo ou frequência fixa dependerá das características da amostra.

CAPÍTULO 6

ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA: PERDAS COMERCIAIS ÓTIMAS

6.1. Introdução

Nos capítulos anteriores foram examinados os principais aspectos referentes às Perdas Comerciais. Os aspectos socioeconômicos, jurídicos e regulatórios, incluindo a recuperação de receitas, administrativos, de gestão, de combate e de prevenção aos furtos e fraudes, foram abordados em maior ou menor profundidade, ajudando a traçar um panorama do problema que tem caminhado para uma maturidade no Brasil e em vários outros países.

Dos estudos realizados é possível chegar a algumas conclusões. Em relação à abordagem multidisciplinar do problema das Perdas Comerciais feita no capítulo 2, fica clara a maior complexidade da solução do problema das Perdas Não-Técnicas do Tipo 1 (PNT1) em relação às do Tipo 2 (PNT2). Essas últimas são basicamente devidas à falta de medição, como nas avenças, na Iluminação Pública (IP) e em outros casos de consumidores sem medidor previstos na legislação setorial. Ainda fazem parte das PNT2 as discrepâncias ocasionadas pelos medidores com anomalias, onde se incluem os medidores com aferição incorreta, danificados pelas intempéries, com defeitos de fabricação, má instalação ou leitura incorreta.

Já as Perdas Não-Técnicas do Tipo 1 referem-se sobretudo aos furtos e às fraudes de energia. Em relação às PNT1, as principais questões abordadas nesse trabalho foram:

- **Prevenção:** formas de evitar que os furtos e as fraudes aconteçam;
- **Cálculos Elétricos:** para determinação de Perdas Técnicas, e por via de conseqüências a totalidade das perdas não-técnicas, a partir de balanço de energia;
- **Combate:** às Perdas Não -Técnicas, onde estão incluídas as formas de detecção e as campanhas de regularização de unidades consumidoras com fraude ou outras irregularidades, incluindo o consumo clandestino;
- **Questões regulatórias:** tratam das diretrizes definidas pelos órgãos reguladores para as concessionárias de distribuição, incluindo os procedimentos, investimentos e custos que devem ser observados na repressão às fraudes e na recuperação de receitas.
- **Questões jurídicas:** aborda os procedimentos legais do código jurídico, necessários para prevenção e combate ao furto e fraude;
- **Aspectos econômico-financeiros:** fundamentalmente tratam da busca de um nível de PNT mais adequado com base em custos operacionais e investimentos efetuados no combate e na diminuição das PNT, considerando a regulação setorial, e considerações sobre o impacto tarifário das mesmas.

Neste capítulo, procura-se detalhar os aspectos econômico-financeiros trazendo a visão econômica apoiada sobre a base regulatória. Busca-se discutir modelos que equacionem e indiquem o montante adequado de recursos a serem aplicados na mitigação de cada componente das PNT1 e das PNT2.

6.1.1. Abordagem do problema

A quem cabe o ônus das Perdas Comerciais? Quem paga por elas?

Supondo-se que as concessionárias pudessem incluir no cálculo da Receita Requerida utilizada para definição das tarifas 100% dos dispêndios com as

Perdas Comerciais, os consumidores adimplentes estariam pagando a conta destas perdas. Fica claro que caso não seja adotado um patamar regulatório para as perdas comerciais, sendo permitido o repasse total das mesmas na tarifa, estará sendo incentivada uma gestão ineficiente e prejudicando todos os demais consumidores, que estariam pagando pelo uso irregular da energia elétrica de outros.

Não havendo repasse do total ou de uma grande parcela das perdas comerciais nas tarifas, a concessionária estaria pagando esta conta, o que poderia interferir no seu equilíbrio econômico-financeiro, especialmente nos casos das áreas de concessão mais críticas em relação às PNT1. Portanto, a adoção de um limite máximo para o reconhecimento tarifário das Perdas Não-Técnicas, seja esse limite um patamar fixo ou uma trajetória decrescente ao longo de cada ciclo tarifário, cumpre, de um lado, o papel de incentivar a gestão adequada das Perdas Não-Técnicas por parte das concessionárias, e de outro lado a modicidade tarifária.

Considerando a atual dimensão do problema das Perdas Comerciais no Brasil, é importante propor formas de regular o impacto nas tarifas de modo a incentivar gastos adequados para o controle das mesmas.

A otimização do nível de Perdas Não-Técnicas é uma atividade complexa e pode ser equacionada do ponto de vista da concessionária ou da sociedade. Alguns itens de difícil equacionamento são:

- a) A separação dos diversos tipos de PNT;
- b) A influência das ações de redução das PNT nas perdas técnicas;
- c) O nível real das PNT e o seu reconhecimento ou não pelo órgão regulador;
- d) Alguns tipos de PNT necessitam, para seu equacionamento, variáveis de difícil apuração.

Neste capítulo serão analisadas as formas de equacionamento para definição do nível ótimo de PNT.

Conforme apresentado nos capítulos anteriores, muitas das técnicas já utilizadas pelas concessionárias de distribuição mostraram excelentes possibilidades de retorno, com aplicabilidade imediata na maioria das vezes. Como incentivá-las a fazer os investimentos adequados e continuar pesquisando novas abordagens é o que se pretende analisar a seguir.

6.1.2. Revisão tarifária da ANEEL

De acordo com os fundamentos econômicos da Revisão Tarifária da ANEEL, o reposicionamento tarifário estabelece o nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital investido, a serem cobertos pelas tarifas. Assim, a determinação dos “investimentos prudentes” e dos “custos operacionais eficientes” constitui-se como um dos maiores desafios da revisão tarifária.

A análise dos custos de cada uma das empresas sujeita o Regulador aos efeitos da “assimetria de informação”, pois são as próprias concessionárias que gerenciam e fornecem todas as informações (técnicas, operativas, financeiras, contábeis, etc.) requeridas, embora o Regulador possa realizar auditorias permanentes nas informações recebidas. Dessa forma, a ANEEL considera adequada que a ação regulatória seja não apenas baseada nas informações fornecidas pelas concessionárias e em auditorias das mesmas, mas também na definição de parâmetros de eficiência que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, ao mesmo tempo, constituam referências para orientar a gestão empresarial.

Segundo as Notas Técnicas da Segunda Revisão Tarifária Periódica da Eletropaulo e da Coelce, em [62] e [63] respectivamente, nos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica, assinados a partir de 1995, foram estabelecidas as tarifas iniciais e os mecanismos de sua alteração: i) reajuste tarifário anual; ii) revisão tarifária extraordinária; e iii) revisão tarifária

periódica. Destaca-se que as mesmas regras estão estabelecidas nos contratos de concessão de todas as distribuidoras do país.

Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária e explicitamente indicados no contrato. São custos cujo montante e variações escapam à vontade ou influência da concessionária, como a energia elétrica adquirida para atendimento aos clientes, os custos de transmissão e os encargos setoriais. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita, envolvendo os chamados “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão da rede elétrica e dos clientes. Estes itens estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). A Parcela B inclui também a remuneração do capital.

Ainda segundo a ANEEL, como pode ser observado em [62], no que diz respeito à parcela referente à remuneração sobre o capital investido a ser incluída nas tarifas, há que se considerar a necessidade de preservar a atratividade de investimentos para o setor. Isto significa que a remuneração deve corresponder ao custo de oportunidade do capital do investidor. O cálculo da remuneração requer que se defina o valor do investimento a ser remunerado (ou base de remuneração) e a taxa de retorno adequada a ser aplicada sobre esse valor. Considerando ainda que as empresas possam financiar suas atividades com capital próprio e/ou capital de terceiros (dívidas), e que cada alternativa tem custo de financiamento diferente, a taxa de retorno deve refletir uma sinalização da composição adequada da estrutura de capital, ou seja, do custo do capital próprio e do custo do capital de terceiros, ponderados pelas respectivas participações no capital total.

Uma vez que as tarifas tenham sido reposicionadas segundo esta abordagem, são estimados os ganhos de produtividade para o período tarifário subsequente. No caso do serviço de distribuição de energia elétrica, no qual a

evolução tecnológica é gradual (diferentemente de setores como o de telecomunicações), os ganhos de produtividade projetados têm como causa principal as alterações na escala do negócio. Durante o período tarifário se produzirão incrementos nas vendas da concessionária, tanto pelo maior consumo dos clientes existentes (crescimento vertical) como pela incorporação de novos clientes na área servida (crescimento horizontal). Esse incremento nas vendas será atendido pela concessionária com custos incrementais decrescentes em relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esses ganhos, conforme [62] ou [63], que não estão associados a uma gestão mais eficiente da concessionária, correspondem à área verde na figura 6.1 a seguir. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária distribuidora, deve ser repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor do índice que reajusta a Parcela B da receita (IGP-M). Esse redutor consiste no Fator X.

As novas tarifas máximas para o próximo período tarifário corresponderão à curva pontilhada da figura 6.1.

Figura 6.1 - Regime de Regulação por Incentivos [62]

Dessa forma, em cada período tarifário a concessionária distribuidora terá um forte incentivo para obter uma maior eficiência em sua gestão, já que poderá reter como benefícios a diferença entre os custos operacionais eficientes definidos na revisão tarifária periódica e os que efetivamente possa alcançar.

Fica claro que, caso essa diferença seja negativa, a concessionária sofrerá uma redução em suas expectativas de benefícios.

Portanto, quanto maior for a eficiência da concessionária, maior será seu benefício. Se a concessionária não explorar seu potencial de eficiência, o resultado será negativo ou, pelo menos, ocorrerá uma redução de benefícios. A área em amarelo da figura 6.1 corresponde aos benefícios que podem ser auferidos pela concessionária, caso realize uma trajetória de custos mais eficientes que os considerados no reposicionamento tarifário.

A ANEEL ainda argumenta sobre a importância desse incentivo para que as concessionárias busquem sempre o máximo de eficiência da sua gestão. O repasse imediato dessa eficiência na redução das tarifas certamente iria tirar o incentivo à busca de melhorias na gestão.

6.1.2.1. Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

Assim, conforme [62], a ANEEL define um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle total sobre os custos da Parcela A, embora se possa admitir que ela possua certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. Entretanto a Agência entende que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A e na parcela vendida e faturada.

A ANEEL deixa claro que espera que a concessionária reduza as perdas não-técnicas fazendo uma gestão eficiente. A regulação econômica do serviço de distribuição de energia elétrica deve transmitir sinais que induzam maior eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de

geração. Segundo a ANEEL, o custo marginal de longo prazo de geração costuma ser mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição.

Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, e que serão reconhecidos na parcela A, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê vender para atender seu mercado. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente. Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária. Isso significa valorar as perdas ao preço representativo das compras de energia elétrica da distribuidora. Do exposto, se depreende que a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para reduzir as perdas a níveis inferiores ao “padrão regulatório”, já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade.

Interpretando as determinações do órgão regulador, entende-se que possa ser criado um modelo de avaliação das perdas eficientes, através de um valor de Benefício/Custo que possa ser considerado ótimo, para cada empresa, e que proporcione incentivos para redução do nível de perdas não-técnicas, beneficiando tanto a concessionária quanto a sociedade em geral. Pretende-se concluir esse trabalho com uma discussão sobre a elaboração desse modelo.

6.1.3. Perdas Regulatórias

Reproduz-se, no Anexo 1, um trecho da Revisão Tarifária da Eletropaulo, extraído de [62], para introduzir a questão das Perdas Regulatórias desta empresa.

Entre as principais conclusões que se pode obter de [62] é que a regularização de consumos irregulares traz benefícios diferenciados para a sociedade e para a concessionária.

Do ponto de vista social, o montante de perdas não-técnicas e os investimentos efetivados para combatê-las deve ser tal que minimize o custo total a ser transferido aos consumidores. Para o consumidor regular, o importante é a diminuição da tarifa, que pode ser alcançada através do aumento da base de clientes (quando fraudes e furtos são regularizados) e da diminuição da necessidade de compra de energia pela concessionária (quando cessa o consumo irresponsável).

Do ponto de vista da concessionária, é importante que se aumente o lucro para os acionistas, e em um regime de regulação por incentivos o pode fazer através da diminuição das PNT abaixo dos níveis regulatórios (com custos operacionais menores e/ou investimentos mais eficientes).

Neste capítulo irão se discutir formas de equacionamento visando à definição do nível ótimo de PNT, privilegiando o enfoque da sociedade. O enfoque da sociedade é a modicidade tarifária, ou seja, a redução da Receita Requerida e o aumento do consumo faturado regular. As parcelas das PNT que influem na Receita Requerida são: investimentos, custos operacionais e compra de energia.

Nos próximos itens deste capítulo serão utilizados os números obtidos em [62] para discutir metodologias adequadas para avaliar investimentos e custos operacionais de combate a perdas comerciais.

6.2. Análise Custo/Benefício: até quando vale a pena diminuir as perdas comerciais?

A metodologia para o estabelecimento de um nível de perdas comerciais deve respeitar o aspecto legal e regulatório e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro, baseando-se no princípio de eficiência econômica, de forma que os recursos aportados no combate às perdas não superem o valor esperado do benefício de recuperação de receita (análise custo x benefício). Desta maneira, no sentido estritamente econômico, o patamar de PNT assim definido implicará na condição de equilíbrio em que o custo marginal de combate é igual à receita marginal recuperada [10].

Por outro lado, há de se considerar os custos de combate às perdas, que estão associados aos custos operacionais e aos investimentos, ambos comparados com os MWh recuperados, devidamente valorados. É de se esperar que, quanto menor o índice de perdas desejado, maiores serão os dispêndios para alcançá-lo. Também deve ser considerada a produtividade decrescente dos planos de combate, na medida em que estratégias mais diretas e menos dispendiosas são implementadas primeiramente para, em seguida, outras ações serem escolhidas.

