

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

TESE DE DOUTORADO

**Avaliação de Metodologias de Cálculo de
Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de
Energia Elétrica**

Marcelo Escobar de Oliveira

**ILHA SOLTEIRA – SP
Agosto de 2009**

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Avaliação de Metodologias de Cálculo de
Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de
Energia Elétrica**

MARCELO ESCOBAR DE OLIVEIRA

Orientador: Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia - UNESP – Campus de Ilha
Solteira, para obtenção do título de
Doutor em Engenharia Elétrica.
Área de Conhecimento: Automação.

**ILHA SOLTEIRA – SP
Agosto de 2009**

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação/Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP-Ilha Solteira

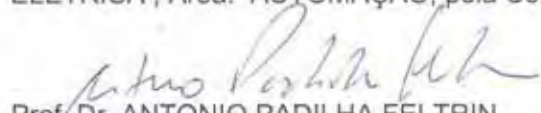
- Oliveira, Marcelo Escobar de.
- O48a Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica / Marcelo Escobar de Oliveira. .. Ilha Solteira : [s.n.], 2009
135 p. : il. (algumas color.)
- Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de Conhecimento: Automação, 2009
- Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Bibliografia: p. 123-128
1. Perdas elétricas. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Métodos de cálculo. 4. Base de dados. 5. Curvas de carga. 6. Fator de perdas.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

AUTOR: MARCELO ESCOBAR DE OLIVEIRA
ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR em ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. SERGIO AZEVEDO DE OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. BENEMAR ALENCAR DE SOUZA
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Campina Grande

Prof. Dr. JORGE COELHO
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Santa Catarina

Data da realização: 29 de agosto de 2009.

Dedicatória

Tadeu e Creuza

*Ao casal responsável pelas minhas conquistas e que habita o meu coração.
Compartilham minhas vitórias e derrotas, alegrias e tristezas. Obrigado pela
compreensão, carinho, paciência e pelo AMOR.*

Amor eterno e incondicional.

AGRADECIMENTOS

A DEUS!

Aos meus pais Tadeu e Creuza que não pouparam esforços para que eu atingisse esse objetivo.

A minha irmã Cibele, pela irmandade, amizade, carinho, conselhos, pelo exemplo de amor. E ao meu cunhado Luis, pelo apoio.

Ao meu sobrinho Diogo, por estar presente em minha vida.

Ao Professor Antonio Padilha Feltrin, um agradecimento especial. Pela competência e disposição, estando sempre presente em todos os momentos. Por todos esses anos de ensinamento. E principalmente, pela amizade.

Ao Professor José Roberto Sanches Mantovani, pela amizade, pelos conselhos, pelo incentivo e apoio durante anos de trabalho.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, que de alguma forma contribuíram direta e indiretamente neste trabalho.

Aos professores Percival Bueno de Araújo, Carlos Roberto Minussi, pelo aprendizado e colaboração na fase final do trabalho.

Aos professores Sérgio Azevedo de Oliveira, Benemar Alencar de Souza e Jorge Coelho pelas sábias sugestões na fase final do desenvolvimento desta tese.

A todos os meus familiares, pela confiança, pelas palavras de incentivo e carinho. Em especial, a minha tia Sueli pela correção ortográfica do texto.

A Aline e toda sua família, por todos os anos de convivência, repletos de apoio, carinho e compreensão.

Ao grande amigo Luis Fernando Ochoa Pizzali, pelo exemplo de profissional, pelo apoio, pelos trabalhos realizados em conjunto, e em especial, pela amizade.

Ao grande amigo Eduardo Shigueo Hoji pela amizade e convivência durante anos de estudo e trabalho.

Aos companheiros e ex-companheiros do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE), que compartilharam comigo os momentos difíceis e alegres, obrigado pelo apoio e amizade.

Aos amigos de faculdade e da cidade de Ilha Solteira, que entraram e saíram de minha vida em todo esse tempo em Ilha Solteira, desde a graduação até a conclusão deste trabalho, e que de alguma forma contribuíram para a sua concretização.

Ao Professor Ronnie Belmans, pela oportunidade de fazer parte de seu grupo em Leuven, Bélgica.

Aos amigos belgas e de outras nacionalidades, pela receptividade, pelo apoio e amizade durante minha estadia em terras estrangeiras.

A todos os funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, da FEPISA e da empresa ELEKTRO, que fizeram parte desta caminhada.

A Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira (FEPISA) e todos os seus parceiros.

A Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo apoio financeiro.

Resumo

Nesta tese busca-se uma solução para o problema de cálculo de perdas elétricas para grande parte das empresas distribuidoras de energia elétrica. As perdas de energia em sistemas de distribuição vêm recebendo uma maior atenção por parte das empresas de energia elétrica de todo o mundo. Isto se deve principalmente aos elevados índices de perdas não-técnicas (associadas a ligações ilegais, falhas na medição, etc.), em especial em países em desenvolvimento como o Brasil. Porém, para se chegar aos valores de perdas não-técnicas dos sistemas busca-se um método que calcule as perdas técnicas, e por subtração das perdas totais, obtê-las. O cálculo das perdas técnicas de forma precisa requer uma análise detalhada do sistema de distribuição, e conseqüentemente uma base de dados completa e atualizada, o que dificilmente as empresas possuem. Propõe-se, portanto, um método para o cálculo das perdas técnicas que identifique essas perdas de forma consistente, porém utilizando-se de uma base de dados de fácil obtenção em todas as empresas do setor. Dentre esses dados, têm-se as curvas de carga medidas nas subestações (ou até mesmo nos alimentadores) através de medidores eletrônicos. Assim, com essas curvas é utilizado um método de alocação de carga que distribui o carregamento da subestação (ou alimentador) para os transformadores. Com a utilização do fator de perdas, também obtido pelas curvas de cargas medidas, têm-se as perdas técnicas de energia nas redes de distribuição. Os cálculos das perdas técnicas são realizados nos principais segmentos da rede: redes de média tensão, transformadores, circuitos de baixa tensão e outros (incorpora os demais segmentos e componentes em que as perdas ocorrem). Além da alocação de carga nos transformadores, outra característica importante do método proposto é a utilização de um algoritmo de fluxo de potência para o

cálculo das perdas técnicas nas redes de média tensão. O método proposto é comparado com outros três métodos implementados, baseados em trabalhos da literatura especializada. Cada uma com características distintas, tanto em relação à caracterização de carga, quanto a base de dados. Como principal contribuição, esta tese apresenta um método de cálculo de perdas técnicas que atende a necessidade de praticamente todas as empresas distribuidoras de energia, pois realiza os cálculos nos segmentos da rede e utiliza-se basicamente das curvas de carga medidas nas subestações e de alguns outros dados adicionais. Dados que atualmente são triviais para uma empresa do setor.

Abstract

This work is aimed at solving the problem of calculating electrical losses for distribution networks. Electrical losses have been and continue to be a concern for distribution network operators (DNOs) around the world. In many developing countries, such as Brazil, this concern is mainly due to non-technical losses (related to illegal connections, measurement errors, etc.). Consequently, to evaluate the non-technical losses of a given distribution system it is required a methodology that computes the technical losses, and then by subtracting them from the total losses the non-technical ones can be also obtained. To accurately calculate technical losses it is needed a detailed analysis of the distribution network, and therefore a complete and updated database. However, such a data is hardly available at distribution companies. Thus, here it is proposed a method for the calculation of technical losses that indentifies those non-technical ones in a consistent fashion, using those databases already available at most distribution companies. The data includes load curves measured at the substations (or the feeders) by electronic meters. With this load curves a load allocation method is used to distribute the aggregated load from the substation (or the feeder) among the distribution transformers. By using a loss factor, also obtained from the measured load curves, it is possible to compute the technical energy losses of the distribution networks. These calculations of technical losses are carried out at the main segments of the network: medium voltage networks, transformers, low voltage circuits and 'others' (including the remaining segments and components where the losses occur). In addition to the load allocation at the transformers, another important characteristic of the proposed methodology is the usage of a power flow algorithm for computing the technical losses of the medium

voltage networks. The methodology is also contrasted with other three techniques found in the specialized literature that present different approaches, in terms of the load characterization and the use of databases. The main contribution of this work is that the proposed methodology for calculating technical losses answers the needs of most distribution companies given that carries out computations for the different segments of the network and basically uses only those load curves measured at the substations and some additional data. Such (low) detail of data is already available at any distribution company.

Lista de Ilustrações

Figura 2.1	: Sistema de energia elétrica	30
Figura 2.2	: Curvas de cargas de um consumidor industrial tipo A	34
Figura 2.3	: Curvas de cargas típicas: (a) residencial, (b) rural, (c) industrial e (d) comercial	35
Figura 2.4	: Curvas de cargas agregadas em um transformador MT/BT	35
Figura 2.5	: Curva de carga mensal medida (31 dias)	39
Figura 2.6	: Curva de carga média diária da Figura 2.5	40
Figura 2.7	: Curva de duração de carga da curva da Figura 2.6	43
Figura 2.8	: Relação entre fator de carga e fator de perdas	44
Figura 2.9	: Valores de k para uma amostra de medições de uma empresa paulista	46
Figura 3.1	: Segmentos do sistema de distribuição	54
Figura 4.1	: Tipologias de redes de BT (SQUAIELLA, 2004)	71
Figura 4.2	: Trecho de rede elementar (ANEEL-PRODIST, 2008)	72
Figura 4.3	: Zonas de ações convexas (ANEEL-PRODIST, 2008)	78
Figura 5.1	: Segmentos e dados – Método <i>NTD</i>	84
Figura 5.2	: Tipologia das redes de baixa tensão – Método <i>NTD</i>	89
Figura 5.3	: Balanço energético	91
Figura 6.1	: Diagrama do sistema	94
Figura 6.2	: Curvas mensais de potência ativa e reativa do medidor da SE 1	96
Figura 6.3	: Curvas mensais de potência ativa e reativa dos medidores da SE 2	96
Figura 6.4	: Curvas mensais de potência ativa e reativa do medidor da SE 3	97
Figura 6.5	: Curvas diárias médias da Figura 6.2, Figura 6.3 e Figura 6.4	98
Figura 6.6	: Curvas de carga típicas de consumidores (a) Grupo B residencial, (b) Grupo B comercial, (c) Grupo B industrial, (d) Iluminação Pública, (e) entre 2,3 e 25 kV (Grupo A4)	99
Figura 6.7	: Perdas Técnicas Totais em MWh	109
Figura 6.8	: Perdas Técnicas de Energia – Segmento <i>Rede de Média Tensão</i>	110
Figura 6.9	: Perdas Técnicas de Energia – Segmento <i>Transformador</i>	111
Figura 6.10	: Perdas Técnicas de Energia – Segmento <i>Rede de Baixa Tensão</i>	112
Figura 6.11	: Perdas Técnicas de Energia SE 3 – Segmento <i>Rede de Média Tensão</i>	116