Sobre o aspecto das fraudes, as regras e os perfis dos sistemas de combate a fraudes tendem a mudar constantemente, pois os fraudadores também se adaptam continuamente [25]. Portanto, deve ser levado em consideração que, qualquer que seja o programa adotado para combate às perdas comerciais, ele tende a ser mais bem sucedido no seu início, quando os fraudadores mais “fáceis” de serem encontrados são descobertos (considerando-se que a tecnologia esteja no seu nível ideal de maturação). À medida que o tempo passa, os índices de acertos de inspeções tendem a diminuir. Segundo dados da Eletropaulo em documento enviado para a Audiência Pública de sua Revisão Tarifária [75], os índices de acerto nas inspeções de fraudes diminuíram de aproximadamente 13% em 2005 para 11% em 2006, com aproximadamente 470 mil inspeções anuais. Considerando também as

anomalias, as inspeções bem sucedidas passam de 20% em 2005 para 18% em 2006.

Os valores médios da Eletropaulo para o período entre 2003 e 2006, foram de 430 mil inspeções por ano, com assertividade de 19% entre fraudes e anomalias, adicionando 290 GWh por ano ao mercado da empresa. Baseando-se nestas informações, a recuperação mensal média por cada fraude ou anomalia foi de:

$$V_{fraude} = \frac{290000000}{430000 * 12 * 0,19} = 295,80 kWh \quad (\text{equação 6.1})$$

Ou seja, em cada unidade consumidora com fraude encontrada, o valor médio recuperado foi de aproximadamente 295 kWh/mês, incluindo-se os consumidores residenciais, comerciais, industriais e outros.

Outro dado relevante é o referente à distribuição dos tipos de fraude.

Figura 6.2 – Distribuição dos tipos de fraude por ano na Eletropaulo [75]

Como pode ser visto na figura 6.2, em valores médios para o período 2005-2007, as ligações diretas à rede responderam por 40% das PNT (tipicamente auto-religações de clientes cortados), ficando as fraudes na medição com 23% e as fraudes de derivação com 37%.

Sobre as ligações irregulares ou clandestinas (furtos), sabe-se que estão concentradas principalmente em área de favelas, e representam grande parte das PNT. A Eletropaulo [75] estimou 400 mil domicílios com ligações clandestinas na sua área de concessão em 2005. Através de medições, a empresa também estimou inicialmente um consumo médio de 326 kWh/mês para as essas unidades consumidoras. Em outra estimativa da própria empresa, em documento emitido em setembro de 2006 sobre a regularização de ligações clandestinas na favela de Paraisópolis no Morumbi, em São Paulo, estimava a existência de 480 mil ligações irregulares com consumo total de 1780 GWh. Infere-se, portanto, que cada ligação clandestina consome 309

kWh/mês. Esse número considera a parcela de Perdas Técnicas devidas às Perdas Não-Técnicas (as Perdas Fio Não-Técnicas definidas no capítulo 2) que em muitos casos pode chegar a ser uma parcela preponderante. Uma parte desse consumo também advém do consumo irresponsável, o desperdício, também conhecido no setor elétrico como Energia Salvada. Como já foram regularizadas as áreas mais urbanizadas e de maior concentração de instalações comerciais, que distorcem o resultado de valor médio de consumo per capita, o valor estimado pela Eletropaulo para o consumo das unidades com ligações clandestinas regularizadas, após campanhas educativas e adequação das redes, é de 140 kWh/mês.

6.2.1. Perdas Comerciais Ótimas

Conforme analisado em [7], que explica a visão da “economia do bem-estar”, o mercado é visto como uma fonte de valor social, ou bem-estar público. Segundo o texto, os agentes procuram impor, cada um deles, seu interesse próprio, valendo-se da sua força de mercado. Sob certas condições, isto conduz à maximização do bem-estar público, mas em outras o resultado não é ótimo. Daí a importância da regulação. Demonstra-se na micro-economia que o valor social é máximo sempre e quando:

- O custo operacional é minimizado;
- O valor econômico adicionado (EVA – Economic Value Added) aos investidores da empresa é nulo.

Pretende-se discutir, analisar e propor procedimentos metodológicos para se obter um índice de perdas comerciais ótimo, fundamentado nestes conceitos. Para isso é importante avaliar os gastos com a redução dos índices e seus benefícios. A análise de Custo/Benefício irá permitir analisar o volume prudente de recursos e custos operacionais que devem ser investidos no combate às Perdas Comerciais.

6.2.1.1. Processo de Otimização

Para se otimizar as PNT é necessário separá-las, pois cada parcela tem o seu nível próprio de otimização. A separação proposta para a otimização das PNT é a seguinte:

PNT Tipo 1:

- Fraudes: derivações antes da medição, fraudes nos medidores e auto-religações.
- Anomalias nos medidores
- Ligações irregulares ou clandestinas.

PNT Tipo 2:

- Diferenças no faturamento da Iluminação Pública.
- Erros de aferição nos medidores.
- Unidades consumidoras sem medição.
- Medição errada do leiturista.
- Outros.

A figura 6.3 ilustra como deve ser feita essa separação.

Figura 6.3 – Subdivisão das Perdas Globais em uma concessionária de distribuição.

A seguir serão estudados procedimentos adequados para estimar os valores de cada parcela e como definir um nível ótimo.

6.2.2. Estimativa das parcelas de PNT

Com a experiência ao longo dos últimos anos, as concessionárias passaram a conhecer melhor a origem de suas perdas, o que é fundamental para se obter cada componente das Perdas Não-Técnicas.

Usa-se como exemplo a empresa Eletropaulo, baseando-se na sua Nota Técnica de Revisão Tarifária de 2007 [62], bem como suas contribuições na respectiva Audiência Pública [75].

A referência [81], conforme já relatado anteriormente, estima haver 480 mil ligações clandestinas com consumo total de 1780 GWh por ano, e consumo médio, estimado através de medições, de 309 kWh/mês por unidade. O número de consumidores clandestinos deve ser aferido por metodologias diversas a fim de conferir este valor (censo, informações de prefeituras, ONGs análises amostrais, etc.).

Da tabela 6.1 obtém-se o valor de 7,96% da energia requerida para as Perdas Não-Técnicas da Eletropaulo, correspondentes a 3.627.591 MWh.

Tabela 6.1 – Perdas da Eletropaulo [62]

Descrição	% sobre Energia Requerida	Total (MWh)
Perdas Distribuição	12,77%	5.822.077
Perdas Técnicas	4,81%	2.194.486
Perdas Não Técnicas	7,96%	3.627.591

Portanto, os furtos correspondem a 3,91% da Energia Requerida pela Eletropaulo, pois:

$$E_{\text{furtos}} = 7,96\% * (1.780.000/3.627.591) = 3,91\%$$

Da experiência, sabe-se que os valores de PNT2 têm menor relevância em comparação com os valores de PNT1. Para permitir a realização de exercício de aplicação, e considerando as expectativas de menor relevância destas, admitiu-se que as PNT2, neste caso são de 0,96% da Energia Requerida da empresa. Salienta-se, porém, que este percentual deve ser apurado através de análises amostrais.

Desta forma, obtém-se para as fraudes o valor de:

$$E_{fraude} = 7,96 - 0,96 - 3,91 = 3,09\%$$

Na tabela 6.2 tem-se um resumo dessa divisão, que será usada para exercício de aplicação:

Tabela 6.2 – Estimativa de Divisão de PNT da Eletropaulo em 2007

Divisão de PNT	Total Perdas (MWh)	PNT	PNT1 Furto	PNT1 Fraude	PNT2
	12,77%	7,96%	3,91%	3,09%	0,96%
MWh/ano	5.822.077	3.627.591	1.780.000	1.409.909	437.682

6.3. Estimativa e ações de combate às PNT Tipo 2

As Perdas Não-Técnicas do Tipo 2 são basicamente constituídas pelos erros de aferição dos medidores instalados nos consumidores da área de concessão da empresa, pelos erros de estimativa em IP, e em menor escala pelas medições erradas dos leituristas, as diferenças de consumo em relação ao faturamento nas unidades consumidoras sem medição, e os demais casos considerados.

Serão analisados os principais casos: IP, aferição de medidores e unidades sem medição.

6.3.1. Iluminação Pública

Para elaboração de análise para os erros de estimativa de cobrança de Iluminação Pública (IP), propõe-se que a empresa deveria fazer uma análise amostral estratificada, entre outros, por localização de logradouros, verificando:

- a) Período de tempo diário de IP ligada em relação ao contrato;

- b) Lâmpadas queimadas (que fornecem valores negativos para as perdas não-técnicas);
- c) Lâmpadas acesas fora do período de contratação, devido a defeitos em relés e sensores (que fornecem valores positivos de perdas).

A análise de custo-benefício, na hipótese do período diário do contrato estar aderente à realidade (no contrato normalmente constam que as lâmpadas devem estar acesas durante 12 horas por dia, durante 360 dias/ano), deve ser feita considerando-se o custo das inspeções ou ações para descobrir e corrigir as irregularidades, considerando material e mão-de-obra, e os benefícios da regularização. No caso de lâmpadas acesas durante o dia, a concessionária paga pela energia desperdiçada. No caso das lâmpadas queimadas, a concessionária está sendo beneficiada, pois não está fornecendo a energia contratada. Portanto, não existe benefício para a concessionária em trocar as lâmpadas queimadas, e ela deve fazê-lo não só pelas relações contratuais com as prefeituras, como também pela segurança da população.

Para o cálculo do custo das inspeções, serão adotadas algumas premissas:

- 4 lâmpadas por quadra de 100 metros
- Velocidade de inspeção: 4 km/h
- 7 horas de trabalho efetivo por dia
- Valor da hora do funcionário de inspeção: R\$15,00/hora, cerca de R\$120,00/dia já considerando todas as despesas e os encargos trabalhistas.

Para um lote de 10.000 lâmpadas de 100W cada, tem-se:

- 40 lâmpadas por km
- 250 km no total
- 250 km a uma velocidade de 4 km/h $\approx$ 8 dias úteis.

E, portanto, o custo da inspeção do lote de 10.000 lâmpadas é de R\$ 960,00.

Para cálculo do benefício referente às lâmpadas acesas durante o dia (em geral o contrato com as prefeituras não estipula um nível médio de lâmpadas acesas durante o dia, porém por generalização admitiu-se um valor Y%) deve ser levado em consideração o custo de compra da energia (admitido 95 R\$/MWh), o tamanho do lote (10.000 lâmpadas), a quantidade de lâmpadas acesas encontradas nas inspeções (X%), o consumo de cada lâmpada (0,1 kW), o tempo que ela fica acesa por dia (24 horas, em contraposição às 12 horas contratadas), e o número de meses médios do benefício. Esse último item tem que levar em conta que a lâmpada fica algum tempo acesa até ser inspecionada e então trocada. Supõe-se neste trabalho que cada lâmpada fique em média um mês acesa durante todo o dia até ser substituída. Assim:

$$\text{Benefício} = 0,095 * 10.000 * (X - Y)\% * 0,1 * 12 * 1 * 30$$

$$\text{Benefício} = R\$34.200,00 * (X - Y)\%$$

Considerando-se que em bases anuais a quantidade de lâmpadas acesas durante todo o dia face ao previsto em contrato (X-Y)% deve ser bem inferior a 3%, o benefício é:

$$\text{Benefício} \leq R\$1026,00 / \text{ano}$$

Uma análise amostral poderia melhor aferir o índice X% e o tempo médio de substituição dos relés/sensores, porém, como ainda deve ser considerado o custo da troca, fica evidente que este item não tem boa relação benefício/custo se realizado através de inspeções. Devem ser utilizados, portanto, outros métodos menos onerosos, sem inspeções explícitas, de forma a melhorar a relação custo/benefício. Uma campanha para os cidadãos ligarem no call center da empresa identificando o local das lâmpadas acesas durante o dia irá reduzir os custos. Considerando que não haja inspeções e nem necessidade de ampliação do Call Center, e que a troca seja feita com aproveitamento do tempo ocioso das equipes que estão em campo, os benefícios tornam-se superiores aos custos.

Este não é um item que, em geral, causa grande impacto nas perdas não-técnicas, especialmente em face da dimensão das demais parcelas.

Segundo a empresa, a Eletropaulo pretende colocar medição em todo o sistema de Iluminação Pública de São Paulo, com previsão de instalação de aproximadamente 20 mil medidores na fronteira da rede de IP, que no caso do município de São Paulo pertence à prefeitura. A vantagem adicional é a eliminação das perdas comerciais devidas às ligações clandestinas feitas diretamente na rede de IP frequentemente por vendedores ambulantes ou feiras livres. Nos casos das redes de IP não serem da empresa distribuidora, eventuais perdas comerciais nessas redes serão de responsabilidade da prefeitura. As redes que pertencem à distribuidora são tarifadas pela Tarifa Bulbo, da ordem de 5% inferior à Tarifa Rede (quando a rede pertence à concessionária).

6.3.2. Avaliação do Parque de Medidores

Analogamente, pode-se estimar o montante de PNT gerado pelos erros nos valores medidos pelos medidores. De forma similar ao que foi elaborado no trabalho apresentado no Capítulo 3 - item 3.8, são propostos os seguintes passos:

- a) Fazer análise amostral estratificada, por exemplo, por tipo/fabricante/idade;
- b) Medidores das amostras são retirados em campo e são analisados em laboratório;
- c) Verificam-se lotes que potencialmente têm medidores registrando a menor;
- d) Efetuar análise de custo-benefício. Se um determinado tipo de medidor de determinado tipo/fabricante/idade estiver registrando em média $x\%$ a menor, o valor do benefício de troca tem que considerar o custo da troca

de todo o lote de medidores, incluindo os materiais e a mão-de-obra necessários.

6.3.2.1. Cálculo do Benefício por Melhoria do Erro de Medição

Considera-se neste exemplo uma população de medidores de um determinado grupo 'X' igual a 50.000 medidores.

É necessário salientar que os maiores benefícios estão correlacionados com os medidores instalados nas unidades com os maiores consumos, e também evidentemente nos medidores que possuem os maiores erros de medição a menor. Deve ser verificada na base de dados de medidores, qual a quantidade de medidores do lote, com consumo maior que um determinado valor.

Neste exercício inicial admitiu-se que o nível de corte de consumo mensal seja de 500 kWh, e assim admitiu-se que 7500 medidores (15% do lote) estão instalados em unidades com consumo superior a 500 kWh/mês, representados por um consumo médio de 700 kWh/mês.

Consideram-se também os medidores que possuem os maiores erros de medição a menor. É necessário definir um nível a partir do qual é economicamente interessante fazer a troca. Neste exemplo serão admitidos medidores com erros negativos maiores que 1% em módulo, e que 50% têm erro negativo maior que esse valor em módulo, com erro médio de (-2%). É importante salientar que um lote típico não deve apresentar percentuais de erros de medição tão elevados.

O ganho em kWh por troca de medidores nesta situação seria:

$$\text{Ganho} = 700 \text{ kWh/mes} * 2,00\% * 12 = 168 \text{ kWh/ano/ medidor}$$

Consideram-se benefícios apenas para os 15% da amostra que consomem mais que 500 kWh por mês, e destes apenas os 50% que tem erro negativo e inferior a (-1%), que são: $15\% * 50.000 * 50\% = 3.750$ medidores.

Portanto, do total de 7500 medidores a serem trocados, apenas metade apresentariam o ganho calculado.

O benefício em R\$, supondo-se uma tarifa média de R\$0,250/kWh, é:

$$\text{Benefício} = 3.750 * 168 * 0,250 = \text{R\$}157.500,00 / \text{ano}$$

O custo da troca deve considerar:

- Custo de aquisição do equipamento
- Custo da substituição (transporte, equipe, serviços)

No caso de troca por medidores eletromecânicos reformados (“retrofit”), tem-se um custo estimado da troca completa de R\$37,00 (R\$22,00 da troca e R\$15,00 do retrofit). Portanto, como serão trocados 7.500 medidores, tem-se:

$$\text{Custo} = 37 * 7.500 = \text{R\$}277.500,00$$

Nesse caso, o período de retorno é de aproximadamente 2,27 anos, como pode ser analisado na figura 6.4 a seguir.

Figura 6.4 – Cálculo de pay-back da troca de um lote por medidores reformados.

Para calcular o período de retorno para troca de um lote por medidores eletromecânicos novos, basta considerar o valor do custo do medidor novo (aproximadamente R\$65,00, mais R\$22,00 da troca) no lugar do reformado. Assim,

$$\text{Custo} = 87 * 7.500 = \text{R\$}652.500,00$$

Nesse caso, o período de retorno é de aproximadamente 7,76 anos, como pode ser analisado na figura 6.5 a seguir.

Figura 6.5 – Cálculo de pay-back da troca por um lote de medidores eletromecânicos novos.

No caso de substituição de medidores totalmente depreciados haverá um adicional de benefício para a distribuidora devido ao incremento da base de remuneração do capital.

Observa-se que no caso de retrofit, e visando uma maior redução das perdas não-técnicas, há espaço para aumento do lote a ser trocado. Por exemplo, caso se reduzisse o consumo mínimo de interesse para 400 kWh/mês, o consumo médio também reduzirá, reduzindo o benefício por medidor, porém propiciando maior redução das PNT.

O desafio para as empresas está, então, na escolha dos limites de consumo e dos erros médios que apresentam viabilidade, sempre priorizando os lotes que tenham os maiores erros e os maiores níveis de consumo.

6.3.2.2. Cálculo do Benefício da Cobrança de Energia Reativa

Do ponto de vista apenas da concessionária, pode ser analisada a troca por medidores eletrônicos novos. Nesse caso, poderá ser considerado o benefício da cobrança de energia reativa. De acordo com a Resolução ANEEL 456/00 [69], o cálculo do montante de Energia Reativa Média por consumidor, por faixa e classe de consumo, é feito através da seguinte fórmula:

$$\text{FER} = \text{CA} * \left(\frac{\text{fr}}{\text{fm}} - 1 \right) * \text{TCA} \quad (\text{equação 6.2})$$

Onde:

FER=energia reativa excedente a $\text{fp}=0,92$.

CA = kWh ativo

$\text{fr}=0,92$;

fm = fator de potencia indutivo médio

TCA=tarifa (0,250 R\$/kWh)

As faixas de consumo mais altas, embora eventualmente possam apresentar proporções menores de consumidores com fator de potência médio inferior a 0,92, apresentam maior montante de energia reativa para cada medidor nesta condição, e a troca está também coordenada com a redução das PNT.

Através da análise das curvas de carga da campanha de medidas para as revisões tarifárias das empresas, é possível calcular o fator de potência médio para cada faixa e classe de consumo considerado no processo de caracterização da carga, e através da equação 6.2, calcular o montante de energia reativa média por consumidor em cada classe e faixa de consumo.

Através da substituição dos 7500 medidores nas condições observadas no grupo 'X' por medidores eletrônicos capazes de medir energia reativa, supõe-

se aqui que serão apresentados, em média, ganhos em cobrança de energia reativa para um terço dos medidores (2500), a uma média de 150 kWh mensais, o que, a uma tarifa média de R\$ 250,00/MWh resultaria em um ganho mensal da ordem de R\$ 93.750,00.

Como esta cobrança será devida a um consumo penalizado por fator de potência, é muito provável que sejam tomadas medidas corretivas no sentido de anular os montantes cobrados por transgressão do fator de potência. Dentro desta análise, foi admitido um prazo médio de três meses para que o consumidor tome medidas corretivas, sendo considerados, portanto, benefícios mensais por apenas três meses. Para o exemplo dado, tem-se:

$$\text{Benefício adicional} = 3 * 93.750 = R\$281.250,00$$

O benefício futuro anual continua sendo o mesmo dos casos com medidores eletromecânicos, ou seja, R\$157.500,00 devido à correção do erro de medição.

O valor do custo do medidor eletrônico novo é de aproximadamente R\$50,00, e de R\$30,00 para a troca, um pouco mais complexa que a troca de um medidor convencional. Assim, para o cálculo do custo, tem-se:

$$\text{Custo} = 80 * 7.500 = R\$600.000,00$$

Nesse caso, o período de retorno para a concessionária é de aproximadamente 2,69 anos, como pode ser analisado na figura 6.6 a seguir.

Figura 6.6 – Cálculo de pay-back da troca por um lote de medidores eletrônicos.

Destaca-se que a vida útil média de um medidor eletrônico é menor que a de um eletromecânico, o que não está sendo considerado nesta análise.

6.3.3. Unidades Sem Medição

No caso de unidades sem medidores, nos casos previstos pela legislação, o procedimento para cálculo da relação benefício/custo é similar, ou seja:

- Análise amostral para definir grupos de tipos de consumidores sem medição;
- Instalação de medição nas amostras dos diversos grupos;
- Verificação das diferenças a maior e a menor das unidades consumidoras sem medição das amostras;
- Análise custo-benefício de instalar as medições, considerando material, mão-de-obra e custo das leituras mensais.

Estas análises amostrais de IP, Medidores e Unidades Sem Medição, fornecem uma boa estimativa das parcelas das PNT2.

6.4. Estimativa do Benefício/Custo das PNT Tipo 1

O cálculo do benefício da regularização de um consumidor tem três parcelas. Em primeiro, a legislação permite que a concessionária proceda à revisão do

faturamento no período em que for comprovada a ocorrência da fraude; segundo, a partir do momento da regularização há um incremento da energia faturada, uma vez que o consumidor passa a ser faturado pelo valor real medido, superior ao valor faturado durante a existência da fraude; finalmente, quando da regularização de uma fraude ou ligação clandestina, cessa-se o incentivo ao consumo irresponsável de energia elétrica e, portanto, há um decréscimo na necessidade de compra de energia pela concessionária, e consequentemente do seu impacto nas perdas técnicas. As perdas técnicas sofrem grande diminuição após a regularização de ligações clandestinas, pois como essas são feitas sem nenhum critério técnico, têm sido detectados níveis extremamente elevados de perdas em conexões e nos condutores, quase sempre de capacidade inferior à adequada.

Assim, o cálculo do benefício econômico deve ser feito considerando-se:

1. A revisão do faturamento dos meses onde houve fraude (normalmente não se aplica aos furtos). Tipicamente, as empresas conseguem recuperar valores retroativos de 1 a 5 anos, variando conforme a empresa, a classe e a faixa de consumo. Segundo o Código Civil Brasileiro, o prazo prescricional para cobrança retroativa da dívida líquida é de 5 anos;
2. O novo valor de energia mensal faturada, que passará a ser faturado corretamente;
3. O aumento da oferta de energia que surge com a diminuição das perdas, que corresponde a energia que deixará de ser comprada, pois uma sensível parcela era referente aos altos níveis de perdas técnicas das ligações com fraudes e ao consumo irresponsável, que deve cessar no momento da regularização.

Portanto, considera-se eficiente a recuperação de energia até o ponto onde os custos marginais de recuperação são iguais aos benefícios econômicos marginais.

É importante lembrar que, conforme definido no segundo capítulo deste trabalho, existem basicamente 2 principais tipos de dispêndios com o combate dessas Perdas Comerciais:

- Custos Operacionais de Combate a Perdas Comerciais e;
- Investimentos em Prevenção a Perdas Comerciais e Regularização de Consumidores.

Os Custos Operacionais de Combate se referem sobretudo aos gastos com a detecção das unidades fraudadoras, incluindo-se as tarefas administrativas relacionadas, como treinamento e manutenção de equipes de inspeção, e os custos de cobrança, que incluem os processos jurídicos e a infra-estrutura de negociação e de cobrança.

Os Investimentos em Prevenção são normalmente eficazes para mitigação de consumidores clandestinos, embora também evitem fraudes, principalmente quando as medições são externalizadas.

6.4.1. Otimização dos Custos Operacionais de Combate

Para definição do nível ótimo de investimentos para combate às perdas comerciais, usa-se como exemplo o caso da ELETROPAULO, baseando-se na Nota Técnica de Revisão Tarifária [62] disponível no site da ANEEL, e que foi parcialmente reproduzida no Anexo 1.

Esses números serão utilizados para calcular o valor de perdas ótimas. A ANEEL determinou a meta de 12,77% para as perdas regulatórias da ELETROPAULO, que é o valor reconhecido de perdas da empresa, divididas conforme a tabela 6.1.

Das perdas, 5.822.077 MWh são referentes às Perdas Regulatórias na distribuição, e 925.144 MWh referentes às perdas da Rede Básica.

O custo médio da energia comprada pela Eletropaulo, conforme [62], é de 95,85 R\$/MWh. O custo de venda em BT (baixa tensão) para consumidores residenciais foi adotado como 246 R\$/MWh com base na referência [76].

Conforme a tabela 6.2, as fraudes da Eletropaulo foram estimadas em 1.409.909 MWh, correspondentes a 3,09% da Energia Requerida. Para as PNT2 foram estimados 0,96% da Energia Requerida, restando para os furtos 3,91%.

Portanto, para se avaliar adequadamente os benefícios devidos à regularização de unidades fraudulentas, devem ser consideradas as 3 parcelas comentadas anteriormente.

Com o objetivo de modelar uma função que represente o custo da parcela de PNT1 devida a fraudes considerando as inspeções de campo para descobrir ligações irregulares, foram experimentadas diversas alternativas. A formulação a seguir ilustra as parcelas do benefício e do custo das inspeções, considerando que a Eletropaulo planeje sempre, devido ao seu porte, no mínimo blocos de 10.000 inspeções.

Fica estabelecido que os custos das inspeções contemplam toda a infraestrutura da empresa utilizada para combate e detecção de perdas comerciais, como por exemplo, os custos com treinamento e manutenção da equipe principal e das auxiliares, estrutura física, etc., e foram admitidos como constantes [75].

6.4.1.1. Benefício

A figura 6.7 a seguir ilustra o comportamento da curva de benefícios marginais esperados, onde se intui que com o aumento de N os níveis de identificação de fraudes diminuem.

Figura 6.7 – Curva de benefícios

6.4.1.2. Sucesso das inspeções de campo

Para estimar valores para o sucesso das inspeções de campo, admite-se que no primeiro ciclo de inspeções o índice de sucesso seja máximo. Lembra-se que, conforme [75], os índices de acerto nas inspeções de fraudes diminuíram de aproximadamente 20% em 2005 para 18% em 2006, considerando-se também as anomalias em medidores.

Na metodologia desenvolvida, o ideal é que os valores possam ser atualizados periodicamente, conforme sejam obtidos novos dados. Cabe a cada empresa, ou eventualmente ao órgão regulador nas suas análises, aferir os valores de inspeções em campo e respectivos resultados da melhor forma possível.