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	: Perdas técnicas com o fatores de perdas obtidos pelas curvas de cargas	46
Tabela 2.2	: Perdas técnicas (%) para diferentes valores de k	47
Tabela 6.1	: Dados das subestações do sistema analisado	95
Tabela 6.2	: Transformadores de distribuição	95
Tabela 6.3	: Energia e perdas anualizadas do sistema	101
Tabela 6.4	: Dados das tipologias para as redes de BT do sistema	103
Tabela 6.5	: Perdas Técnicas de Energia – Método <i>NTD</i>	104
Tabela 6.6	: Perdas Técnicas de Energia – Método <i>CODI-MOD</i>	105
Tabela 6.7	: Perdas Técnicas de Energia – Método <i>ANEEL</i>	107
Tabela 6.8	: Perdas Técnicas de Energia – Método <i>SIMPLES</i>	108
Tabela 6.9	: Perdas Técnicas de Energia Totais	109
Tabela 6.10	: Perdas Técnicas de Energia para o segmento <i>Outros</i>	113
Tabela 6.11	: Influência das curvas de carga nos cálculos – Método <i>NTD</i>	114
Tabela 6.12	: Perdas Não-Técnicas em relação à energia entregue às subestações	115
Tabela 6.13	: Perdas técnicas totais dos alimentadores da subestação SE 3	116
Tabela 6.14	: Perdas técnicas totais do alimentador 2 da subestação SE 3	117
Tabela A.1	: Configurações: Inicial e Incumbente	135

Lista de Símbolos

ΔT	Período [h]
ΔV_{BTq}	Queda de tensão máxima típica da rede de BT em por cento da tensão nominal [%] – q (transformador de potência q)
δ_{BTzq}	Fator de desequilíbrio típico da rede BT associada ao transformador de potência q , tensão z
φ_{MTbase}	Ângulo de referência do sistema MT ou de base que corresponde ao fator de potência utilizado para a determinação do momento de perdas [graus]
φ_{MT}	Ângulo do fator de potência do sistema MT [graus]
θ	Ângulo do setor circular do circuito do sistema MT [graus]
$Carga_{transf}$	Carga alocada no transformador pelo método <i>MFD</i> [kVA]
C_{BT}	Consumo total dos consumidores dos circuitos de baixa tensão [kWh]
C_{MT}	Consumo total dos consumidores de média tensão [kWh]
$\cos \phi_{BT}$	Fator de potência da rede de baixa tensão
$\cos \phi_{max}$	Fator de potência da rede em situação de carga máxima
$\cos \phi_{MT}$	Fator de potência do circuito de média tensão
C_{le}	Constante de proporcionalidade
C_{total}	Consumo total no sistema de distribuição [kWh]
dt	Duração de cada período do dia [h]
d_{geo}	Distância geográfica do transformador de distribuição à subestação;
$D(t)$	Demanda no instante t [kW ou kVA]
$D_{agregada}(t)$	Demanda no instante t da curva de carga agregada
D_{base}	Demanda (ou potência) base [kW ou kVA]
D_{medida}	Demanda medida [kW ou kVA]
D_{media}	Demanda (ou potência) média [kW ou kVA]
D_{max}	Demanda (ou potência) máxima [kW ou kVA]
D_p	Demanda máxima coincidente do circuito MT [kW]

$D_{real}(t)$	Demanda no instante t da curva de carga medida
E	Energia fornecida ao sistema [kWh]
E_{form}^B	Total de energia consumida pelas unidades consumidoras do grupo B [MWh]
E_{total}	Energia total de entrada do sistema de distribuição [kWh]
f_{BTj}	Fator de coincidência do sistema de baixa tensão
$f_{correcao}(t)$	Fator de correção para o instante t
$f_{u_{zq}}$	Fator de utilização – q (transformador de potência) e z (tensão)
F_A	Fator de alocação
F_{ass}	Fator de assimetria
F_C	Fator de carga
F_d	Fator de diversidade
F_p	Fator de perdas
$i_{1\phi}, i_{2\phi}, i_{3\phi}$	Incidência de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, respectivamente
i_{elem}	Densidade de corrente, dado pela corrente máxima do circuito dividido por seu comprimento total [A/km]
$i_{t1,i}, i_{t2,i}$	Correntes nos enrolamentos secundários dos transformadores de luz e de força no instante i
$i_{t1,i}, i_{t2,i}, i_{CB,i}$	Correntes nos enrolamentos secundários dos transformadores de luz e de força no instante i
I_f	Corrente de fase total [A]
$I_{i,t}$	Corrente no condutor do trecho i , no período t do dia [A]
I_j	Corrente total a jusante do trecho elementar [A]
I_{ramal_i}	Corrente média no ramal de ligação do consumidor i [A]
I_t	Corrente no ramal no período t do dia [A]
k	Parâmetro de valor entre zero e um
kWh_{mes}	Consumo mensal [kWh]

l_{elem}	Comprimento do trecho elementar, dado pelo comprimento total do circuito dividido pelo número de trechos elementares referente à respectiva tipologia [km]
l_{med_i}	Comprimento médio para o ramal de ligação do consumidor i [km]
L_{BT}	Comprimento total das redes de BT [km]
L_{MT}	Comprimento do alimentador de MT [km]
L_{RL}	Comprimento médio do ramal de ligação [km]
m_p	Momento de perdas do circuito do sistema MT para os valores de referência ou de base [$MW^2 km/kW$]
n_{BTzq}	Número médio de postes da rede BT associada ao transformador de potência q , tensão z
$N_{1\phi}$	Número de unidades consumidoras monofásicas a 2 fios
$N_{2\phi}$	Número de unidades consumidoras bifásicas a 3 fios
$N_{2\phi}''$	Número de unidades consumidoras monofásicas a 3 fios
$N_{3\phi}$	Número de unidades consumidoras trifásicas a 4 fios
N_a	Número de circuitos MT da subestação
N_{BTqz}	Número de transformadores de distribuição de potência q , e tensão secundária z
$N_{C_{BT}}$	Número total de consumidores ligados à rede de baixa tensão
N_{cond}	Número de trechos da rede BT
N_{cons}	Número de consumidores
N_{dias}	Número de dias do mês
N_{dt}	Número de períodos do dia
N_{lc}	Número de condutores do ramal de ligação em que há corrente
$N_{MT/BT}$	Número de transformadores MT/BT
N_p	Número de pontos de carga (transformadores) do circuito MT
$N_{p/p}$	Número total de transformadores (próprios e particulares) conectados na rede

$N_{periodo}$	Número de períodos da curva de carga
N_q	Número de transformadores de potência q
$p(t)$	Perdas de demanda no instante t [kW]
p_{el}	Perdas de demanda média por elemento medidor [W]
$perdas_{feq}$	Perdas nominais no ferro do transformador – q (potência) [kW]
$perdas_{cuq}$	Perdas nominais no cobre do transformador – q (potência) [kW]
$perdas_{fe,luz}$	Perdas nominais no ferro do transformador de luz
$perdas_{fe,força}$	Perdas nominais no ferro do transformador de força
$P_{\%}$	Porcentagem da soma das perdas técnicas calculadas nos demais segmentos
P_{BTcu} trafo médio	Perda de demanda no cobre do transformador médio MT/BT [kW]
P_{BTfe} trafo médio	Perda de demanda no ferro do transformador médio MT/BT [kW]
P_{demais}	Perdas técnicas totais de energia dos demais segmentos
P_D	Perdas de demanda [kW]
P_D^{max}	Perdas em demanda máxima [kW]
P_D^{media}	Perdas em demanda média [kW]
P_{Dcu}	Perdas totais de demanda no cobre dos transformadores [kW]
P_{Dfe}	Perdas totais de demanda no ferro dos transformadores [kW]
$P_{D.MT}$	Perda de demanda do circuito MT [kW]
P_E	Perdas de energia [kWh]
$P_{E.SE}$	Perdas técnicas de energia no segmento <i>Subestação de Distribuição</i>
$P_{E.MT}$	Perdas técnicas de energia no segmento <i>Rede de Média Tensão</i>
$P_{E.TR}$	Perdas técnicas de energia no segmento <i>Transformador de Distribuição</i>
$P_{E.BT}$	Perdas técnicas de energia no segmento <i>Rede de Baixa Tensão</i>
$P_{E.OT}$	Perdas técnicas de energia no segmento OUTROS [kWh]
$P_{E.NT}$	Perdas não-técnicas de energia [kWh]
p_{max}	Potência máxima do sistema MT [MW]

P_{MTfe} trafo médio	Perda de demanda no ferro do transformador médio MT/MT [kW]
P_{MTcu} trafo médio	Perda de demanda no cobre do transformador médio MT/MT [kW]
P_{total}	Perdas totais no sistema de distribuição [kWh]
r	Resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador
r_{elem}	Resistência ôhmica por unidade de comprimento [Ω /km]
$r_{força}$	Resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador de força
r_{luz}	Resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador de luz
r_{med_i}	Resistência ôhmica média do ramal de ligação para o consumidor i [Ω /km]
r_p	Resistência do condutor predominante no tronco do circuito MT [Ω /km]
r_r	Resistência do condutor ramal do sistema MT [Ω /km]
r_t	Resistência do condutor tronco do sistema MT [Ω /km]
R_{1BTzq}	Resistência dos condutores da rede BT principal associada ao transformador de potência q , tensão z (trecho composto pelos dois primeiros vãos de ambos os lados a partir do transformador de distribuição) [Ω /km]
R_{2BTzq}	Resistência dos condutores dos demais vãos da rede BT associada ao transformador de potência q , tensão z [Ω /km]
R_i	Resistência do condutor do trecho i [Ω]
R_{BT}	Resistência média das redes de baixa tensão [Ω /km]
R_{MT}	Resistência do alimentador [Ω /km]
R_{RL}	Resistência do condutor fase do ramal de ligação típico [Ω]
S_{BTmed}	Potência média dos transformadores [kVA]
S_{BTinst}	Potência total instalada [kVA]
S_{media}	Demanda média do transformador [kVA]
$S_{NOMforça}$	Potência nominal do transformador de força
S_{NOMluz}	Potência nominal do transformador de luz
S_{NOMeq}	Potência nominal do transformador de distribuição [kVA] – q (potência do transformador) e z (tensão)

S_{total}	Somatório das potências nominais dos transformadores de distribuição [kVA]
S_{transf}	Potência nominal do transformador [kVA]
$V_{1\phi}$	Tensão de fase das unidades consumidoras monofásicas a 2 fios [V]
$V_{2\phi}$	Tensão de fase das unidades consumidoras bifásicas a 3 fios [V]
$V_{2\phi}''$	Tensão de fase das unidades consumidoras monofásicas a 3 fios [V]
$V_{3\phi}$	Tensão de fase das unidades consumidoras trifásicas a 4 fios [V]
V_{BT}	Tensão nominal da rede de BT [V]
$V_{fn_{BT}}$	Tensão fase neutro da rede de baixa tensão [V]
V_{MTbase}	Tensão de referência do sistema MT ou de base utilizada para a determinação do momento de perdas [kV]
V_{MT}	Tensão de operação do sistema MT [kV]
V_{ramal_i}	Tensão do consumidor i [kV]

Sumário

1. INTRODUÇÃO	21
1.1. Motivação para o trabalho	22
1.2. Revisão bibliográfica	26
1.3. Organização do texto	27
2. ALGUMAS DEFINIÇÕES	29
2.1. Perdas Elétricas	30
2.2. Cargas Elétricas em Sistemas de Distribuição	33
2.2.1. Métodos para alocação de carga	36
2.2.2. Fator de carga, fator de perdas e a relação entre ambos	39
3. CÁLCULO DE PERDAS ELÉTRICAS	49
3.1. Perdas Técnicas	50
3.2. Perdas Não-Técnicas	54
4. PRINCIPAIS MÉTODOS	57
4.1. Considerações Iniciais	57
4.1.1. CODI-MOD	58
4.1.2. ANEEL	59
4.1.3. SIMPLES	60
4.2. Cálculo das perdas técnicas por segmento	61
4.2.1. Medidor de Energia	61
4.2.2. Ramal de Ligação	62
4.2.2.1. CODI-MOD	64
4.2.2.2. ANEEL	65
4.2.2.3. SIMPLES	66
4.2.3. Rede de Baixa Tensão	66
4.2.3.1. CODI-MOD	71
4.2.3.2. ANEEL	71
4.2.3.3. SIMPLES	72

4.2.4. Transformador (Distribuição e Subestação)	73
4.2.4.1. CODI-MOD	77
4.2.4.2. ANEEL	77
4.2.4.3. SIMPLES	77
4.2.5. Rede de Média Tensão	78
4.2.5.1. CODI-MOD	80
4.2.5.2. ANEEL	80
4.2.5.3. SIMPLES	81
4.2.6. Outros	82
5. NOVO MÉTODO	83
5.1. Procedimentos Iniciais	84
5.2. Cálculo das perdas técnicas por segmento	86
5.2.1. Rede de Média Tensão	86
5.2.2. Transformador (Subestação e Distribuição)	87
5.2.3. Rede de Baixa Tensão	88
5.2.4. Outros	90
5.3. Balanço Energético	90
6. TESTES E RESULTADOS	93
6.1. Dados do sistema	93
6.2. Curvas de cargas	95
6.3. Energias do sistema	100
6.4. Aplicação dos métodos	101
6.4.1. Análise individual dos métodos	103
6.4.2. Análise comparativa entre os métodos	108
6.4.3. Influência das curvas de carga	113
6.4.4. Perdas totais (técnicas e não-técnicas)	114
6.4.5. Análise das perdas técnicas da subestação SE 3	115
6.4.6. Análise do alimentador 2 da subestação SE 3	117
7. CONCLUSÕES	118

7.1. Sugestões	120
7.2. Trabalhos futuros	122
8. REFERÊNCIAS	123
APÊNDICE A	129
A.1. Algoritmo Genético (AG) implementado	130
A.2. Análise do alimentador 2 da subestação SE 3	133

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica são divididos em três grandes subsistemas: Geração, Transmissão e Distribuição. Os geradores, que compõem o sistema de geração, são responsáveis pela produção de energia elétrica, que é entregue aos consumidores finais pelas empresas distribuidoras de energia, as quais compõem o sistema de distribuição. O sistema de transmissão consiste em transportar a energia produzida pelos geradores até as empresas de distribuição.

Para que a energia elétrica produzida seja fornecida ao consumidor final de forma adequada, existem órgãos públicos que regulamentam as ações destes três grupos, tanto na esfera operativa, quanto jurídica e administrativamente. No Brasil, o órgão responsável por garantir e controlar o suprimento de energia elétrica, ou seja, o operador do sistema é o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), e para a regulamentação e fiscalização das atividades do setor elétrico tem-se a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Em relação ao sistema de distribuição, a agência reguladora vem tentando normatizar suas atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho deste grupo. Para isto, a ANEEL elaborou os documentos denominados Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Estes documentos apresentam *“um conjunto de regras com vistas a subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e*

medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade.” (ANEEL-PRODIST, 2008).

Os sistemas de medição e o cálculo das perdas na distribuição são dois importantes quesitos analisados pela agência. Para o primeiro caso, a ANEEL busca estabelecer os requisitos mínimos para medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento, à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão e à operação do sistema de distribuição. Em relação às perdas, a agência procura estabelecer um método e os procedimentos para definir os indicadores para avaliação das perdas nos segmentos de distribuição de energia elétrica (ANEEL-PRODIST, 2008).

O sistema de medição e o cálculo das perdas técnicas possuem uma forte correlação, pois quanto mais eficiente o sistema de medição em uma rede, mais simples será a estimação, através do fluxo de energia, dos índices de perdas. Porém, em quase sua totalidade, as redes de distribuição não possuem um sistema de medição totalmente eletrônico, principalmente nos consumidores finais de energia, ou seja, as empresas distribuidoras de energia não possuem medição horária (ou periódica de 10 ou 15 minutos) de seus consumidores de forma individual. Este tipo de medição encontra-se normalmente nos transformadores das subestações, e em consumidores de grande porte (média e alta tensão). Os consumidores residenciais, comerciais, rurais de pequeno porte possuem medições de energia em um certo intervalo de tempo, geralmente um mês (kWh/mês).

Partindo deste princípio, dos sistemas de medições das empresas distribuidoras, nesta tese é apresentado e avaliado um método para o cálculo das perdas técnicas em que consideram-se os dados mais conscientes que uma empresa de distribuição deve possuir, como: as medições eletrônicas de fronteira (em subestações ou no início dos alimentadores), dados dos alimentadores de média tensão e dos transformadores.

1.1 Motivação para o trabalho

A preocupação com perdas de energia elétrica em empresas distribuidoras de energia elétrica, sempre mereceu grande atenção. Em relação à origem, as perdas de energia podem ser divididas em perdas técnicas e não-técnicas. Essas perdas podem significar redução de faturamento em empresas distribuidoras de energia, considerando que essas empresas: compram energia elétrica de geradores; transportam esta energia desde as redes de

transmissão/subtransmissão até o ponto de consumo; e vendem aos consumidores finais. Para evitar essa redução no faturamento, as empresas buscam ações que visam diminuir os índices de perdas com um investimento que seja acessível.

As perdas técnicas são inerentes ao sistema, e o conhecimento de seus valores é um requisito importante para obter os índices de perdas não-técnicas. As principais fontes, ou segmentos, de perdas técnicas em um sistema de energia elétrica são:

- ❖ Linhas de transmissão e subtransmissão;
- ❖ Subestações de distribuição;
- ❖ Alimentadores de média tensão (MT);
- ❖ Transformadores de distribuição;
- ❖ Circuitos de baixa tensão (BT);
- ❖ Ramais de ligação;
- ❖ Medidores de energia;
- ❖ Equipamentos como: banco de capacitores, reguladores de tensão, etc.;
- ❖ Outros: perdas por corrente de fuga em isoladores e árvores, em conexões, etc.

Como as perdas técnicas são inerentes ao sistema, elas não podem ser eliminadas, Busca-se, portanto, ações para redução dessas perdas. Porém, o melhor termo a ser utilizado seria otimização das perdas técnicas, pois deve-se levar em conta o investimento realizado para que estas perdas sejam minimizadas. Normalmente, as empresas possuem um patamar de redução, portanto, deve-se buscar o investimento que alcance os melhores resultados na redução das perdas.

As perdas não-técnicas, que vêm aumentando consideravelmente em distribuidoras de todo o mundo (especialmente em empresas de países em desenvolvimento), ocorrem em parte, em equipamentos das empresas, como por exemplo, em medidores com erros. Mas ocorrem também, por ações de outros, por furto ou fraude em medidores de energia elétrica. Essas perdas, antes denominadas comerciais, agora são chamadas não-técnicas, pois incluem também problemas administrativos. As prováveis fontes de perdas não-técnicas são:

- ❖ Fraudes na medição de energia;
- ❖ Problemas técnicos nos medidores ou TC's (transformadores de corrente), não causados pelo consumidor;
- ❖ Erros administrativos, como:

- Conexões não registradas no sistema de faturamento;
- Constante de erro do medidor;
- Consumo mínimo (30 kWh), para o qual não é obrigatória a instalação de medidores;
- Erros de leitura de consumo;
- Problemas em iluminação pública.

❖ Ligações clandestinas, normalmente religações diretas após o corte de energia.

Em grande parte das empresas distribuidoras de países desenvolvidos, as perdas não-técnicas não causam preocupações, pois representam valores insignificantes comparados com valores das perdas técnicas. Contudo, este cenário vem sofrendo alteração nos últimos tempos, em que muitos países desenvolvidos têm visto o aumento das perdas não-técnicas em seus sistemas. Porém, o grande problema ainda se encontra em países em desenvolvimento, nos quais algumas empresas chegam a registrar números exagerados como por exemplo 20%, 30% (para perdas técnicas na faixa de 5 a 10%).

Grande parte dessas perdas ocorre nos sistemas de distribuição. Nos países subdesenvolvidos as perdas nestes sistemas estão em níveis mais elevados, portanto, a divisão entre perdas técnicas e não-técnicas é importante, pois esses elevados níveis são devidos, muitas vezes, ao furto de energia (perdas não-técnicas).

Os sistemas de transmissão de energia elétrica, em geral, são dotados de um grande número de medidores eletrônicos em pontos de fronteiras e possuem valores de carga (demanda em kVA) muito bem estimados ou medidos, em quase todos os pontos. Desta forma, a obtenção das perdas nesta rede é facilitada com o processamento de rotinas de fluxo de potência, uma vez que são conhecidas as redes e as cargas de forma confiável.

No sistema de distribuição, a situação em geral é diferente. Nessas redes existem medidores (de energia, demanda, tensão, etc.) no início de praticamente todos os circuitos, e medição de energia nos consumidores. Em alguns consumidores existem a medição de energia e demanda, mas na grande maioria a medição é de somente kWh mensal, realizada com medidores eletromecânicos. Portanto, realizar cálculos de fluxo de potência não é mais trivial como ocorre nas redes de transmissão. E obter as perdas técnicas pela diferença entre a energia que entra no sistema e a que sai (venda), não é correto, para os casos em que as perdas não-técnicas sejam significantes.

A tarefa de calcular as perdas técnicas com uso de fluxo de potência não é simples, porque agora aparece o problema da definição correta das cargas, pois nos pontos de consumo (barras da rede) tem-se informação de kWh mensal. Uma forma de contornar esse problema está na utilização de dados detalhados do sistema, sobretudo com as curvas de carga individuais estimadas dos consumidores. Mas a partir disso surgem outros problemas, como:

- ❖ A diversidade de redes (média e baixa tensão);
- ❖ Número e diversidade de dispositivos que causam perdas elétricas (medidores, ramais, transformadores, etc.);
- ❖ Quantidade de dados necessários para cálculos.

Estas são algumas das razões que tornam a análise na metodologia de cálculo de perdas técnicas um tema de investigação atual. Estudos de avaliação de perdas em distribuição precisam fornecer subsídios para planos de ações que visem a minimização das perdas técnicas e a eliminação das não-técnicas, e isto é importante em todas as partes do mundo, pois empresas distribuidoras buscam além de fornecer um produto de qualidade, um retorno econômico.