Em cada inspeção de campo bem sucedida (ou seja, a cada fraude encontrada), conforme a equação 6.1 (pág. 138), serão recuperados **295,80 kWh** por mês. Considerar-se-á que essa recuperação ocorra mensalmente

após a descoberta da irregularidade. Embora se entenda que existam casos de reincidência, os mesmos vão se refletir nos índices de PNT dos meses ou anos seguintes, e assim podem ser encarados como novas fraudes, numa primeira simplificação. Os casos de reincidência também poderiam ser considerados diretamente, como um adendo à metodologia adotada.

Conforme valor de PNT1 devido a fraudes apresentado na tabela 6.2 (pág. 144), pode-se estimar a quantidade de fraudes existentes na Eletropaulo por:

$$Fraudes = \frac{1.409.909 * 1.000}{295,8 * 12} = 397.202 \text{ fraudes} \text{ (equação 6.3)}$$

correspondente a cerca de 7% das unidades consumidoras da empresa.

6.4.1.3. Cálculo dos Benefícios Marginais

O benefício marginal no caso de fraudes foi obtido de duas parcelas (desprezou-se o benefício oriundo de redução das perdas fio não-técnicas, parcela de mais difícil apuração). A primeira, que será chamada de B1, refere-se à Recuperação de Receitas, ou seja, a recuperação da energia consumida e não faturada corretamente no período da fraude.

Assume-se que o valor de energia que vinha sendo fraudado seja cobrado, em média, referente aos 12 meses anteriores à inspeção. As concessionárias têm percebido que se atuarem em prazos maiores a dívida pode ficar excessivamente grande, e se torna insolvente para consumidores residenciais.

Considerando-se o valor de R\$246,00 por MWh para a energia vendida da Eletropaulo, tem-se:

$$B1 = \frac{295,8 * 12 * 246}{1000} = R\$873,20$$

em receitas recuperadas em média por inspeção bem sucedida.

Conforme artigo 73 da resolução 456 da ANEEL [69], nos casos de revisão do faturamento a concessionária poderá cobrar o custo administrativo adicional correspondente a, no máximo, 30 % (trinta por cento) do valor líquido da fatura relativa à diferença entre os valores apurados e os efetivamente faturados. Esse valor não será adicionado nos cálculos deste exemplo pelo mesmo motivo que não se considerou um prazo de recuperação maior do que 12 meses: evitar que a dívida torne-se insolvente.

Para o cálculo do faturamento esperado após a regularização, cujo benefício será chamado de B2, é necessário considerar qual o custo da energia vendida.

Será levado em consideração que o consumo após a regularização é menor do que o consumo durante a fraude. Isso porque existe uma parcela de consumo dito “irresponsável” que cessa quando a fraude é regularizada. Estimou-se um valor de 20% para o consumo irresponsável. Portanto, apenas 80% serão efetivamente adicionados ao mercado firme da empresa.

Quando a empresa tem cobertura tarifária para as perdas não-técnicas, o custo de compra de energia é pago pelos consumidores regulares e está na receita permitida. O valor de venda será sempre admitido como 246 R\$/MWh, pois mesmo nos casos de consumidores enquadrados na tarifa de Baixa Renda, a concessionária recebe este valor.

Caso se admita esse benefício como *perene*, para sua estimativa basta dividir o valor anual pela taxa de atualização do capital, que será considerada 17%.

$$B2 = \frac{295,8 * 80\% * 12 * 0,246}{17\%} = R\$4.109,18$$

Portanto, o benefício total de regularização de cada fraude será:

$$B = B1 + B2 = 873,20 + 4.109,18 = R\$4.982,38 \quad (\text{equação 6.4})$$

Lembrando que são 397.302 fraudes na área de concessão da empresa, tem-se o benefício para o total de fraudes:

$$B = 4.982,38 * 397.302 = R\$1.979.509.538,00 \quad (\text{equação 6.5})$$

O benefício de um bloco de 10.000 inspeções bem sucedidas pode ser calculado como:

$$\text{Benefício}(N) = 4.982,38 * N * (\% \text{ sucesso})$$

Observa-se que, qualquer que seja o programa adotado para combate às perdas comerciais, ele tende a ser mais bem sucedido no seu início, quando os fraudadores mais “fáceis” de serem encontrados são descobertos. Admitiu-se que a taxa de sucesso seja decrescente, como indicado na tabela 6.3, que ilustra esse processo. A coluna de Benefício Marginal corresponde ao benefício de encontrar-se a porcentagem equivalente de fraudes, fazendo-se cada ciclo de **450.000** (no caso estudado) inspeções.

Tabela 6.3 – Variação dos benefícios marginais com os índices de sucesso de inspeções

Ano	Índice de Sucesso (%)	Benefício Marginal (R\$ milhões)
1	20,00	448,41
2	18,00	403,57
3	16,50	369,94
4	15,38	344,72
5	14,53	325,80
6	13,90	311,61

Na tabela 6.3, verifica-se como os benefícios diminuem de acordo com as taxas de sucesso das inspeções de campo, e este equacionamento foi ajustado a partir dos dados existentes para os primeiros anos, e fornecendo uma previsão para o período final.

A tabela 6.4 apresenta os valores dos Benefícios Máximos Remanescentes após cada bloco de medições.

Tabela 6.4 – Valores de Benefício Máximos Remanescentes

N	Inspeções	Benefício Máximo Remanescente (R\$ milhões)	Custos (R\$ milhões)	Bem.Máx.Reman. - Custo das Inspeções (R\$ milhões)
0	0	1.979,51	0	1.979,51
45	450.000	1.531,10	60,75	1.470,35
90	900.000	1.127,52	60,75	1.066,77
135	1.350.000	757,58	60,75	696,83
180	1.800.000	412,86	60,75	352,11
225	2.250.000	87,06	60,75	26,31
270	2.700.000	(224,55)	60,75	(285,30)

Nota-se que não se considerou a capitalização ao longo dos períodos. Se as inspeções forem dispersas (em períodos mais longos), os valores presentes deveriam ser obtidos tanto para os valores dos benefícios quanto dos custos, pois tem influência nos resultados.

A figura 6.8 ilustra as curvas: “Benefício Máximo Remanescente – Custo Marginal” (curva azul escuro), “Benefício Máximo Remanescente” (curva amarela), “Benefício Marginal” (curva azul clara) e “Custo Marginal” (curva rosa).

Figura 6.8 – Curva de Benefício Máx. Remanescente – Custo das Inspeções

Nota-se que após cerca de 2.250.000 inspeções, o valor do “Benefício Máximo Remanescente – Custo das Inspeções” zera. Dessa forma, essa seria a quantidade de inspeções ótima obtida através do equacionamento proposto, ou seja, em aproximadamente 5 períodos, considerando-se as diminuições propostas na taxa de sucesso das inspeções, a empresa teria eliminado as fraudes, indicando os investimentos adequados para combater as PNT1.

As variáveis que influenciam este ponto ótimo são principalmente, o valor da tarifa de energia, o custo e a taxa de sucesso das inspeções, e os montantes de energia recuperada/fraude, além do montante estimado para as fraudes.

Nota-se que a empresa deve ir atualizando os benefícios marginais, pois se esses valores se mantiverem como na figura 6.8 acima, provavelmente houve significativo número de novas irregularidades (novas fraudes ou reincidências). De qualquer maneira, o equacionamento sugerido necessita ser readequado periodicamente, para atualizar principalmente os valores de índices de acerto de inspeções efetivamente obtidos em campo, a energia adicionada, e o benefício máximo.

Finalmente observa-se que não foram considerados os benefícios em função da redução das perdas técnicas e do consumo irresponsável. A redução de perdas técnicas depende, dentre outros fatores, do índice de perdas que a empresa tem, e da maior ou menor concentração das fraudes em circuitos existentes, conforme abordado no capítulo 2. Entretanto, alguns modelos indicaram ser essa parcela menos significativa do que a redução do consumo irresponsável. Considerando que a redução do consumo irresponsável seja de 20% perene, haverá uma redução equivalente na compra de energia que dará um benefício de cerca de R\$ 396,72 por fraude descoberta $\{(0,095 * 0,2 * 295,8 * 12)/17\}$, o que eleva o benefício por fraude em cerca de 8%.

6.4.2. Metodologia proposta para otimização dos Investimentos

Neste item serão abordados os investimentos em Prevenção a Perdas Comerciais, eficazes para mitigação de consumidores clandestinos, embora também evitem fraudes, com maior eficácia dependendo da tipologia da rede.

Conforme definido no capítulo 3, os aspectos de prevenção referem-se a formas de evitar que as fraudes ocorram.

As principais técnicas são as seguintes:

- Campanhas de prevenção: baseadas em campanhas de marketing, por vezes procurando salientar o caráter de crime da fraude ou furto;
- Ações na Rede: Melhorias tecnológicas que são feitas na rede elétrica, dificultando a ligação direta de ramais de ligação irregulares à rede de distribuição da concessionária;
- Medição Remota: refere-se ao uso de equipamentos de medição que transmitem os dados diretamente à concessionária, ou à concentradores estrategicamente alocados, evitando que o consumidor tenha acesso ao medidor e a leitura individual convencional;

- Aspectos Sociais: refere-se a programas sociais nas comunidades em áreas sujeitas a elevados índices de perdas comerciais, que podem auxiliar na diminuição destes mesmos índices, conforme visto no item anterior.
- Educação: programas educativos em comunidades de áreas sujeitas a elevados índices de perdas comerciais.

A implantação de tecnologia de rede de distribuição menos acessível aos furtos é certamente um item decisivo na solução do problema. Considera-se neste trabalho que a rede denominada DAT (Distribuição Aérea Transversal), pelos resultados recentemente obtidos pelas empresas que a utilizam (a AMPLA é o caso notório), tem-se mostrado ser uma solução estável para o problema do furto de energia, bem como das eventuais fraudes que possam existir nas regiões contempladas. Quando aplicada juntamente com a tecnologia de medição remota, ataca também a questão da inadimplência. A análise a seguir irá considerar apenas a questão dos furtos, concentrados principalmente em área de favelas.

O padrão de rede DAT tem um custo relativamente alto, e algumas empresas tem procurado resolver o problema de forma mais econômica nas suas áreas de concessão. No caso da Eletropaulo, a empresa normalmente não aumenta a altura dos postes, e usa na regularização de ligações clandestinas cabos do tipo pré-reunido (cabo multiplexado auto-sustentado, formado por um ou mais condutores isolados, um condutor de sustentação isolado ou não, dispostos helicoidalmente, sem cobertura), o que obriga o ramal de ligação ser constituído do mesmo cabo, dificultando em muito a ligação irregular. O cliente é ligado a uma caixa blindada no poste, e pode ser cortado ou religado diretamente nessa caixa.

Para definição do nível ótimo de investimentos para mitigação dos furtos de energia, o cálculo do benefício da regularização de uma ligação clandestina deve considerar que a partir do momento da regularização há o incremento da

energia que passará a ser faturada, e também que deverá cessar o consumo irresponsável de energia elétrica.

Se as ligações clandestinas estão reconhecidas na tarifa, é como se a empresa não estivesse pagando pela energia furtada, pois tem a cobertura tarifária correspondente. Fica claro que para a concessionária é interessante investir até atingir o nível regulatório, ou ainda ultrapassá-lo, pois nesse caso irá receber dos consumidores regularizados a fatura de energia.

De acordo com o site do BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (http://www.bndes.gov.br/noticias/2005/not172_05.asp), o banco financiou a implantação da rede DAT na AMPLA, cujo investimento total foi de R\$ 263 milhões, para atendimento de 321 mil clientes nos municípios fluminenses de São Gonçalo, Magé, Duque de Caxias, Itaboraí, Cabo Frio, Araruama, Macaé e Campos. O investimento por cliente, portanto, foi de R\$819,31.

Na Eletropaulo, a tecnologia com uso de cabo pré-reunido, como a aplicada em Paraisópolis, apresentou valores de investimento médios próximos a R\$500,00 por cliente.

Assim, para uma primeira aplicação do cálculo da parcela de custos, será utilizado R\$500,00 por consumidor, ou R\$500.000,00 a cada mil consumidores. Conforme [81], na Eletropaulo foram estimados 480 mil ligações clandestinas com consumo total de 1780 GWh por ano, e consumo médio de 309 kWh/mês por unidade.

Para o cálculo da parcela de benefício, lembra-se que normalmente as unidades consumidoras clandestinas regularizadas irão pagar tarifa de Baixa Renda. Será levado em consideração, porém, que a empresa recebe o valor integral da tarifa residencial, ou seja, R\$246,00/MWh. O benefício para a concessionária pode ser calculado, portanto, por: $0,246 \times 309 = R\$76,01$ por mês por consumidor. Para mil consumidores são R\$76.010,00 por mês.

Esse raciocínio é válido numa hipótese simplificadora onde não se considera eventuais necessidades de aumento de equipes ou infra-estrutura para atendimento. Fazendo o cálculo da Taxa de Retorno do Investimento (pay-back) para uma taxa de juros de 17% ao ano, a figura 6.9 abaixo apresenta os resultados, para cada 1000 consumidores regularizados.

Figura 6.9 – Análise benefício-custo com consumo per capita de 309 kWh/mês

O período de retorno, portanto, é inferior a 7 meses, sinalizando fortemente que a empresa deve investir na regularização de ligações clandestinas.

Parte do consumo mensal por unidade é devida ao incremento das perdas fio não-técnicas, em função de vários fatores incluindo níveis de tensão inadequados e desperdício (consumo irresponsável). Além disso, as campanhas educativas e as ações de eficiência energética também auxiliam os consumidores regularizados a diminuir seu consumo mensal. Admitiu-se, conforme expectativa da Eletropaulo, como 140 kWh/mês o consumo médio de grande parte dos consumidores clandestinos após a regularização. Nesse caso, a mesma análise acima pode ser feita para esse novo valor de consumo. Nesse caso, tem-se $0,246 \times 140 = \text{R\$}34,44$ por mês por consumidor. Para mil consumidores são **R\$34.440,00** por mês. A nova análise benefício-custo está na figura 6.10, demonstrando mesmo assim um excelente tempo de retorno, inferior a um ano e meio. Não se considerou o benefício de não se comprar a parcela de energia referente ao consumo irresponsável, estimada em **R\$ 95,85**, e nem aumento da infra-estrutura.