Nesta tese é proposto um método para o cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição. Este método considera os principais problemas encontrados para o cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, como:

- ❖ Caracterização da carga, tanto para o fluxo de potência das redes de distribuição quanto para o cálculo das perdas nos equipamentos como os transformadores, e nas redes de baixa tensão;
- ❖ Segmentos das redes de distribuição em que os índices de perdas são mais elevados, como: alimentadores de média tensão, transformadores e circuitos de baixa tensão;
- ❖ Quantidade de dados necessários; pois devido à dificuldade das empresas em manter sua base de dados completa e atualizada, busca-se a redução do número de dados para os cálculos das perdas. O método utiliza como principal dado as curvas de carga obtidas por medidores eletrônicos instalados nas subestações de distribuição, ou no início dos alimentadores. Outros dados necessários e

tradicionalmente disponíveis nas empresas são: topologia das redes de MT e dados de transformadores de distribuição (quantidade e potência).

O cálculo de perdas técnicas será avaliado através da implementação do método proposto e de uma análise comparativa entre este e outros três métodos encontrados na literatura.

1.2 Revisão Bibliográfica

As perdas de energia nos sistemas de energia elétrica sempre mereceram grande atenção por parte dos pesquisadores do setor. Na literatura, são diversos os trabalhos que apresentam métodos para a determinação das perdas técnicas nos sistemas de distribuição. Isto pode ser notado no trabalho de Gustafson e Baylor (1988), no qual é apresentada uma análise estatística da relação entre fator de carga e fator de perdas em sistemas de energia elétrica. Esta análise baseou-se em estudos apresentados no início e meados do século XX, em 1928 e 1959. A relação entre os fatores é atualmente bastante utilizada e analisada para o estudo das perdas elétricas nos sistemas de distribuição, pois a grande maioria dos métodos realiza os cálculos das perdas através do fator de perdas.

Existem métodos que calculam as perdas para os sistemas como um todo, utilizando somente alguns parâmetros das redes (DORTOLINA; NADIRA, 2005, RAO; DEEKSHIT, 2006). Em Juricic (1971) o autor demonstra que: “*As perdas de demanda por unidade de área [kW/km^2], a densidade de condutores [$volume/km^2$] e a densidade de fontes [$SE's/km^2$ e transformadores/ km^2], devem ser proporcionais à densidade de carga [MVA/km^2] elevada a $2/3$ ”.* Ou seja, os sistemas de distribuição se beneficiam de uma economia de escala natural. À medida que aumenta a densidade de carga, os custos de investimento e de operação, representados pelas três grandezas mencionadas, crescem também, mas a um ritmo mais lento (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996). Juricic (1971) também conclui que: “*O indicador de perdas de demanda [%], varia com a densidade de carga [MVA/km^2] elevada a $-1/3$ ”.* Em CODI (1996), partindo da conclusão obtida em Juricic (1971), foi desenvolvido um algoritmo por via empírica para estimativa dos níveis ótimos das perdas técnicas de algumas empresas brasileiras.

Diversos trabalhos encontrados na literatura dividem o sistema de distribuição em segmentos para a análise das perdas técnicas. Alguns trabalhos realizam os cálculos das

perdas para todos os segmentos da rede de distribuição, como ocorrem em CODI (1996), onde é apresentado um método que, diferentemente das conclusões de Juricic (1971), requer uma extensa base de dados. Dentre os principais métodos, além do apresentado em CODI (1996), que realizam os cálculos em todos os segmentos e requerem uma extensa base de dados estão: Bacelar (1994), Deksnys et al. (2005), Méffe et al. (2002).

Outros estudos calculam as perdas para todos os segmentos com uma reduzida base de dados, como em: Bastos et al. (2008), Hashimoto et al. (2002). Com este mesmo enfoque, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) recentemente propôs um método apresentado nos Procedimentos de Distribuição (ANEEL-PRODIST, 2008).

Na literatura são encontrados também trabalhos que analisam as perdas para parte do sistema de distribuição, considerando apenas alguns segmentos. Em Valente et al. (2002) é proposto um método probabilístico para o cálculo das perdas técnicas nas redes de baixa tensão, com a utilização de uma reduzida base de dados. Outro trabalho que realiza os cálculos das perdas nas redes BT é apresentado em Cipoli et al. (2003), em que os autores propõem identificar as redes com elevados índices de perdas elétricas, e através de procedimentos técnicos, reduzir estes níveis de perdas; para isto é necessário uma extensa base de dados. Em Schmidt et al. (2003) é também proposto um método para o cálculo das perdas nas redes BT, porém, com uma redução da base de dados a ser utilizada, considerando tipologias típicas e a extrapolação de alguns parâmetros. Outros trabalhos analisam as perdas nos transformadores de distribuição (KISSULA et al., 2008, LEAL et al., 2009). Em Kissula et al. (2008) são realizadas algumas avaliações como: perdas em vazio em função da tensão de operação e perdas em carga em função da temperatura. Em Leal et al. (2009) propõe um método analítico e discute algumas alternativas de modelos de redes neurais para avaliação das perdas nos transformadores.

1.3 Organização do texto

O presente trabalho está organizado em sete capítulos e um apêndice:

- ❖ Neste capítulo introdutório foram apresentados o problema estudado e a motivação para o trabalho, e uma revisão bibliográfica de trabalhos da literatura que possuem como enfoque principal o tema desta tese;

- ❖ No capítulo 2 são apresentadas as definições e classificações das perdas elétricas nos sistemas de energia elétrica, bem como a caracterização das cargas: alocação de carga. Os conceitos de fator de carga e de fator de perdas também são apresentados;
- ❖ No capítulo 3 é apresentada uma classificação e definições da metodologia para o cálculo das perdas elétricas nos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- ❖ No capítulo 4 são apresentados alguns métodos para o cálculo das perdas técnicas por segmentos. Dentre eles, foram implementados três que servirão de base para comparações com o método proposto nesta tese;
- ❖ No capítulo 5 é apresentado um novo método para o cálculo das perdas técnicas. Este método baseia-se no uso de dados tradicionalmente disponíveis nas empresas de distribuição, como: curvas de carga medidas nas subestações, dados dos alimentadores de média tensão e dos transformadores de distribuição;
- ❖ No capítulo 6 são apresentados e analisados os resultados obtidos com o novo método proposto e comparados com os valores obtidos pelos outros três métodos implementados;
- ❖ No capítulo 7 são apresentadas as conclusões do trabalho proposto, e sugestões para próximos trabalhos;
- ❖ No apêndice é apresentado uma análise através de um algoritmo genético implementado, visando a redução das perdas técnicas nas redes de distribuição com ações imediatas.

2 ALGUMAS DEFINIÇÕES

Os sistemas de distribuição são caracterizados pelo transporte de energia do sistema de transmissão até o consumidor final. As concessionárias de distribuição de energia têm como objetivo fornecer energia elétrica às cargas de seus consumidores. Essas cargas (consumidores) supridas por um sistema de distribuição têm várias características que lhes são comuns, tais como: localização geográfica, finalidade a que se destina a energia fornecida, dependência da energia elétrica, perturbações causadas pela carga ao sistema, tarifação, tensão de fornecimento, etc. (KAGAN et al., 2005). Mesmo com toda essa diversidade, a empresa deve atender essas cargas com qualidade e confiabilidade. Porém, durante o transporte de energia entre as subestações e o consumidor ocorrem fatores que prejudicam este fornecimento; fatores esses que são inerentes ou não ao sistema e que causam prejuízos tanto às cargas quanto à imagem da empresa. O fornecimento inadequado de energia pode levar a empresa a sofrer eventuais penalidades impostas pelos órgãos reguladores, causando sobretudo, prejuízos financeiros. Dentre esses fatores podem-se citar: queda de tensão acentuada, interrupções de fornecimento e perdas elétricas. As perdas elétricas estão diretamente ligadas à diversidade das cargas elétricas do sistema. A caracterização dessas cargas dependerá do tipo de análise que se deseja.

Como nesta tese o enfoque é o cálculo das perdas elétricas, nas subseções seguintes deste capítulo serão apresentadas definições de perdas elétricas nos sistemas de potência, e em seguida serão apresentadas diferentes formas de caracterização das cargas elétricas. Por fim, uma descrição dos conceitos de fatores de carga e de perdas, e a relação entre ambos.

2.1 Perdas Elétricas

A palavra *perda* pode assumir diferentes significados dependendo do contexto em que está sendo utilizada. De acordo com Aurélio (2004), os sinônimos da palavra *perda* são:

“s.f. Ato ou efeito de perder ou ser privado de algo que possuía. / Diminuição que alguma coisa sofre em seu volume, peso, valor. / Prejuízo financeiro. / O ato de não vencer. / Militar: O mesmo que baixa, em combate. / Mau emprego: perda de tempo. / Perdas e danos, prejuízos sofridos pelo credor, em virtude de diminuição do seu patrimônio e também por causa de lucros que deixou de receber.”

Como as empresas de energia elétrica são em quase sua totalidade empresas privadas, os seus proprietários visam lucros e, portanto, *prejuízo financeiro* seria o sinônimo mais adequado para definir *perdas elétricas* na visão dos acionistas. Assim, perdas elétricas têm sido um assunto presente nas empresas de energia elétrica, principalmente, nas empresas de distribuição.

Em um sistema de energia elétrica, as perdas podem ser comparadas a um consumidor, porém, um consumidor que nunca paga sua fatura de energia elétrica. Na Figura 2.1 está ilustrado este conceito.

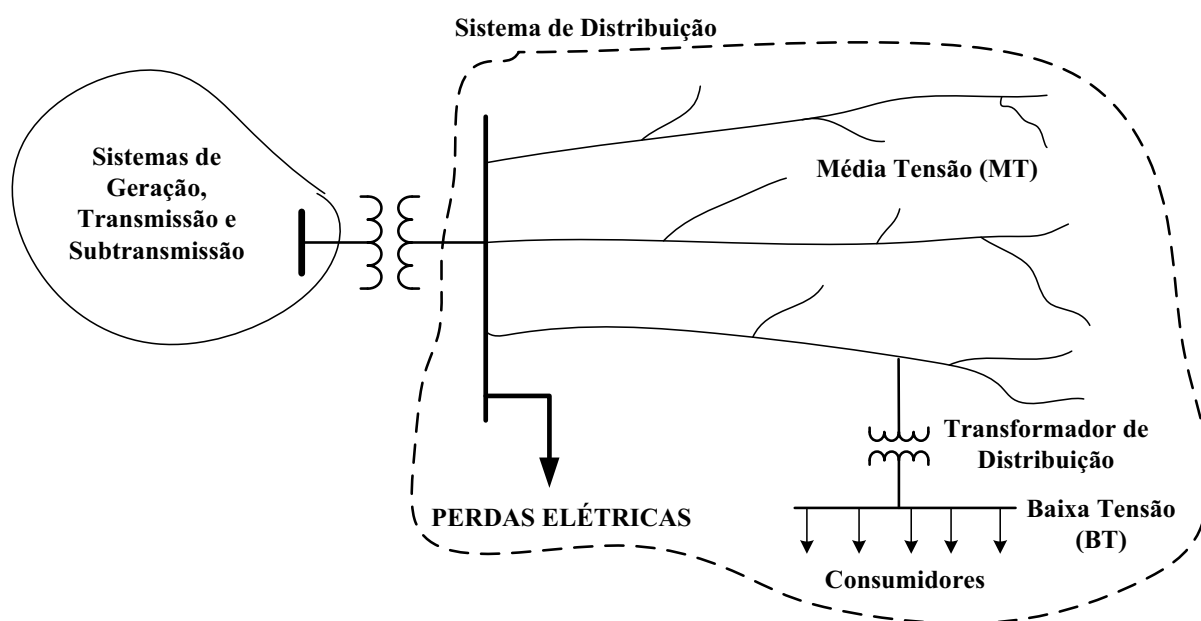


Figura 2.1: Sistema de energia elétrica.