Figura 6.10 – Análise benefício-custo com consumo per capita de 140 kWh/mês

Para conseguir regularizar 100% dos casos da sua área de concessão, considerando que não surjam novas áreas, a empresa necessita regularizar mais de 100 mil ligações por ano. É importante lembrar também que o uso de rede com cabo pré-reunido também evita fraudes, embora não tenha sido estimado seu benefício nos cálculos anteriores, por considerar-se que em áreas de furtos os índices de fraudes são muito reduzidos. Fica clara a importância urgente de regularização de todas as áreas com ligações clandestinas existentes, pois os benefícios para a sociedade ultrapassam em muito os custos. Mesmo em redes que os furtos não sejam a maioria, as soluções apresentadas se mostram adequadas, exceto em casos onde o número de ligações clandestinas seja muito baixo, caso que não viabiliza a substituição da rede existente.

6.5. Considerações Regulatórias

Embora grande parte das perdas comerciais, especialmente as originadas pelas ligações clandestinas, tenham origem em questões de cunho social, existem atualmente políticas para mitigar tais questões. A lei 10.438 de 2002 estabelece condicionantes, metas e fontes de recursos para a universalização, possibilitando o acesso ao serviço de fornecimento de energia elétrica sem qualquer ônus para todas as unidades consumidoras em BT com carga instalada de até 50 kW, e estabelece critérios para a classificação dos consumidores na subclasse residencial baixa renda, que objetiva favorecer a

manutenção do fornecimento de energia elétrica de forma regular, através de subsídios nas tarifas para as classes menos favorecidas, oriundos de encargos setoriais.

Salienta-se que não fez parte dessa pesquisa análise sobre a necessidade de aprimoramento desses dispositivos legais. Considerando-os há a necessidade de reduzir o montante de perdas não-técnicas. Reforça esse conceito o fato de que a partir da próxima Revisão Tarifária, a ANEEL deverá incorporar os custos operacionais na empresa de referência, significando que os custos de combate às Perdas Comerciais serão reconhecidos no valor da estrutura da empresa. Dessa forma, a ANEEL demonstra sua intenção de promover o combate efetivo do problema das Perdas Comerciais no Brasil.

Os exercícios desenvolvidos neste trabalho mostram claramente os benefícios da redução das PNT, considerando como balizador as tarifas de baixa tensão da Eletropaulo, uma das mais baixas do país, referendando assim as diretrizes do Regulador.

O procedimento para redução das PNT proposto neste trabalho foi fundamentado no menor custo para a sociedade e consumidor, sendo a relação custo-benefício o balizador de até quando deve-se prosseguir com o combate das PNT. Para atingir esse objetivo deve-se primeiro estimar todas as componentes das PNT do modo mais adequado e preciso possível e posteriormente planejar as ações nos diversos segmentos.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

Esse trabalho procurou abordar os principais aspectos pertinentes à questão das Perdas Comerciais. Os aspectos socioeconômicos, jurídicos e regulatórios, administrativos e de gestão, de combate e de prevenção, foram abordados em maior ou menor profundidade, ajudando a traçar um panorama do problema que tem caminhado para atingir um grau de maturidade importante no Brasil e em vários outros países.

As formas de furtos e fraudes são as mais variadas possíveis, gerando enormes dificuldades para sua identificação. A diversidade sócio-econômica nacional aprofunda esse problema. Considerando que as leis atuais têm instrumentos para garantir a universalização do serviço de fornecimento de eletricidade sem ônus, e adequados subsídios nas tarifas de energia para as classes sociais menos favorecidas, nesse trabalho foi proposta análise dos aspectos mais relevantes a serem considerados, abordando procedimentos e metodologias para avaliação, separação e equacionamento do montante de recursos a serem aplicados pelas companhias distribuidoras para a redução dessas perdas de energia.

A primeira contribuição deste trabalho é a conceituação das Perdas Não-Técnicas (PNT), através de uma abordagem multidisciplinar, apresentando um detalhado mapeamento deste problema, e propondo separação das mesmas em dois conjuntos: furtos e fraudes (PNT1) e as demais (PNT2: erros em medidores, consumidores não medidos, iluminação pública, etc.) de modo a facilitar a discussão de procedimentos e ações. Também são avaliadas metodologias de cálculos para estimativa das Perdas Técnicas em redes de distribuição e das Perdas Não-Técnicas estimadas como sendo a diferença entre as Perdas Globais e as Técnicas, ou seja, para uma estimativa correta

das perdas não-técnicas deve haver uma avaliação precisa das perdas técnicas. Também é realizada uma análise dos impactos nas perdas técnicas devidos às perdas comerciais oriundas de fraudes e furtos, onde esta parcela de perdas técnicas é examinada de modo destacado nos cálculos de perdas globais.

A revisão bibliográfica, ao modo de um Estado da Arte da experiência das concessionárias em relação à prevenção e combate às fraudes de energia, traça um panorama da experiência do setor nesse tema, investigando diversos estudos que tratam de variáveis sócio-econômicas e educacionais para abordagem do problema. Avaliam-se os múltiplos caminhos experimentados pelas concessionárias para mitigação de perdas comerciais, com análise de situações de concessionárias brasileiras, latino-americanas, norte-americanas e européias. Apresentam-se as práticas e comentam-se as que melhor se adequam à realidade e à legislação brasileira no sentido de trazer resultados na diminuição de Perdas Comerciais. Também se apresenta o tratamento das questões jurídicas afetas a este problema.

No trabalho são propostas metodologias para melhoria dos processos de combate e detecção de fraudes. São analisados sistemas computacionais que tornam mais eficazes esses processos de auditorias, auxiliando a busca de unidades consumidoras com irregularidades. Utilizando-se avançadas ferramentas de Mineração de Dados, foi desenvolvido e aplicado em uma concessionária um sistema de identificação de perdas comerciais capaz de selecionar clientes cujo comportamento seja atípico dentro das suas classes de consumo, e, portanto, priorizados para inspeção pela concessionária, aumentando a eficiência dos processos de inspeções de campo. As ferramentas analisadas baseiam-se em técnicas estatísticas, redes neurais, análise discriminante e regressão logística.

Os aspectos envolvidos na regularização e na recuperação de receitas também são avaliados. Abordam-se os processos de regularização de fraudes, auxiliando a estimativa do consumo real no período da fraude. Baseado no

atual artigo 72 da resolução ANEEL 456/2000 [69], foi desenvolvido e implementado um sistema que realiza esta estimativa de forma adequada, usando ferramentas estatísticas e baseando-se em pesquisas de consumidores similares.

Sob o ponto de vista econômico/financeiro, o trabalho contribui discutindo procedimentos para obter a relação custo-benefício ótima para mitigação de Perdas Comerciais. Através da subdivisão das perdas não-técnicas em suas diversas parcelas, são propostas metodologias para obtenção de índices ótimos, considerando a avaliação dos gastos com a redução das perdas e seus respectivos benefícios. Com essa análise obtêm-se formas de como poderia ser implementado um plano de mitigação das Perdas Não-Técnicas.

Alguns aspectos levantados nesse trabalho auxiliam a dar a devida dimensão do problema das Perdas Comerciais no Brasil. Outras ações, que não as técnicas, são utilizadas pelas concessionárias para combate às perdas comerciais. O aspecto social, conforme traduzido pelo Índice de Complexidade Social [17] de cada região, pode indicar que investimentos em programas educativos nas comunidades com maiores índices de fraudes podem ter bom retorno em termos de conscientização da população, com conseqüente diminuição dos índices de perdas.

A ANEEL, no documento intitulado “Metodologia de Tratamento Regulatório para Perdas Não Técnicas de Energia Elétrica” [79], em fase de audiência pública em fevereiro de 2008, também propõe a utilização de um índice que considera as diferenças sócio-econômicas para comparação entre empresas. Dessa forma, procura definir o quanto cada empresa pode reduzir suas Perdas Comerciais, com base nesse índice comparativo, que também considera o diagnóstico atual da situação de PNT na empresa, o índice de PNT admitido, e o histórico dos planos de combate e respectivos resultados. A análise custo/benefício proposta no documento também procura considerar os recursos despendidos na mitigação de PNT, e considera os investimentos efetuados. A análise feita no capítulo 6 deste trabalho poderá auxiliar o órgão

regulador a propor regulamentos para as PNT de cada empresa, nos próximos ciclos de Revisão Tarifária.

Conclui-se também neste trabalho que a prevenção é a principal forma se evitar ligações clandestinas, pois evita que as mesmas sejam feitas, além de diminuir sobremaneira os índices de inadimplência. Das conclusões do capítulo 6, fica claro que o benefício em termos de diminuição desses índices de PNT deve incentivar o uso de redes anti-fraude, mesmo em regiões onde as perdas comerciais são consideradas irrecuperáveis. Há diversas tipologias (citam-se os casos da AMPLA e da Eletropaulo) que se apresentam como soluções eficientes.

É importante frisar, entretanto, a necessidade de cobranças de fornecimento de energia adequadas à capacidade de pagamento dessas populações, de maneira a ser possível mantê-las ligadas regularmente. A tarifa de Baixa Renda, as campanhas educativas, e os programas de Eficiência Energética, são importantes avanços nesse sentido. Podem ser questionados se os critérios de classificação, limites de fornecimento e os valores dessas tarifas estão adequados. Algumas pesquisas consultadas recomendam aprimoramento dos níveis de consumo, da alteração da cobrança de impostos e dos procedimentos de enquadramento, havendo portanto espaço para novas pesquisas.

No capítulo 4, onde foram analisadas as Metodologias de Detecção das fraudes, percebeu-se que outras variáveis, além do histórico de consumo, influenciam fortemente os resultados dos processos. Localização, classe e faixa de consumo, estão entre as principais. A definição de tipologias de consumo em cada faixa e classe de consumidor pode sugerir novos parâmetros para refinamento dos processos de Mineração de Dados propostos. Caso fosse possível a utilização do cadastro de outras *utilities*, como empresas de TV a Cabo, telefonia e gás natural, para cruzamento de informações, poderiam ser outros parâmetros valiosos para refinamento dos

processos de mineração, realizando a caracterização do consumo de forma mais precisa.

No capítulo 5 cita-se a minuta de Resolução em fase de Audiência Pública (AP 008-2008) na ANEEL [73], onde são propostas alterações na Resolução 456/2000. No caso do artigo 72, a alínea (c) é alterada de forma a se fixar valores para os fatores de carga e demanda das unidades residenciais, sendo também proposta uma quarta alínea, onde para consumidores residenciais serão utilizados fatores baseados na capacidade máxima do condutor ou da proteção. Embora para os consumidores de outras classes, os fatores de carga e de demanda continuem sendo obtidos a partir de outras unidades consumidoras com atividades similares, uma atualização da pesquisa seria importante para adequação às alterações definidas no documento final da ANEEL.

No capítulo 6 foram admitidos valores para cada parcela das PNT, sendo que para a parcela de PNT2 foi adotado um valor para permitir o desenvolvimento do exercício de aplicação. Esse valor naturalmente precisa ser apurado o que não foi possível nesta pesquisa, embora segundo opinião de especialistas do setor, o valor seja considerado realista. As metodologias desenvolvidas para cálculo de cada parcela da PNT2 auxiliam nesse processo. O impacto das Perdas Fio Não-Técnicas nas avaliações Custo-Benefício, bem como as diversas variáveis utilizadas nos cálculos dessas relações, devem ser as mais precisas, e assim também há espaço para estudos complementares visando à proposição de procedimentos mais apurados para obtenção das variáveis mais significativas utilizadas nos cálculos apresentados, incluindo também a apuração da terceira parcela de benefício do combate às fraudes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Eller, Nery Artur. Arquitetura de Informação para o Gerenciamento de Perdas Comerciais de Energia Elétrica, Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis, 2003.
- [2] Suriyamongkol, D. Non-Technical Losses In Electrical Power Systems, M. Sc. thesis, Fritz J. and Dolores H. Russ College of Engineering and Technology, Ohio University, 2002.
- [3] Méffe, A. Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações, Tese de Doutorado, EPUSP, São Paulo, 2006.
- [4] Hashimoto, Kleber. Técnicas de Otimização Combinatória Multiobjetivo Aplicadas na Estimação do Desempenho Elétrico de Redes de Distribuição, Tese de Doutorado, EPUSP, São Paulo, 2004.
- [5] Penin, C.A. de S.; Zamora, F.H.P.; Méffe, A.; Braga, U.S.; Oliveira, C.C.B. de; Possani, C.; Amaral Junior, E.; Kaminsky, R. Gestão Integrada de Perdas Técnicas e Comerciais – Uma Ferramenta de Gestão da Recuperação de Receitas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [6] Penin, C.A. de S.; Tahan, C.M.V., Burgos, M.A.; Zamora, F.H.P.; Buassali, M.; Marchioli, N.; Freitas, E. Metodologia e Sistema de Estimativa de Consumo para Recuperação de Receitas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

- [7] Abreu, J. P.; Bonatto, B.; Arango, H.; Tahan, C.M.V.; Gouvêa, M.R.; Kagan, N. Inserindo a Qualidade no Modelo Econômico do Mercado Elétrico. VII CBQEE – Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, Agosto de 2007.
- [8] Méffe, A.; Braga, U.S.; Oliveira, C.C.B. de; Penin, C.A. de S.; Ushimaru, E.A.; Jonathan, S. Pertec – Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição com Inclusão das Perdas Não Técnicas a Partir de Medições nas Subestações. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [9] Penin, C. A. de S. Análise de Índices de Qualidade no Planejamento Agregado de Investimentos em Ambiente de Incertezas. Tese de Mestrado. EPUSP, São Paulo, 2000.
- [10] Sebastián Butto; Felipe Perecmanis. Metodologia de Mapeamento de Perdas e Determinação do Programa Eficiente de Combate às Perdas Não-Técnicas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [11] Hashimoto, K.; Penteado Jr., A. A.; Tahan, C. M. V.; Arango, H.; Pelegrini, M. A. Experiência e Propostas para Regulação do Nível de Perdas Técnicas em Distribuidoras de Energia Elétrica. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.
- [12] Francisco Anuatti Neto; Ana Paula Paulino da Costa; Fernanda Gabriela Borger; Marcelo Aparecido Pelegrini; Sidney Tozzini. Nota Técnica: Programa de Benchmarking FIPE - ABRADÉE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica Abradee. Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas – Fipe.