A soma das perdas na geração, com as perdas na transmissão e as perdas na distribuição dá-se o nome de *perdas globais*, ou seja, é a diferença entre a energia gerada e a energia consumida. Assim, as perdas globais podem ser definidas como (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996):

$$Perdas_{GLOBAIS} = Perdas_{GER} + Perdas_{TRANSM} + Perdas_{DISTR} \quad (2.1)$$

ou

$$Perdas_{GLOBAIS} = Energia_{GERADA} - Energia_{CONSUMIDA} \quad (2.2)$$

Da mesma forma como (2.1), de acordo com a localização, as perdas elétricas nos sistemas de energia elétrica também podem ser classificadas de acordo com a natureza e a origem. Em relação à sua natureza, as perdas elétricas são classificadas em *perdas de demanda* e *perdas de energia* (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996):

- ❖ *Perdas de Demanda* (P_D): diferença entre a demanda requerida no sistema e a demanda vendida ao mesmo sistema, em um dado instante de tempo (t):

$$P_D = Demanda_{REQUERIDA}(t) - Demanda_{VENDIDA}(t) \quad (2.3)$$

- ❖ *Perdas de Energia* (P_E): diferença entre a energia requerida pelo sistema e a energia vendida no mesmo sistema, em um intervalo de tempo (Δt):

$$P_E = Energia_{REQUERIDA}(\Delta t) - Energia_{VENDIDA}(\Delta t) \quad (2.4)$$

Com relação à origem, as perdas elétricas são classificadas em *perdas técnicas* e *perdas não-técnicas* (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996):

- ❖ *Perdas Técnicas* ($P_{TECNICAS}$): demanda ou energia perdida por efeitos inerentes ao processo de transporte e de transformação da energia elétrica, portanto, não entregue ao consumo;
- ❖ *Perdas Não-Técnicas* ($P_{NAO-TECNICAS}$): demanda ou energia consumida, porém, não faturada (vendida). São perdas que englobam as perdas comerciais, como furto de energia, e perdas por erros administrativos, como erros de cadastro e erros de medição.

Os consumidores conectados diretamente ao sistema de transmissão ou de subtransmissão, em sua grande parte, possuem medições horárias (ou intervalos menores, de 10 ou 15 minutos) individuais. Com essas medições, é possível o cálculo direto das perdas nestes segmentos, pela diferença entre a energia de entrada e de saída. Isto não inibe as fraudes por parte desses consumidores, mas facilita a identificação dos locais onde as perdas não-técnicas estão ocorrendo.

Na distribuição de energia, tanto nos alimentadores de média tensão quanto nos circuitos de baixa tensão, os consumidores em sua maioria possuem medições de energia (kWh) em um intervalo de tempo, normalmente, em um período de um mês. Há também consumidores de grande porte, que possuem medições eletrônicas, ou seja, seus parâmetros de consumo são bem caracterizados. Esses clientes são normalmente conectados à rede de média tensão através de transformadores particulares.

Essas diferentes formas de medições dificultam a estimação das perdas técnicas e, principalmente, não-técnicas. O elevado número de pontos de consumo, os erros de medição e de cadastro são também outros fatores que dificultam a estimação dessas perdas. Devido a isso, e principalmente aos problemas sociais, as empresas têm visto um aumento nos índices de perdas não-técnicas em seus sistemas.

Para uma correta estimação das perdas elétricas em seus sistemas, as empresas vêm buscando métodos eficientes para o cálculo das perdas técnicas e também a regularização de ligações clandestinas, e o correto cadastro dos clientes para reduzir os índices de perdas não-técnicas.

A grande dificuldade encontrada pelas empresas distribuidoras na obtenção das perdas elétricas de forma consistente, é a quantidade de dados exigida por grande parte dos métodos encontrados na literatura. A dinâmica das cargas nos sistemas de distribuição dificulta ainda mais a atualização desses dados. Assim, a caracterização das cargas é um importante fator para o cálculo das perdas elétricas. Nesta tese, buscou-se por uma alocação de carga que além de facilitar a caracterização das cargas, reduzisse a quantidade de dados necessários para obter as perdas técnicas nos sistemas de distribuição.

2.2 Cargas Elétricas em Sistemas de Distribuição

As subestações de distribuição transformam tensões, definidas como de subtransmissão, para tensões primárias de distribuição. Valores típicos de tensões nestas subestações são: 138/13,8 kV, 69/13,8 kV, 138/11,4 kV, 69/11,4 kV. As redes nas tensões de 13,8 kV e 11,4 kV são, na grande maioria, aéreas e radiais a três fios, sendo denominadas de redes de média tensão (MT) ou de tensão primária de distribuição.

Nas redes de MT estão diretamente conectados os consumidores finais de energia elétrica, classificados como sendo do grupo A (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2000) e os transformadores de distribuição. Estes transformam valores de tensão de média tensão (MT) para baixa tensão (BT), ou também para média tensão (MT), e são as fontes para as redes de BT. As redes de BT são também, em geral, aéreas e radiais e nelas estão diretamente conectados os consumidores de energia elétrica em baixa tensão, ou chamados de consumidores do grupo B (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2000).

A utilização da energia elétrica pelos consumidores dos grupos A e B é o que leva a definir a carga (ou demanda) elétrica em cada ponto da rede de distribuição. Destaca-se que estas cargas apresentam uma variação que pode ser significativa com as horas do dia, dias da semana, estações do ano, etc. A atribuição de valores para estas cargas pode ser uma tarefa complexa, dependendo da finalidade específica do estudo a ser realizado.

Obter a variação destas cargas, ao longo das horas do dia, corresponde a medir ou calcular valores de potência ativa e reativa para cada hora do dia (ou a cada intervalo de 10 ou 15 minutos). Quando estes valores de potências são registrados em um gráfico em função das horas do dia, obtém-se a chamada curva de carga diária. Estas curvas de carga apresentam-se bastante diferentes, dependendo do uso da energia elétrica realizado pelo consumidor. Assim, muitas vezes, os consumidores são classificados em classes: industrial, comercial, residencial, rural, serviço público, iluminação pública e outros.

Os consumidores tipo A em geral, são pertencentes às classes industriais ou comerciais. Uma curva de carga típica (ao longo de um mês) de um consumidor industrial tipo A é ilustrada na Figura 2.2. A obtenção desta curva de carga para a grande maioria dos

consumidores do tipo A, não apresenta dificuldades, pois o faturamento de energia é feito com registros realizados e guardados a cada 10 ou 15 minutos.

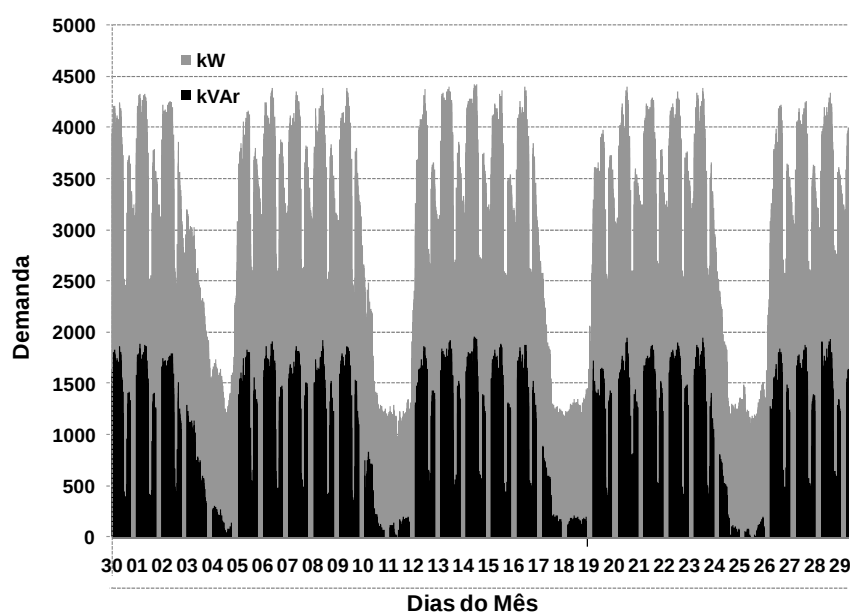


Figura 2.2: Curvas de cargas de um consumidor industrial tipo A.

Consumidores do tipo B são aqueles com demanda inferior a 75 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2000) e podem ser residenciais, comerciais, industriais, etc. Tradicionalmente, as empresas distribuidoras realizam medições do consumo mensal (kWh/mês) nos pontos de entrega de energia elétrica. Estas medições são realizadas para fins de faturamento.

Determinar valores de carga para estes consumidores e para os transformadores de distribuição, nos quais eles estão conectados, exigem tarefas que podem ser complexas, dependendo da precisão desejada. A variação da solicitação de energia destes consumidores é bastante diferente, em comparação com os consumidores do tipo A. A diversidade de classes de consumidores, é também muito grande, podendo agora existir consumidores nas classes: residencial, comercial, industrial, iluminação pública, serviço público e outros. Em geral, os consumidores de uma classe mantêm padrões de uso da energia comuns dentro de determinadas faixas de consumo de kWh, mas os padrões diferem bastante de uma classe para outra. Pode-se observar também, variações sensíveis em diferentes dias da semana e diferentes estações do ano. Na Figura 2.3 são mostradas curvas de carga típica para um dia útil, sábado e domingo, para as classes: (a) consumidores residenciais, (b) rurais, (c) industriais e (d) comerciais.

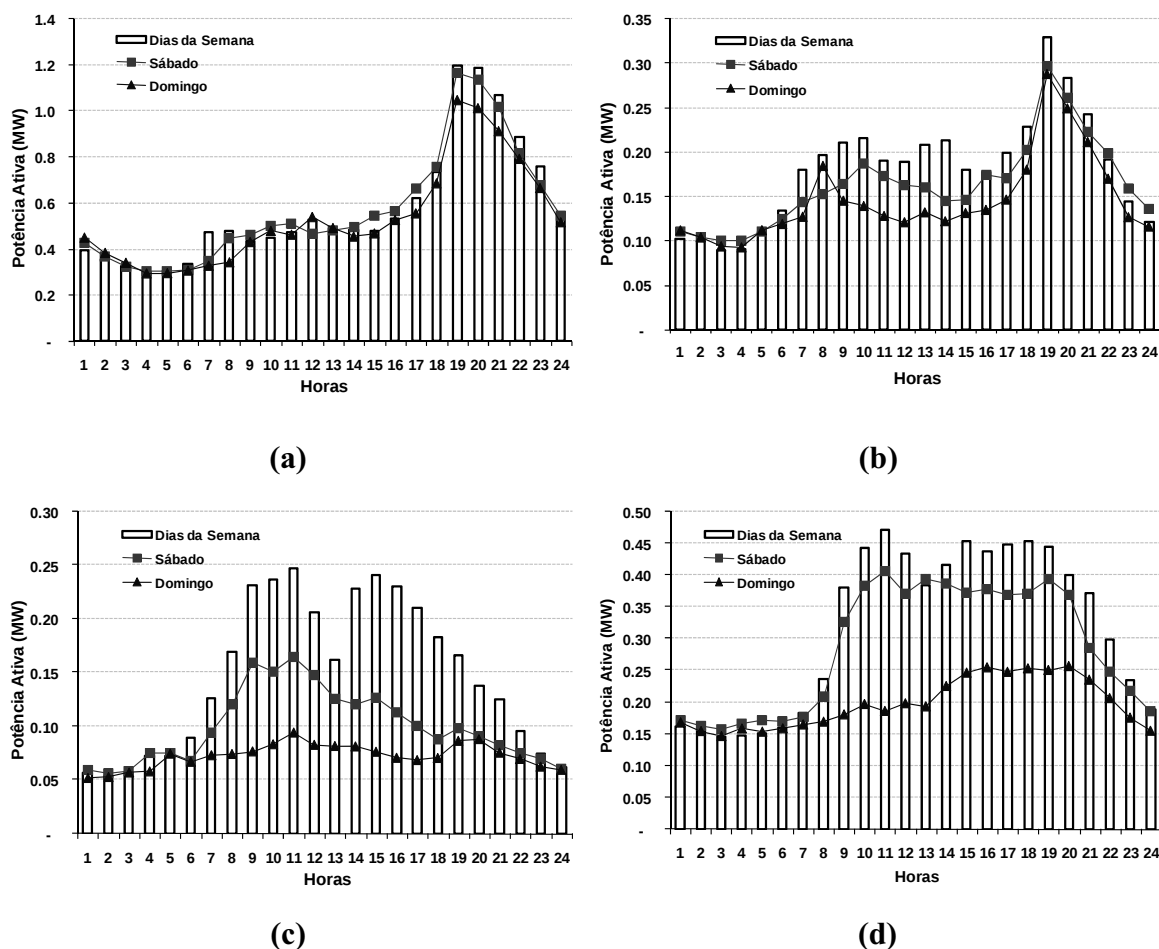


Figura 2.3: Curvas de cargas típicas: (a) residencial, (b) rural, (c) industrial e (d) comercial.

Um conjunto destes consumidores de mesma classe ou de classes diferentes é que são as cargas dos transformadores de distribuição, portanto, um transformador de distribuição possui uma curva de carga que é a curva agregada de todos os consumidores de BT. Na Figura 2.4 ilustra-se a curva de carga de um transformador de distribuição 13.800/220 V.

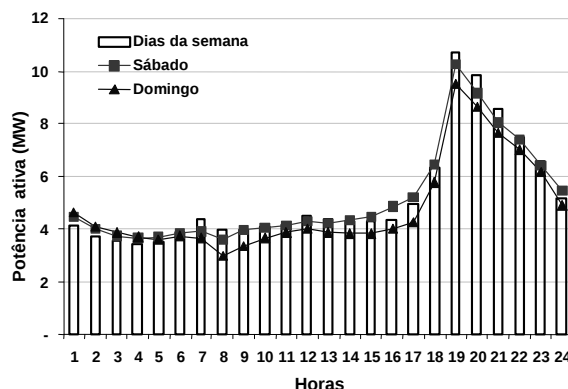


Figura 2.4: Curvas de cargas agregadas em um transformador MT/BT.

As curvas de cargas apresentadas anteriormente foram obtidas com o uso de medidores com registros horários, porém, como já mencionado, estes consumidores de BT possuem medição apenas de consumo mensal (kWh/mês). Nos transformadores de distribuição não existem nem mesmo medição de kWh.

Portanto, realizar os cálculos elétricos na BT depende fortemente da atribuição (ou estimação) de valores de carga em todos os pontos das redes. Para realizar os cálculos na MT também é necessário saber os valores das cargas em cada um deles, a fim de determinar os valores corretos de perdas, tensões e fluxos de correntes e potências nas redes elétricas.

Assim, nos pontos de conexão de consumidores tipo B, nas redes de BT e nos pontos de conexão dos transformadores de distribuição nas redes de média tensão, é realizada a estimativa da carga no ponto. Pode-se estimar valores máximos, mínimos e outros, dependendo do método de estimativa e da finalidade do estudo. Nesta tese é proposto um método caracterizado pela forma como essas cargas são alocadas e, conseqüentemente, pela quantidade de dados necessários para os cálculos. A seguir são apresentados alguns métodos de alocação de carga, e posteriormente, definem-se alguns parâmetros das curvas de carga, como fator de carga e fator de perdas, utilizados nos cálculos das perdas técnicas nos sistemas de distribuição.

2.2.1 Métodos para alocação de carga

Para se estimar a carga nos pontos de consumo, alguns métodos são largamente empregados e outros estão apenas em fase de definição e construção. Os principais dados utilizados por esses métodos são: demanda, consumo mensal, aspectos econômicos, localização, dentre outros. Estes métodos, em sua grande maioria, empregam técnicas de inteligência artificial e análises estatísticas.

Nas técnicas de inteligência artificial destacam-se aqueles que utilizam redes neurais e lógica nebulosa (GERBEC et al., 2005, FALCÃO; HENRIQUES, 2001, SRINIVASAN et al., 1994, SENJYU et al., 1998, SENJYU et al., 2005). Outros métodos, para alocação de carga nos pontos de consumo, trabalham com análises estatísticas, como por exemplo: Andersson et al. (1989), Chen et al. (1994), Jardini et al. (2000), Chang et al. (2002).

Nesta subseção são descritos três métodos bastante empregados para atribuição de carga nos pontos de consumo:

❖ **Método KVAs:**

O método do kVAs, também denominado de *kVA estatístico* é largamente empregado para algumas finalidades por diversas empresas distribuidoras, sendo uma delas determinar a carga máxima.

Para empregar o método do *kVAs* é necessário realizar previamente, um conjunto de medições em consumidores de BT registrando o valor da carga máxima em kVA e os consumos (kWh) em um determinado período de tempo. Ao final do período de medição pode-se plotar a máxima demanda em função do kWh para cada consumidor. Com isto, obtém-se uma *nuvem de pontos* que através de interpolação geram uma reta ou uma curva. Este procedimento leva a uma equação do tipo:

$$kVAs = 0,07(kWh)^{0,8} \quad (2.5)$$

Muitas distribuidoras no Brasil empregam equações muito próximas à (2.5) para determinar o carregamento máximo de transformadores de distribuição. Porém, este procedimento não é recomendado para alocar cargas para fins de cálculo de fluxo de potência devido aos fatores de diversidade (KERSTING, 2006).

❖ **Método da Estimação da Curva de Carga de BT:**

Para realizar a estimação das curvas de cargas de consumidores de BT e a partir destas obter a curva de carga de transformadores de distribuição, existem alguns métodos baseados em técnicas de inteligência artificial e outros baseados em análise estatística. Para ambas as classes de métodos é necessário realizar um conjunto razoável de medições em consumidores de todas as classes (residencial, comercial, etc.), e muitas vezes ainda em subclasses (até 100 kWh, de 101 a 200 kWh, de 201 a 300 kWh, etc.).

Em Jardini et al. (2000) é proposto um método para obter curvas de carga características (em p.u.) médias e de desvio padrão para cada subclasse de consumidores. Sabendo-se o valor do consumo mensal (kWh/mês) do consumidor e as curvas características em p.u. obtém-se as curvas de carga do consumidor com uma certa probabilidade do valor

não ser excedido. A agregação das curvas estimadas dos consumidores de BT leva à obtenção das curvas dos transformadores. Portanto, obtém-se as curvas de cargas em todos os pontos de consumo. A precisão deste método é influenciada pelo número de amostras usadas para obtenção das curvas características. Este procedimento, dependendo da precisão desejada, pode ser utilizado para todas as finalidades de cálculos nas redes de BT e MT.

❖ **Método “Metered Feeder Demand” (MFD):**

Este método é baseado no fato de que na grande maioria das subestações de distribuição existem equipamentos para obter curvas de cargas no ponto inicial de todos os alimentadores (redes de MT). Esta é a única medição requerida por este método para a obtenção da carga máxima ou carga mínima em todos os pontos de interesse de uma rede de MT. Ou seja, não é necessário saber os dados individuais de consumo dos clientes ou dos transformadores de distribuição e nem realizar um conjunto de medições. Com a curva de carga do início da rede e a soma das potências nominais dos transformadores de distribuição, determina-se o fator de alocação (F_A). Este fator é calculado com a demanda medida (D_{medida}) de um dia típico do período em análise e para o horário desejado, em kW (ou kVA) e com o somatório dos kVA nominal dos transformadores de distribuição (kVA_{total}) (KERSTING, 2006):

$$F_A = \frac{D_{medida}}{S_{total}} \quad (2.6)$$

O fator de alocação pode ser definido como o fator de utilização do sistema. Esse considera o carregamento em certo instante e faz uma divisão proporcional deste carregamento do início do alimentador para todos os transformadores do sistema, permitindo a obtenção de cálculos elétricos considerando valores de carga máxima ou outros patamares de carga.

Então, a carga alocada para cada um dos transformadores ($Carga_{transf}$) é determinada por:

$$Carga_{transf} = F_A S_{transf} \quad (2.7)$$

em que:

S_{transf} : Potência nominal do transformador [kVA].

As características deste método tornam-o adequado para uma análise total do alimentador. Os resultados tendem a ser melhores quanto maior o número de transformadores de distribuição conectados ao alimentador. A análise individual desses transformadores fica prejudicada devido à divisão proporcional da demanda realizada pelo método.

2.2.2 Fator de carga, fator de perdas e a relação entre ambos

Atualmente, grande parte das subestações possui um registro horário (ou a cada 10 ou 15 minutos) da potência requerida pelo sistema. Alguns medidores eletrônicos instalados nas redes podem fornecer, além de potência (kW, kVAr e kVA), outros parâmetros do sistema como: fator de potência e corrente por fase. Na Figura 2.5 é apresentada uma curva de carga medida a cada 10 minutos, referente às medições realizadas em um sistema de média tensão (MT) no período de um mês.