[13] Jorge España; Guillermo Layerenza. Los Sistemas Prepagos y El Control de Las Pérdidas No Técnicas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[14] Carlos Camargo; Cesar Luis Cotichelli. Segmentacion del Mercado de Perdidas en SECHEEP. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[15] Elisio Freitas Neto; Paulo Roberto Linares. Metodologia e Evolução de Cálculo e Cobrança no Combate à Fraude e Furto de Energia. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[16] José Carlos de Souza Reis Junior. Marcos Paulo de Souza. Otimização de Recursos e Incremento da Taxa de Sucesso em Inspeções de Centros de Medição de Baixa Tensão através de Softwares (“Insp Dw” E “Atende – Ci”). V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[17] Luis Eduardo Santos Coelho Netto. Tomas Ivan Casanegra Rivera. Rede Ampla: Uma Revolução no Combate às Perdas Comerciais. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[18] Célia Inês Fuchs; Thelma Lúcia Ramos do Amaral. Tratamento de Irregularidades na Medição no Âmbito Administrativo. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[19] Sergio Henrique Mourthé Duarte. Modelo de Gestão Eficiente de Pertas Comerciais Baseado no Risco da Receita. V CIERTEC – Seminário

Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[20] Ernando A. Braga; José A. Ferreira; Luiz F. Arruda; Sérgio H. M. Duarte. Sistema de Gerência de Ordens de Inspeção – WGOI. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[21] Marcos Antônio Souza de Almeida; Wilson Couto Oliveira; Pedro Roberto Paiva Dantas. Redução de Perdas de Energia Elétrica na Coelba - Estratégias e Resultados Pós-Privatização. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[22] Graciene Melo; Isael Passos; Marcos Vinício; Pedro Beanes; Carlos Augusto Costa. Reduzir a Inadimplência com Menor Custo e Maior Satisfação dos Clientes. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[23] Sérgio Granato; Virginia Bau Artioli. Programa Rede Comunidade. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[24] Luiz Carlos de Oliveira; Ivan Jorge Chueiri. Desenvolvimento e Implantação de Religador / Desligador Remoto. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[25] Rui Mano; Denis Mais; Marcos Aurélio Madureira; Renato Céspedes. Benefícios e Resultados de Um Programa de Garantia de Receita e Auditoria Para Empresas de Distribuição de Energia Elétrica. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[26] Christiana Lauar Sarmiento; Luiz Fernando Arruda. Uso da Medição Comparativa de Kwh no Combate a Fraudes e Roubo de Energia Elétrica. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[27] Reinaldo Castro Souza; João Carlos Aires; Rodrigo Flora Calili; Wesley Castro Fagundes; Henrique Oliveira Henriques; Landi Uudson da Silva Costa; Julio Belan. Desenvolvimento de Sistema Para Detecção de Perdas Comerciais em Redes de Distribuição Elétrica. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[28] Célio Gonçalves Júnior. Solução Integrada de Combate a Perdas Comerciais – SISCME. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[29] Jorge Mercado Díaz; Alejandro Arnau Sarmiento. Reconocimiento Tarifario de Pérdidas No Técnicas Y Gastos de Explotación e Inversión. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[30] Henrique de Oliveira Henriques; Marcos da Rocha Vaz. Novas Ações e Alternativas para Redução de Inadimplência e Perdas Comerciais em Regiões Socialmente Desfavorecidas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[31] Luis Valenzuela G.; Claudio Montaña S. Chilectra: Una Experiencia Exitosa En El Control de Pérdidas No-Técnicas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[32] 183/2006 SSF/SRE – ANEEL 16 de maio de 2006, Base de Remuneração.

[33] 165/2006 SRE – ANEEL 19 de maio de 2006, Estrutura Ótima de Capital.

[34] 026/2006 SRD/SRC/SRE – ANEEL 23 de maio de 2006, Perdas de Energia.

[35] HASHIMOTO, K. “Modelos de Perdas”. CSPE, Relatório, Julho, 2006

[36] “Avaliação e Recomendação da Ferramenta Computacional para Data Mining”. Nota Técnica. Enerq-USP. 2003. Projeto: Desenvolvimento de Metodologia para Caracterização de Perdas Comerciais - Uma Ferramenta de Gestão da Recuperação de Receitas. CPFL.

SPSS – Manuais de utilização

[37] SPSS Inc. SPSS 11.0 – Módulo Base, Conceitos e Recursos. 2002.

[38] SPSS Inc. Statistical Analysis Using SPSS. 2001

[39] SPSS Inc. Advanced Statistical Analysis Using SPSS. 2003.

[40] SPSS Inc. Introduction to Clementine. 2003.

[41] SPSS Inc. Data manipulation with Clementine. 2003.

[42] Domingues, I.T.; Méffe, A.; Oliveira, C.C.B. de; Penin, C.A. de S.; Torres, M.A.H.; Jonathan, S.; Prado, A.B. do. Previsor de Energia em Tempo Real nas Subestações Considerando as Perdas Técnicas dos Circuitos Primários do Sistema de Distribuição. CIDEL 2006 - Congreso y Exposición Internacional de Distribución Eléctrica, Buenos Aires, Argentina.

[43] Hashimoto, K.; Penteado Jr. Cálculo das Perdas Técnicas Regulares, ANEEL, Setembro de 2005.

[44] Méffe, A; Oliveira, C. C. B.; Kagan, N.; Jonathan, S.; Caparroz, S. L.; Cavaretti, J. L. Technical and Economic Analysis for the Reduction of Losses in

Distribution Systems, IEEE/PES T&D 2002 Latin America, São Paulo, Março de 2002.

[45] Oliveira, C. C. B. de; Kagan, N.; Méffe, A.; Jonathan, S.; Caparroz, S. L.; Cavaretti, J. L. A New Method for the Computation of Technical Losses in Electrical Power Distribution Systems, CIRED 2001, Amsterdam, 2001.

[46] Marcelo Cárdenas R. Luis Valenzuela G. Gestion de La Deuda Morosa en Chilectra S.A. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[47] John Alejandro Vilches Méndez. Plan de Actividades para Reducir Pérdidas No Técnicas de Energía. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[48] Julian Camilo Castañeda; Nelson Beltrán Celis. Utilización de Tecnología TDR (Time Domain Reflectometers) para La Detección de Intervención de Acometidas (Bypass). V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[49] Marta Cecilia Velásquez Vallejo. Reduccion de Perdidas de Energia: Una Gestion de Responsabilidad Social, Sostenibilidad Empresarial y Uso Eficiente de Energía. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[50] Edgar Pérez Huamanlazo. Metodo Balance de Energia en Baja Tensión para El Control de Pérdidas No Tecnicas de Energía. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[51] Fernando Pérez; Katiuska Barreto. Zonas De Control para La Reducción de Pérdidas No Técnicas en La Zona Metropolitana de Caracas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[52] Jorge D. Gámez O.; Rubén A. Oria Acosta. Detección, Control y Monitoreo de Las Pérdidas No Técnicas a Través de Medidores Totalizadores en C.A. Electricidad de Valencia. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[53] J. Romero, R. Paredes, Y. Martín, L. Ruiz, R. Villalobos. Plan Comunicacional y Comunitario para La Reducción de Las Pérdidas No Técnicas de C.A. Electricidad de Valencia (ELEVAL). V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[54] Luis E. Figueroa Lopez; José M. Rodríguez Iglesias. Seguimiento y Control Preventivo de Las Pérdidas No Técnicas de Energía en C.A. Electricidad de Valencia (ELEVAL). V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[55] Carlos Eduardo Ferrer Acosta. Acciones Para La Reducción de Las Pérdidas No Técnicas con La Participación de Los Organismos Públicos. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[56] Edward Camacho; Teresa Romero; Ana Uzcategui. Planes de Pago Como Estrategia para Recuperar Clientes y Cuentas por Cobrar. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[57] Yaribel Coromoto Vargas Rincón. Ana Sermina Rincón Prieto. Aurora Rincón. Xiomara Rodríguez. Programas de Atención Comunitaria para La Reducción de Pérdidas de Energía Apoyados en La Aplicación de Proyectos Sociales y Educativos. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[58] Andrade Barboza Keila Coromoto. Proyecto para La Recuperación de Cuentas por Cobrar al Sector Público. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[59] Luis Antonio Pappalardo. Análisis Comparativo de Alternativas de Acometidas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[60] Maria Angélica Fortaleza Vilela Novaes; Noel Feitosa Marchioli. Aspectos Comportamentais e Capacitação Profissional como Redutor de Perdas Comerciais. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[61] Gilson Rogério Eleutério Zardo; Mara Angelita Nestor Ferreira. Aspectos Sociais, Legais, Técnicos, Comerciais e de Gestão do Procedimento Irregular. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[62] Agência Nacional de Energia Elétrica - Superintendência de Regulação Econômica. Segunda Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica. Resultados da Revisão Tarifária. Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A - Ciclo 2007 – 2010.

[63] Agência Nacional de Energia Elétrica - Superintendência de Regulação Econômica. Segunda Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica. Resultados da Revisão Tarifária. Companhia Energética do Ceará - COELCE - Ciclo 2007 – 2010.

[64] Critérios Estatísticos. Nota Técnica apresentada no Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento com a CPFL, desenvolvido pelo Enerq-USP, no ciclo2002/2003, “Desenvolvimento de Metodologia para Caracterização de Perdas Comerciais - Uma Ferramenta de Gestão da Recuperação de Receitas”.

[65] Consolidação das Tipologias e Auditorias de Campo. Nota Técnica apresentada no Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento com a CPFL, desenvolvido pelo Enerq-USP, no ciclo2002/2003, “Desenvolvimento de Metodologia para Caracterização de Perdas Comerciais - Uma Ferramenta de Gestão da Recuperação de Receitas”.

[66] Luis Valenzuela G./ Claudio Montaña S. Una experiencia exitosa en el control de pérdidas No-Técnicas. V CIERTEC – Seminário Internacional sobre Gestão de Perdas, Eficientização Energética e Proteção da Receita no Setor Elétrico, Maceió, Agosto de 2005.

[67] Luis Coelho Netto. Fighting the Energy Theft War with AMR. Automatic Meter Reading Association's (AMRA's) Autovation 2006 International Symposium, Nashville, Tennessee, U.S. – Outubro de 2006.

[68] Araujo, A. C. M.; Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil, Tese de Doutorado, UFRJ - COPPE, Rio de Janeiro, 2007.

[69] RESOLUÇÃO ANEEL No. 456 - 29 DE NOVEMBRO DE 2000, Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

[70] Cueto, Rafael A. S., Selección de AMR con un enfoque en el Control de Pérdidas de Energía - Metering Internacional América Latina - Edición 1 - 2007.

[71] Spina, Guilherme, Proteção de Receitas, AMI e Smart Grid: Uma Visão Integrada - Metering Internacional América Latina - Edición 1 - 2007.

[72] Electric Power Research Institute – 2008. Portfolio 161 – Intelligrid. Program Overview.

[73] ANEEL. Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica – Audiência Pública AP 008-2008.

[74] 035/2007 SRD/ – ANEEL 23 de maio de 2006, Perdas de Energia.

[75] 2ª Revisão Tarifária Periódica da Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S/A - AP 014/2007, Junho de 2007, “Custo de operação para manutenção do nível de perdas não técnicas”. AES Eletropaulo.

[76] Resolução Homologatória Nº 500, de 3 de julho de 2007, “Homologa o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica e fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à ELETROPAULO Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.”. ANEEL.

[77] Filho, J. L. F. S. - “Aspectos Criminais no Combate ao Furto de Energia Elétrica e Casos Concretos”. AMPLA.

[78] Smith, T. B. (2004). “Electricity theft: a comparative analysis”. Energy Policy 32: 2067–2076.

[79] Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica. Audiência Pública. Nota Técnica 348 – ANEEL-SRE – Dezembro de 2007.

[80] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 7 – Perdas Técnicas Regulatórias. 27/08/2007.

[81] Documento de Divulgação da Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S/A, 25 de setembro de 2006, “AES Eletropaulo vai regularizar 16 mil ligações de energia em Paraisópolis”. AES Eletropaulo.

ANEXO 1

Trecho da “Revisão Tarifária Periódica da ELETROPAULO”, extraído de [62].

Tratamento Regulatório das Perdas de Energia

32. Há necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora se possa admitir que ela possui certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é lícito afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. Com efeito, essas quantidades correspondem à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo. Tais perdas podem ser separadas em: a) perdas associadas ao transporte de energia elétrica pelas redes de transmissão e distribuição envolvidas, denominadas “perdas técnicas”; e b) as chamadas “perdas não técnicas”, definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Esse segundo tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da concessionária distribuidora.