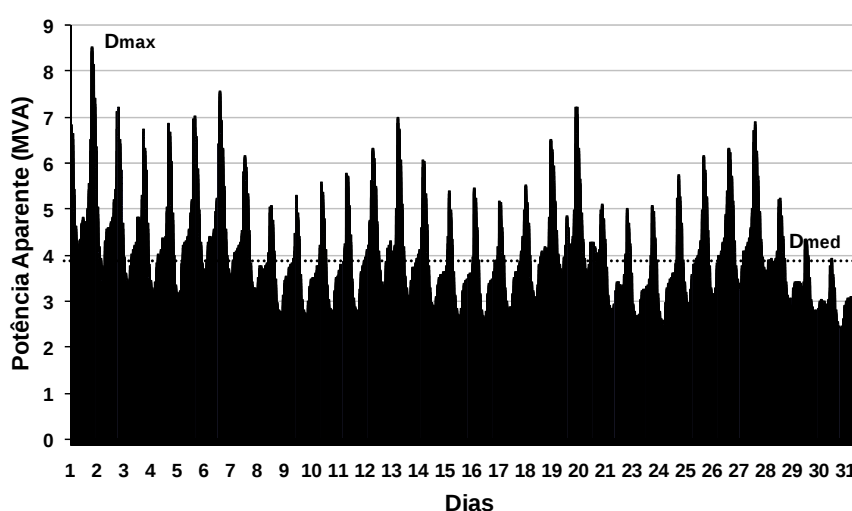


Figura 2.5: Curva de carga mensal medida (31 dias).

A curva da Figura 2.5 refere-se a potência aparente medida (kVA) e pode ser representada por uma curva de carga diária típica do mês. Durante o mês em questão houve 23 dias úteis, 4 sábados e 4 domingos. Na Figura 2.6 é apresentada a curva média da curva medida da Figura 2.5. Na curva média, cada período (10 minutos cada) representa a média do mesmo período de cada um dos 31 dias, pode-se, portanto, considerar como uma curva de carga típica representativa do mês.

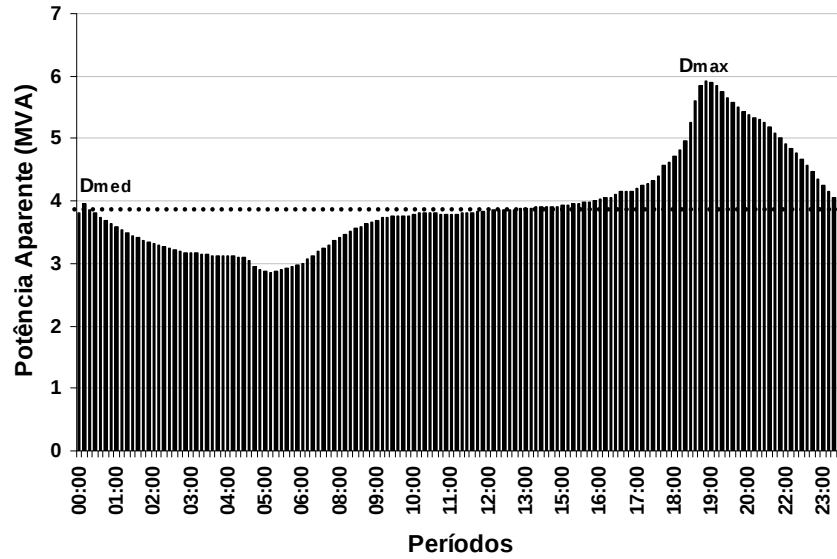


Figura 2.6: Curva de carga média diária da Figura 2.5.

Através das curvas de cargas, apresentadas na Figura 2.5 e Figura 2.6, pode-se apresentar os conceitos de fator de carga e de perdas, e também, a relação entre ambos.

❖ **Fator de Carga (F_C):**

O fator de carga é a relação entre a demanda média (D_{media}) e a demanda máxima (D_{max}), em um período ΔT (GÖNEN, 2008):

$$F_C = \frac{D_{media}}{D_{max}} = \frac{1}{D_{max}} \frac{\int_1^{N_{periodo}} D(t) dt}{\Delta T} \quad (2.8)$$

em que:

$N_{periodo}$: Número de períodos da curva de carga.

sendo $\int_1^{N_{periodo}} D(t) dt$ a energia fornecida ao sistema (E) durante o período de tempo ΔT , tem-se:

$$F_C = \frac{E}{D_{max} \Delta T} \quad (2.9)$$

A equação (2.9) é a forma mais comum de determinação do fator de carga, visto que energia (E) e demanda máxima (D_{max}) são obtidas através de medições nas subestações e em pontos de fornecimento de grandes consumidores.

❖ **Fator de Perdas (F_p):**

O fator de perdas é a relação entre as perdas em demanda média (P_D^{media}) e as perdas em demanda máxima (P_D^{max}), em um período ΔT . Ou seja, o fator de perdas é simplesmente o fator de carga das perdas (GÖNEN, 2008):

$$F_p = \frac{P_D^{media}}{P_D^{max}} = \frac{1}{P_D^{max}} \frac{\int_0^{N_{periodo}} p(t) dt}{\Delta T} \quad (2.10)$$

sendo $\int_0^{N_{periodo}} p(t) dt$ a perda de energia do sistema (P_E) durante o período de tempo ΔT , tem-se:

$$F_p = \frac{P_E}{P_D^{max} \Delta T} \quad (2.11)$$

Entretanto, o cálculo do fator de perdas pela equação (2.11) é inviável, pois as perdas de demanda e energia não são obtidas através de medições diretas; sendo suas estimativas baseadas no conhecimento prévio do próprio fator de perdas.

Portanto, para se determinar as perdas técnicas de energia (P_E) é necessário o conhecimento do fator de perdas (F_p) e das perdas (de demanda ou potência) em demanda máxima (P_D^{max}). Para a determinação do fator de perdas busca-se a relação com o fator de carga, enquanto que as perdas de demanda máxima são obtidas quando se tem o carregamento máximo do sistema.

❖ **Relação entre Fator de Carga e Fator de Perdas:**

A fim de obter uma relação entre estes fatores consideram-se que as cargas apresentam fator de potência praticamente constante, e que as perdas ocorrem, em sua grande parte, no cobre. Assim, exprimindo a demanda e a energia em p.u. dos respectivos valores máximos, observa-se a seguinte relação aproximada entre as perdas e a demanda (COMITÉ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996, GÖNEN, 2008).

$$p(t) \cong C_{te} [D(t)]^2 \quad (2.12)$$

em que:

$p(t)$: Perda de demanda no instante t [kW];

$D(t)$: Demanda no instante t [kW];

C_{te} : Constante de proporcionalidade.

Assim, com (2.10) e (2.12) pode-se expressar o fator de perdas em relação à demanda:

$$F_P = \frac{P_D^{media}}{P_D^{max}} = \frac{1}{C_{te} (D_{max})^2} \frac{C_{te} \int_0^{N_{periodo}} [D(t)]^2 dt}{\Delta T} \quad (2.13)$$

Quando se possui uma seqüência de medições horárias (ou a cada 10 ou 15 minutos), as integrais das expressões (2.8) e (2.13) podem ser substituídas por somatórias (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996):

$$F_C = \frac{\sum_{t=1}^{N_{periodo}} D(t)}{(D_{max}) \Delta T} \quad (2.14)$$

$$F_P = \frac{\sum_{t=1}^{N_{periodo}} [D(t)]^2}{(D_{max})^2 \Delta T} \quad (2.15)$$

Para relacionar o fator de carga e o fator de perdas consideram-se as curvas de duração de carga e das perdas variáveis (quadráticas), divididas em n intervalos elementares de duração dt , ou seja, uma função degrau, conforme Figura 2.7 (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996, KERSTING, 2006).

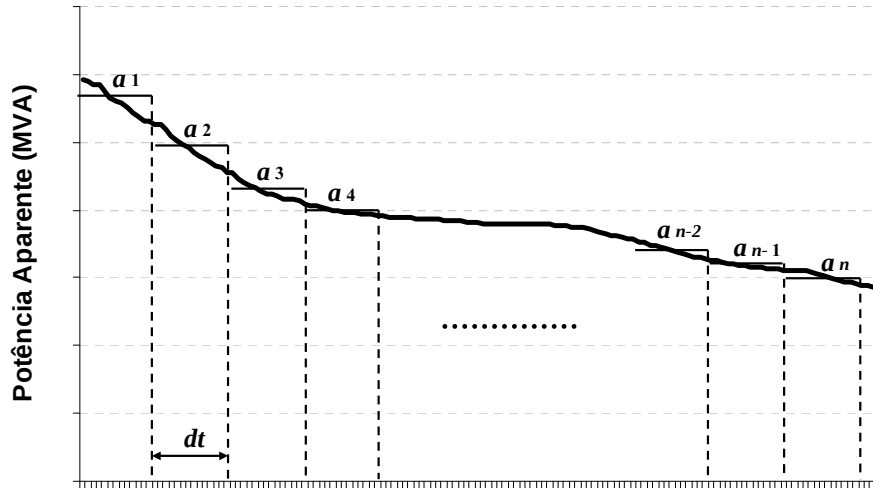


Figura 2.7: Curva de duração de carga da curva da Figura 2.6.

De acordo com as definições de fator de carga e fator de perdas, e considerando a Figura 2.7, têm-se:

$$F_C = \frac{1}{n} \left[\frac{a_1}{a_l} + \frac{a_2}{a_l} + \dots + \frac{a_{n-1}}{a_l} + \frac{a_n}{a_l} \right] = \frac{\sum_{i=1}^n a_i}{a_l n} \quad (2.16)$$

$$F_P = \frac{1}{n} \left[\left(\frac{a_1}{a_l} \right)^2 + \left(\frac{a_2}{a_l} \right)^2 + \dots + \left(\frac{a_{n-1}}{a_l} \right)^2 + \left(\frac{a_n}{a_l} \right)^2 \right] = \frac{\sum_{i=1}^n a_i^2}{a_l^2 n} \quad (2.17)$$

Como

$$a_i \leq a_l \quad (2.18)$$

tem-se:

$$\left(\frac{a_i}{a_l} \right)^2 \leq \frac{a_i}{a_l} \quad (2.19)$$

Portanto,

$$F_P \leq F_C \quad (2.20)$$

Subtraindo F_C^2 em ambos os lados de (2.17), obtém-se:

$$F_P - F_C^2 = \frac{\sum_{i=1}^n a_i^2}{a_l^2 n} - \frac{1}{a_l^2 n^2} (a_1 + a_2 + \dots + a_{n-1} + a_n)^2 \quad (2.21)$$

E sabendo que:

$$(a_1 + a_2 + \dots + a_{n-1} + a_n)^2 = \sum_{i=1}^n a_i^2 + 2 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_i a_j \quad i < j \quad (2.22)$$

Tem-se assim:

$$F_P = F_C^2 + \frac{(n-1) \sum_{i=1}^n a_i^2}{n^2 a_1^2} + \frac{2 \sum_{i=1}^n a_i a_j}{n^2 a_1^2} \quad i < j \quad (2.23)$$

Como:

$$(n-1) \sum_{i=1}^n a_i^2 \geq 2 \sum_{i=1}^n a_i a_j \quad i < j \quad (2.24)$$

Obtêm-se que:

$$F_P \geq F_C^2 \quad (2.25)$$

Com (2.20) e (2.25) obtêm-se o intervalo de variação do fator de perdas, em relação ao fator de cargas (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996):

$$F_C^2 \leq F_P \leq F_C \quad (2.26)$$

A representação gráfica desta desigualdade é apresentada na Figura 2.8.