33. A regulação econômica do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração. No âmbito mundial e, em particular, em todos os países em desenvolvimento, o custo marginal de longo prazo de geração costuma ser

mais alto que os custos associados à redução de perdas técnicas e não técnicas na atividade de distribuição.

34. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia elétrica que a concessionária distribuidora prevê vender para atender seu mercado. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente. Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma, se calcula o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária. Isso significa valorar as perdas ao preço representativo das compras de energia elétrica da distribuidora. Do exposto, se depreende que a concessionária distribuidora tem um forte incentivo para reduzir as perdas a níveis inferiores ao “padrão regulatório”, já que poderá reter como benefício, durante o período tarifário, a diferença entre esse montante e o valor que possa obter na realidade.

(...)

39. Conforme mencionado na seção III, a revisão tarifária periódica é realizada em duas etapas: o reposicionamento tarifário e o Fator X. No reposicionamento tarifário se calcula a Receita Requerida da concessionária, que consiste na receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado sobre o capital prudentemente investido. Como a Receita Requerida é calculada em bases anuais, se estabelece um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados ao período de 12 meses subseqüentes à data da revisão tarifária. Para a concessionária ELETROPAULO esse período anual, denominado ano-teste, compreende os 12 meses de julho/2007 a junho/2008.

40. O reposicionamento tarifário (RT) é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) para o ano-teste e a Receita Verificada (em R\$) da concessionária no mesmo período, conforme definido na fórmula a seguir:

RT = Receita Requerida – Outras Receitas (1)

Receita Verificada

41. A Receita Requerida é composta pela Parcela A e Parcela B, referenciadas ao Ano-Teste, sendo que:

- a Parcela A é obtida pelo somatório dos custos relativos aos encargos setoriais, encargos de transmissão e de distribuição e de compra de energia, considerando os critérios estabelecidos em Resoluções específicas da ANEEL; e
- a Parcela B é obtida pelo somatório dos custos operacionais eficientes, da remuneração dos investimentos prudentes e da quota de reintegração regulatória (depreciação).

42. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida as outras receitas, conforme apresentado na seção anterior. A Receita Verificada corresponde à receita que seria por ela auferida com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica, aplicadas ao mercado de venda do ano-teste.

43. Os itens seguintes detalham os critérios e os valores determinados para as parcelas A e B.

IV.1 – DETERMINAÇÃO DO VALOR DA PARCELA A

44. A Parcela A inclui os denominados custos “não-gerenciáveis” da concessionária, isto é, custos cujos montantes e variação não são administrados pela concessionária. Tais custos referem-se à compra de energia elétrica, encargos tarifários e custo com transporte de energia.

45. Para se determinar o montante de compra de energia é necessário calcular o balanço energético da empresa, que implica a determinação do valor regulatório de perdas de energia elétrica, o que é apresentado a seguir.

IV.1.1 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

46. Inicialmente cabe explicitar alguns conceitos adotados nesta parte da Nota Técnica. Em relação à perdas de energia elétrica, denomina-se Perdas na Distribuição o somatório de Perdas Técnicas e Comerciais, considerando Perdas Técnicas de Energia as perdas inerentes ao transporte de energia elétrica na rede da distribuidora, e de Perdas Comerciais, ou Não Técnicas, o restante da diferença entre a Energia Injetada (Suprida) na rede da distribuidora e a Energia Fornecida por meio dessa rede (considerados o mercado cativo e consumidores livres), conforme as seguintes equações, com seus componentes expressos em MWh):

$$\text{Energia Injetada} - \text{Energia Fornecida} = \text{Perdas de Energia na Distribuição}$$
$$\text{Energia Injetada} = \text{Energia Fornecida} + \text{Perdas de Energia na Distribuição}$$
$$\text{Perdas de Energia na Distribuição} = \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Comerciais}$$

47. A Energia Injetada é o referencial para cálculo dos valores percentuais das Perdas de Energia na Distribuição, conforme segue:

$$\text{Perdas de Energia na Distribuição (\%)} = \frac{\text{Perdas de Energia na Distribuição (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100$$

48. Analogamente:

$$\text{Perdas Técnicas (\%)} = \frac{\text{Perdas Técnicas (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100$$
$$\text{Perdas Comerciais (\%)} = \frac{\text{Perdas Comerciais (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100$$

e

Perdas de Energia na Distribuição (%) = Perdas Técnicas (%) + Perdas Comerciais (%)

49. Complementarmente pode ser verificada a evolução de perdas comerciais em termos percentuais em relação ao Mercado de Venda da distribuidora, devendo em cada caso ser explicitado o respectivo referencial do índice apresentado em “%”.

50. Cabe observar que as Perdas na Rede Básica serão consideradas especificamente no balanço energético, apresentado no item IV.1.2

51. A figura A.1 a seguir apresenta a evolução das perdas totais da ELETROPAULO nos últimos anos, englobando as perdas na distribuição (técnicas e não-técnicas – dados encaminhados pela ELETROPAULO).

O valor das perdas apresentado é calculado sobre a energia total injetada (Fornecimento + Suprimento + Consumidores Livres + Perdas na Distribuição).

Figura A.1 – Evolução das Perdas de Energia da Eletropaulo

52. A análise da evolução das perdas na ELETROPAULO mostra que desde a última revisão tarifária periódica, as perdas na distribuição, quando considerado o percentual sobre a energia injetada, foram reduzidas de 14,17% (2003/2004) para 13,01% (2006/2007), o que representa uma redução relativa média de 0,39 ponto percentual ao ano.

53. No mesmo período as perdas não-técnicas em relação ao mercado de venda apresentaram variações conforme comportamento ilustrado na figura A.2.

Figura A.2 – Evolução das Perdas de Energia Não-Técnicas da Eletropaulo

54. Cabe a ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas para a Parcela A. No modelo de regulação price cap, o comportamento dos entes regulados é regido por incentivos e cabe ao regulador definir uma meta regulatória para as perdas globais. A definição da meta regulatória deve ser uma solução de compromisso entre a busca da modicidade tarifária e o correto incentivo para que as concessionárias reduzam suas perdas além do nível de regulatório, uma vez que poderiam se apropriar dos ganhos advindos de tal situação.

55. A concessionária tem forte incentivo ao combate das perdas não técnicas, uma vez que a regularização de um consumidor traz três benefícios econômicos à concessionária. Primeiro, a legislação permite que a concessionária proceda a revisão do faturamento no período em que for comprovada a ocorrência da fraude; segundo, a partir do momento da regularização há um incremento da energia faturada, uma vez que o consumidor passa a ser faturado pelo valor real medido, superior ao valor faturado durante a existência da fraude e; finalmente, quando da regularização de um ligação clandestina, cessa-se o incentivo ao consumo irresponsável de energia elétrica e, portanto, há um decréscimo na necessidade de compra de energia pela concessionária. (grifo nosso)

56. No que tange às perdas técnicas, o georeferenciamento da rede elétrica, as campanhas de medição de carga, as modernas técnicas de cálculo das perdas técnicas e as ferramentas de planejamento da expansão e renovação otimizadas do sistema elétrico fazem com que a concessionária tenha boa gestão sobre o nível de perdas técnicas.

57. Entre as melhores práticas de combate às perdas técnicas destacam-se: o balanceamento de cargas entre as três fases do sistema de distribuição; a instalação de bancos de capacitores em pontos que possam aliviar o carregamento de alimentadores e transformadores; revisão dos pontos de conexão; expansão e renovação do sistema de distribuição utilizando planejamento de carregamento ótimo dos equipamentos do sistema de distribuição, levando em consideração um horizonte razoável de crescimento da carga, etc. Complementarmente, o adequado combate às perdas não técnicas tem como reflexo imediato a redução das perdas técnicas de energia e demanda. Isto porque o consumidor em situação irregular tem forte incentivo ao consumo irresponsável de energia elétrica. Como redes e transformadores são projetados considerando-se os perfis de consumo de clientes regulares, a fraude faz com que os equipamentos de distribuição tenham carregamentos distintos daqueles que foram projetados para operar. Como após a regularização a tendência natural é a redução do consumo de energia elétrica

e, conseqüentemente, se trazer de volta o perfil de consumo para próximo daquele que a rede foi projetada para atender, a tendência é se aliviar o carregamento dos alimentadores e transformadores e, portanto, trazê-los de volta a níveis economicamente adequados de carregamento.

58. A SRE entende que, para o próximo ciclo tarifário, dentro da projeção de investimentos em expansão e renovação previstos no fator X, já estão contemplados os investimentos em combate às perdas. Isto porque ao se expandir e renovar o sistema elétrico levando-se em consideração critérios e padrões que garantam a segurança no fornecimento e o dimensionamento econômico dos equipamentos do sistema elétrico, já está se combatendo as perdas técnicas e não técnicas.

59. No que tange aos custos operacionais para combate às perdas, entende-se que a estrutura central, dimensionada no modelo da empresa de referência, é suficiente para a correta gestão dos níveis de perdas dentro da área de concessão da ELETROPAULO, não sendo necessária estrutura exclusiva para este fim. Além disto, modernas práticas de combate às perdas mostram que o correto gerenciamento dos dados de faturamento aliados a utilização da própria estrutura de eletricitistas e leituristas, resulta em índices de irregularidade/inspeção bastante elevados. Da mesma forma, entende-se que o dimensionamento das equipes técnicas é suficiente para as atividades de troca de ramais ou medidores, instalação de redes que inibam a fraude, instalação de medição centralizada em transformadores, etc. No aprimoramento do modelo da Empresa de Referência será analisada a possibilidade de inclusão de equipes exclusivas para atividades de combate às perdas, o que não significa dizer que a ELETROPAULO não possua, no atual modelo, cobertura tarifária para as atividades citadas.

60. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição elaborou a Nota Técnica nº 039/2007-SRD/ANEEL, na qual apresenta sua avaliação sobre as perdas técnicas na rede de distribuição da ELETROPAULO. A partir destes valores definiu-se a meta pontual de 12,77% para as perdas regulatórias da ELETROPAULO a serem aplicados ano teste. A meta foi estipulada com base

na energia injetada que contempla mercado de fornecimento (mercado cativo + consumidores livres), as perdas técnicas e não técnicas. Para fins de comparação entre as concessionárias, foram alteradas as perdas técnicas apresentadas pela concessionária adotando-se o nível de perdas identificado pela SRD, sendo então redimensionado o nível de perdas não-técnicas mantendo-se o nível de perdas globais.

61. Cabe destacar que esta meta de perdas é provisória e deverá ser revista quando da aprovação da metodologia de cálculo de perdas de energia que é objeto de estudo de grupo específico desta Agência.

Tabela A.1: Nível de perdas esperado para o próximo ciclo tarifário

Perdas na Distribuição (MWh) - Percentual sobre a Energia Injetada		
Perdas Globais	12,77%	5.822.077
Técnicas	4,81%	2.194.486
Não Técnicas	7,96%	3.627.591

62. Por fim, na Tabela A.2 estão apresentados os montantes (MWh) de perdas considerados no cálculo do reposicionamento tarifário.

Tabela A.2: Resumo das Perdas Regulatórias de Energia na Distribuição

Descrição	% sobre Energia Injetada	Total (MWh)
Mercado de Venda (cativo + suprimimento)	70,06%	31.938.897
Mercado de Consumidor Livre	17,17%	7.829.391
Perdas Distribuição	12,77%	5.822.077
Perdas Técnicas	4,81%	2.194.486
Perdas Não Técnicas	7,96%	3.627.591
Energia Injetada	100,00%	45.590.366

ANEXO 2

A2.1. OBJETIVOS

Este anexo tem por objetivo apresentar, em maiores detalhes, as análises estatísticas e de *data mining* utilizando os softwares **SPSS** e **Clementine**, conforme abordado no Capítulo 4.

A metodologia desenvolvida utiliza as técnicas de estatística e de inteligência artificial nomeadas a seguir:

- Análise Discriminante
- Regressão Logística
- Análise de Agrupamento
- Redes Neurais

A2.2. MODELOS DESENVOLVIDOS NO SPSS

Inicialmente deve ser observado que todas as metodologias desenvolvidas objetivaram a obtenção de um modelo que faça a classificação das unidades consumidoras (UCs) como possuindo ou não tendência de Perdas Comerciais, classificadas portanto como entidades PS (Perdas SIM) ou PN (Perdas NÃO).

Para aplicação da metodologia utiliza-se a informação obtida do banco de dados corporativo e são considerados dados relacionados com inspeções e históricos de consumo para cada UC (Unidade Consumidora). Um pré-processamento das informações é necessário para preparar a base de dados para o uso com a ferramenta SPSS.

Baseado nos valores do consumo histórico de cada UC obtém-se os valores das variáveis a serem utilizadas no modelo. Estas variáveis são: a média, o

desvio padrão, o coeficiente de variação e os coeficientes de correlação por trimestre.

A2.2.1 ANÁLISE DISCRIMINANTE

A Análise Discriminante permite estimar os coeficientes da função discriminante, obtendo-se os parâmetros que podem ser aplicados nas UCs não inspecionadas.

Procedimentos Adotados

Após disponibilizar a base de dados, devidamente preparada no ambiente SPSS, procede-se à escolha das variáveis que fazem parte do modelo. Nesta base de dados encontram-se as seguintes variáveis (atributos): **PSPN**, **CV**, **MÉDIA** e **DESVIO**, onde para cada UC:

PSPN, identifica a UC que é considerada como PS ou PN.

MEDIA, é o valor médio de consumo de cada UC.

DESVIO, é o valor do desvio padrão em relação aos consumos de cada UC.

CV, é o valor do coeficiente de variação (relação do desvio padrão e a media dos consumos).

Obtenção da Análise Discriminante

No menu de opções da ferramenta SPSS deve-se escolher **Analisar → Classificar → Discriminante**

A figura a seguir ilustra a preparação de dados.

Figura A.2.1

A janela de diálogo da Análise Discriminante é apresentada na Figura A.2.2.

Figura A.2.2

Escolhe-se a variável de agrupamento (**PSPN**) e clica-se em **Definir Categoria** para especificar as categorias desejadas, conforme figura A.2.3.

Especificar os valores mínimo e máximo da variável de agrupamento.

- ✓ Mínimo 0
- ✓ Máximo 1.

Figura A.2.3

Escolher as variáveis independentes ou preditoras:

- ✓ **MEDIA**
- ✓ **DESVIO**
- ✓ **CV**

Seleção de Casos (Registros)

É possível selecionar os **Casos** (Registros) mediante uma variável de seleção. As figuras A.2.4 e A.2.5 mostram o estabelecimento do valor.

Para selecionar os Casos da análise, escolhe-se a variável **INSPEC** e clica-se na seta próxima do título **Seleção de Variável**. A seguir, clica-se no **botão Valor** e indica-se o valor desejado.

Figura A.2.4

Figura A.2.5

Estatísticas

A figura A.2.6 apresenta a janela de estatísticas, onde se podem escolher as alternativas apresentadas, para os grupos descritivos, matrizes e coeficientes da função. Para obter esta janela basta clicar no **botão Estatísticas**.

Figura A.2.6

A escolha das opções que aparecem no quadro de dialogo podem ser escolhidas segundo os critérios do analista.

Método

Escolhe-se o método de introduzir as variáveis independentes no modelo: **Introduzir independentes juntas** ou **Utilizar método de inclusão por passos**, conforme figura A.2.7. A escolha do método de inclusão por passos ativa o **botão Método**.

Na figura A.2.7 se visualiza a janela do método de inclusão de passos apresentando três grupos de painéis: método, critérios e mostrar.

Figura A.2.7

Análise discriminante: Classificar

Na figura A.2.8 são mostrados outros quatro grupos de informação para sua respectiva escolha no processo: probabilidades prévias, matriz de co-variança, mostrar e gráficos.

Selecionar:

- ✓ Calcular segundo tamanhos de grupos;
- ✓ Intra-grupos;
- ✓ Grupos separados.

Figura A.2.8

Análise discriminante: Salvar

A figura A.2.9 apresenta as opções que permitem salvar três novas variáveis na planilha de trabalho. As seguintes informações estão relacionadas: Grupo de pertinência, pontuações discriminantes e probabilidade de pertinência ao grupo.

Figura A.2.9

Clicando no botão OK se finaliza a análise. Os resultados são apresentados num arquivo com extensão **“spo”**.

A2.2.2 REGRESSÃO LOGÍSTICA

A regressão logística é um modelo similar a um modelo de regressão linear, mas é adaptado para modelos em que a variável dependente é dicotômica. Este modelo é utilizado para prever a presença ou ausência de uma característica segundo os valores de um conjunto de variáveis preditoras.

De forma análoga à metodologia de Análise Discriminante, a metodologia de Regressão Logística, para obtenção do modelo, visa a classificação das UCs como entidades PS = Perdas SIM ou PN = Perdas NÃO.

Para aplicação da metodologia utiliza-se a informação obtida do banco de dados corporativo e são considerados dados relacionados com inspeções e históricos de consumo para cada UC (Unidade Consumidora).

Um pré-processamento da informação permite preparar a base de dados para seu posterior uso com a ferramenta SPSS.

Baseado nos valores de consumo (histórico de cada UC) obtém-se os valores das variáveis a serem utilizadas no modelo. Estas variáveis são: a média, o desvio padrão, o coeficiente de variação e os coeficientes de correlação por trimestre.

A análise de regressão logística permite estimar os coeficientes da função logística e no modelo obtido pode-se aplicar as UCs não inspecionadas. Os procedimentos são similares aos da Análise Discriminante.

A2.2.3 ANÁLISE DE AGRUPAMENTOS

A análise de agrupamentos é útil para realizar o agrupamento dos casos (registros) baseado nas características de seus atributos. A escolha adequada das variáveis é importante visando à obtenção de agrupamentos o mais

homogêneos possível. O método utilizado para este propósito é o método das k-médias e o número de clusters é definido segundo o critério do analista.

Para aplicação da metodologia utiliza-se a informação obtida do banco de dados corporativo e são considerados dados relacionados com inspeções e históricos de consumo para cada UC (Unidade Consumidora).

Baseado nos valores de consumo (histórico de cada UC) obtém-se os valores das variáveis a serem utilizadas no modelo. Estas variáveis são: a media, o desvio padrão, o coeficiente de variação e os coeficientes de correlação por trimestre. A particularidade está na escolha dos critérios de agrupamento ou de convergência.

A2.3. MODELOS NO CLEMENTINE

Familiarização e Preparação dos Dados

Diferentemente da ferramenta SPSS, aqui todo o trabalho é baseado em uma programação visual feita na interface chamada de *Stream Canvas*, utilizando-se os nós (modelos) localizados na parte inferior da tela principal. Cada nó realiza uma função e os nós com funções semelhantes estão agrupados em abas. A figura A.2.21 mostra o ambiente de trabalho do Clementine.

Figura A.2.21

Uma vez inseridos no *Stream Canvas*, os nós podem ser interligados formando uma *stream*, que representa um fluxo de dados através de operadores (nós) até um destino final que pode ser uma saída (em formato texto ou gráfico) ou um modelo.

Os dados que serão utilizados nos exemplos a seguir são dados de Uc's preparados em um arquivo com formato do SPSS (tipo .sav).

Na aba **Sources**, selecione o nó **SPSS File** e adicione-o ao *Stream Canvas*. Dê um duplo clique no nó agora no *Stream Canvas* para abrir a janela de edição do nó. No campo **Import file** indique o caminho para a base de dados tipo .sav e clique em OK (Figura A.2.22).

Figura A.2.22

Em seguida, na aba **Field Ops**, seleciona-se o nó **Filter**. Nesse nó é possível selecionar quais variáveis da base de dados serão utilizadas na análise. Conectando-se o nó **SPSS File** a ele, pode-se dar um duplo clique e abrir a janela de edição (Figura A.2.23).

Figura A.2.23

Clicando-se nas setas da coluna *filter*, seleciona-se as variáveis que serão filtradas.

Novamente na aba **Field Ops**, adiciona-se o nó **Type**, responsável por determinar como os campos serão tratados pelo Clementine na manipulação de dados e na modelagem. A Figura A.2.24 mostra a janela de edição do nó **Type**.

Figura A.2.24

Observa-se que a coluna *Direction* indica se a variável será uma entrada ou saída nos modelos que a utilizarem.

Na aba **Record Ops** adiciona-se o nó **Select**, que possibilita fazer seleções de casos a serem analisados. A Figura A.2.25 mostra a janela de edição do nó **Select**, em que foram selecionados apenas os casos onde “descrição = residencial” e “fase = monofásico”.

Figura A.2.25

Para visualizar os dados, é possível utilizar o nó **Table** da aba **Output**, ligado ao nó a partir do qual se deseja visualizar. Por exemplo, pode-se conectá-lo diretamente ao nó **SPSS File**, visualizando-se assim uma tabela com os dados originais ou após o nó **Select**, visualizando-se as alterações feitas nos nós anteriores (Figura A.2.26).

Figura A.2.26

Após a preparação dos dados, procede-se à modelagem.

A.2.3.3 ANÁLISE DE AGRUPAMENTO – REDE NEURAL KOHONEN

As Redes de Kohonen são utilizadas para formar grupos que apresentem comportamentos similares, a partir do histórico de consumo das UC's. Assim, buscam-se os grupos que tenham comportamentos mais próximos de UC's com perdas (PS) para serem vistoriados.

As Redes de Kohonen são implementadas pelo nó **Kohonen** da aba **Modeling**. Assim como nas redes neurais, é necessário realizar um treinamento da rede Kohonen antes de aplicá-la.

Insere-se um nó **Kohonen** após o nó **Select** na *stream* da Figura A.2.26. Executa-se e, em seguida, adiciona-se o nó gerado na aba **Models** a *stream* (Figura A.2.31).

Figura A.2.31

Para ver os grupos gerados pela rede **Kohonen**, clica-se com o botão direito sobre o nó **Kohonen** criado na aba **Models** e seleciona-se a opção **Browse** (Figura A.2.32).

Figura A.2.32

Na aba Model, é possível verificar quais os grupos criados e quantos casos usados no treinamento pertencem a cada grupo (Figura A.2.33).

Figura A.2.33

A aba **Viewer** apresenta a descrição de cada grupo graficamente (Figura A.2.34).

Figura A.2.34

Executando-se o nó **Table** da figura A.2.21, aplica-se o modelo gerado aos dados filtrados após o nó **Select**. O modelo obtido pode ser aplicado também a outras bases de dados, ainda não inspecionadas, obtendo-se assim melhores índices de sucesso das inspeções de campo.

Verifica-se a qual grupo pertence cada UC através das variáveis \$KX_Kohonen e \$KY_Kohonen criadas durante a execução do modelo.

A2.4. RESULTADOS

Estudo de Caso com Análise Discriminante usando o software SPSS

A seguir apresenta-se um caso real onde podem ser observados e comparados os resultados, com índice de acerto bastante elevado.

Conforme abordado no Capítulo 4 deste trabalho, a amostra de dados inicialmente utilizada correspondeu a dados de unidades consumidoras (UC's) já inspecionadas usados para validação do modelo. Embora já tenham sido inspecionadas e conheça-se o resultado em relação a ter ou não sido encontrada perda comercial em cada UC, essa informação não é passada nesse momento para o software, que infere por conta própria (baseando-se no modelo desenvolvido) o resultado.

Após essa validação, pode-se aplicar o modelo escolhido no conjunto de dados de UC's que não foram inspecionadas, para comprovação em campo dos resultados obtidos.

As variáveis utilizadas para definição do modelo foram: Coeficiente de Variação (CV), Média e Desvio Padrão. A figura A.2.35 apresenta o modelo aplicado na base de dados de validação, composta por consumidores residenciais de Campinas, cidade do interior do estado de São Paulo.

Analysis Case Processing Summary			
Unweighted Cases		N	Percent
Valid		1376	43,0
Excluded	Missing or out-of-range group codes	0	,0
	At least one missing discriminating variable	265	8,3
	Both missing or out-of-range group codes and at least one missing discriminating variable	0	,0
	Unselected	1559	48,7
	Total	1824	57,0
Total		3200	100,0

Figura A.2.35 – Dados do caso processado.

Nesta base de dados de validação, a amostra A apresenta 1376 UC's válidas. Todas haviam sido inspecionadas, sendo que em 1225 UC's não haviam sido verificadas perdas (PN) e em 151 UC's foi encontrada algum tipo de fraude (PS).

Seguindo as instruções relatadas nos itens anteriores deste anexo, após preparar a base de dados no ambiente SPSS, procede-se à escolha das

variáveis que fazem parte do modelo. Nesta base de dados encontram-se as seguintes variáveis (atributos): **PSPN, CV, MÉDIA e DESVIO**.

Para obtenção da Análise Discriminante, no menu de opções da ferramenta SPSS deve-se escolher: Analisar → Classificar → Discriminante.

Escolheu-se a variável de agrupamento (PSPN), e em Definir Categoria foram especificadas as categorias desejadas, conforme figura A.2.3. Os valores mínimo e máximo da variável de agrupamento foram especificados como 0 e 1, respectivamente. As variáveis independentes ou preditoras foram: **MÉDIA, DESVIO e CV**.

Os registros (casos) foram selecionados mediante a variável de seleção **INSPEC**, que dizia se a UC havia ou não sido inspecionada. No botão **Valor** indicou-se o valor desejado.

Na janela de estatísticas, foram escolhidas as alternativas adotadas para os grupos descritivos, matrizes e coeficientes da função.

O método escolhido para introduzir as variáveis independentes no modelo foi o **Utilizar método de inclusão por passos**, conforme apresentado na figura A.2.7.

Selecionando a opção “Calcular segundo tamanhos de grupos”, e depois “Intra-grupos”, e por fim “Grupos separados”, as variáveis foram salvas na planilha de trabalho.

Ao final do processo, das 1225 UC's sem perdas (PN), 1015 (82,9%) foram classificadas corretamente pelo modelo como PN, e 210 UC's (17,1%) foram classificadas erroneamente como PS. Das 151 UC's com perdas (PS), 57 (37,7%) foram classificadas erroneamente pelo modelo como PN e 94 UC's (62,3%) foram classificadas corretamente como PS. Portanto, das UC's selecionadas no modelo, $(1015 + 94 / 1376 =)$ 80,6 % foram classificadas corretamente, conforme a figura A.2.36.

Classification Results^{a,b}

				Predicted Group Membership		Total
				0	1	
Cases Selected	Original	Count	PSPN 0	1015	210	1225
			1	57	94	151
		%	0	82,9	17,1	100,0
			1	37,7	62,3	100,0
Cases Not Selected	Original	Count	0	1074	333	1407
			1	54	98	152
		%	0	76,3	23,7	100,0
			1	35,5	64,5	100,0

a. 80,6% of selected original grouped cases correctly classified.

b. 75,2% of unselected original grouped cases correctly classified.

Figura A.2.36 – Sumário do caso processado.