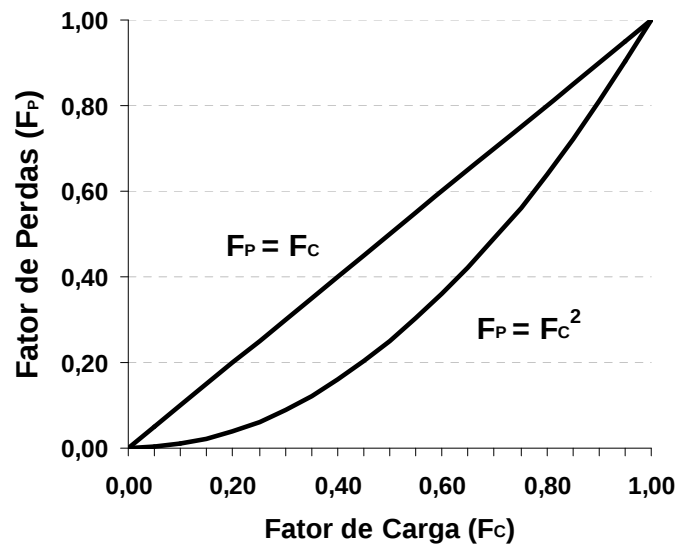


Figura 2.8: Relação entre fator de carga e fator de perdas.

Os mesmos resultados podem também ser obtidos caso sejam considerados apenas dois intervalos, ao invés de n intervalos (Figura 2.7), conforme apresentado em Gönen (2008), Gustafson e Baylor (1988).

As desigualdades (2.26) se associa a seguinte equação parametrizada:

$$F_p = (F_c)k + (F_c)^2(1-k) \quad (2.27)$$

em que:

F_p : Fator de perdas;

F_c : Fator de carga;

k : Parâmetro de valor entre zero e um.

Quando não se conhece a curva de carga, o valor do fator de perdas pode ser obtido a partir de (2.27), com o uso de um coeficiente k previamente determinado. Tradicionalmente adota-se k igual a 0,30. Porém, tem-se buscado valores para o coeficiente k para sistemas similares, onde apenas o fator de carga é conhecido.

No relatório do Comitê de Distribuição (CODI) apresentado em 1996, propõe-se o uso do valor 0,15 para o coeficiente k . Um grupo de trabalho de critérios de planejamento (GTCP) da empresa brasileira ELETROBRAS, em 1983, recomendou o valor 0,20 para o coeficiente k , em estudos de transmissão ou de subtransmissão, como citado no mesmo relatório do Comitê de Distribuição (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996). Uma norma técnica, também citada neste relatório, publicada pela empresa ELETROSUL e denominada *Obtenção do Fator de Perdas a Partir da Curva de Carga*, conclui que o parâmetro k varia entre 0,04 e 0,14 nos sistemas de distribuição usuais. Esses valores foram obtidos com base numa análise das curvas globais de carga de diversas empresas, de agrupamentos regionais de empresas e da totalidade do Brasil. No final da década de 80, um novo estudo (GUSTAFSON; BAYLOR, 1988), utilizando-se de dados de empresas americanas e canadenses, chegou ao valor de 0,08.

Em Oliveira et al. (2006) foram realizadas análises das curvas de carga típicas de diferentes classes de consumidores para a determinação do coeficiente k , chegando a resultados que variam entre 0,10 para consumidores do grupo A e 0,40 para consumidores industriais do grupo B. Confirmando esses resultados, em Oliveira et al. (2008) foi apresentada uma análise estatística dos valores de k através de um considerável número de medições, e conclui que aproximadamente 70% dos valores obtidos para k , encontra-se entre 0,20 e 0,40. Na Figura 2.9 é apresentada a curva que relaciona ambos os fatores para a amostra de curvas medidas analisadas.

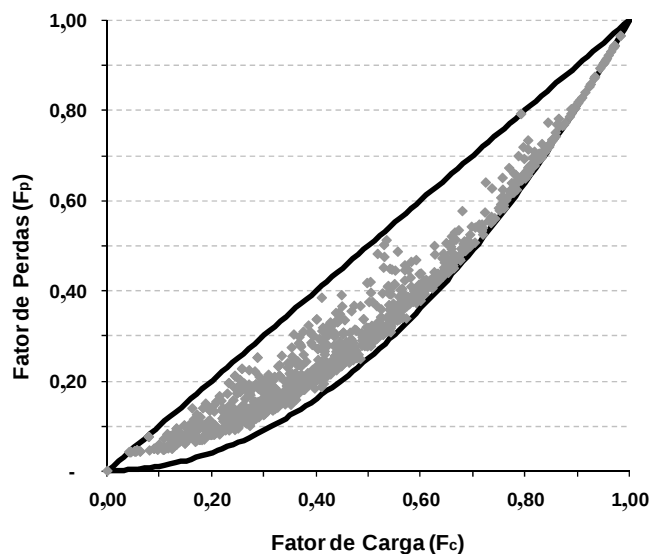


Figura 2.9: Valores de k para uma amostra de medições de uma empresa paulista.

Para analisar a influência dos valores de k nos cálculos das perdas técnicas, em Oliveira e Padilha-Feltrin (2009), foram comparados resultados utilizando diferentes valores para o coeficiente k . Inicialmente, as perdas foram obtidas com o fator de perdas obtido da curva de carga medida nos sistemas analisados. Os resultados obtidos para dois sistemas de média tensão são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Perdas técnicas com o fatores de perdas obtidos pelas curvas de cargas.

SEGMENTOS	PERDAS TÉCNICAS			
	SISTEMA 1		SISTEMA 2	
	MWh	%	MWh	%
Transformadores (SE)	255,56	0,28	89,06	0,77
Média Tensão	1.302,42	1,44	206,44	1,79
Transformador	1.804,36	1,99	350,21	3,03
Baixa Tensão	773,23	0,85	111,65	0,97
Outros	620,34	0,69	113,60	0,98
Total	4.755,91	5,26	870,96	7,53

Para comparação foram utilizados os valores de fator de perdas obtidos com diferentes valores para o coeficiente k . Para k igual a 0,20 em todos os segmentos do sistema, e também diferentes valores de k para cada um dos segmentos da rede.

Na Tabela 2.2 são apresentadas as perdas técnicas obtidas para cada um dos casos. Em que k^* equivale a:

- $k = 0,30$ - Para transformadores de subestação;
- $k = 0,20$ - Para rede de média tensão e transformadores de distribuição;
- $k = 0,15$ - Para redes de baixa tensão.

Tabela 2.2: Perdas técnicas (%) para diferentes valores de k .

SEGMENTOS	PERDAS TÉCNICAS			
	SISTEMA 1		SISTEMA 2	
	$k = 0,20$	k^*	$k = 0,20$	k^*
Transformadores (SE)	0,28	0,28	0,77	0,77
Média Tensão	1,43	1,43	1,74	1,74
Transformador	1,94	1,94	2,95	2,95
Baixa Tensão	0,83	0,82	0,96	0,95
Outros	0,67	0,67	0,96	0,96
Total	5,15	5,14	7,38	7,37

Conclui-se que os diferentes valores de k não influenciam consideravelmente na estimação dos índices de perdas técnicas nos sistemas de distribuição. Portanto, quando se possui as curvas de cargas medidas do sistema recomenda-se o cálculo do fator de perdas através desta medição.

Em relação ao fator de perdas, as perdas técnicas podem ser divididas em dois grandes grupos (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996):

- *Perdas independentes da carga (perdas constantes)*: são as perdas no núcleo dos transformadores de distribuição e reguladores de tensão, nos bancos de capacitores, nas bobinas de tensão dos medidores, etc. Admitindo que essas perdas são constantes, tem-se que: $F_p = 1$;
- *Perdas dependentes da carga (perdas variáveis)*: são as perdas ôhmicas nos condutores de média e baixa tensão, e também nos enrolamentos séries dos equipamentos existentes, como transformadores, reguladores de tensão, medidores, etc. Neste caso: $0 < F_p \leq 1$.

Na literatura especializada, grande parte dos estudos faz uso do fator de perdas para o cálculo das perdas, para isso é necessário o cálculo das perdas de demandas máximas. Outros métodos realizam o cálculo das perdas médias e, conseqüentemente, não necessitam obter o

fator de perdas. No Capítulo 3 serão apresentados alguns métodos encontrados na literatura especializada, para o cálculo das perdas técnicas de energia nos sistemas de distribuição.

3 CÁLCULO DE PERDAS ELÉTRICAS

A escolha do método para o cálculo das perdas técnicas depende principalmente do objetivo da análise, da base de dados disponível e do intervalo de tempo durante o qual se pretende calculá-las: um dia, uma semana, um mês ou até um ano.

Os métodos, em sua grande maioria, são direcionados ao cálculo das perdas técnicas, pois as perdas não-técnicas podem ser calculadas pela subtração das perdas técnicas em relação às perdas totais (diferença entre a energia entregue e a energia faturada) na distribuição. Então, um método eficiente para definir o índice de perdas técnicas, pode resultar em uma definição das perdas não-técnicas. Portanto, para se chegar às perdas não-técnicas, tanto em quantidade como em que local elas estão ocorrendo, é necessário que o cálculo das perdas técnicas seja cada vez mais preciso, principalmente em função da quantidade de dados disponíveis nas empresas.

Recentemente tem surgido métodos para a determinação direta das perdas não-técnicas, grande parte dos quais analisam o comportamento das curvas de carga dos consumidores, como proposto por Nizar et al. (2008), Varejão et al. (2008), Donadel et al. (2009), Gemignani et al. (2009).

Muitas empresas têm elaborado seus próprios métodos para localizar os pontos críticos de perdas não-técnicas em seus sistemas, e assim definir o plano de ação a ser seguido para a redução dessas perdas. Um dos métodos adotados pelas empresas tem sido o investimento em maneiras cada vez mais eficazes de cadastro de clientes e na regularização desses

consumidores. Com relação aos furtos de energia, cada empresa possui uma forma de investigar e localizar os pontos onde eles ocorrem.

Para a determinação das perdas técnicas nos sistemas de distribuição e transmissão, verifica-se uma grande variação nos processos adotados. Nos sistemas de transmissão, as perdas são calculadas pela diferença entre a energia entregue ao sistema e a energia de saída do sistema, ambas realizadas através de medições eletrônicas. Nos sistemas de distribuição, a grande maioria das empresas distribuidoras utiliza para a estimativa das perdas, procedimentos como: fluxo de potência, processos estatísticos, modelos geométricos, etc.

A opção entre um processo mais elaborado e um método simplificado depende tanto dos dados disponíveis como dos objetivos propostos. Os métodos mais elaborados (fluxo de potência, por exemplo) apresentam resultados que devem se aproximar da realidade, podendo inclusive, ser utilizados para análises individuais e localizadas, mas isso necessita de uma extensa base de dados e cadastro permanentemente atualizado. Enquanto que, os métodos simplistas (processos estatísticos, modelo geométricos, etc.) requerem um volume reduzido de dados e permitem a estimativa das perdas de forma rápida. No entanto tendem a apresentar resultados satisfatórios apenas quando aplicadas a grandes sistemas e de forma global.

3.1 Perdas técnicas

Os métodos para o cálculo das perdas técnicas que requerem uma base de dados detalhada do sistema tendem a obter resultados mais satisfatórios; porém, o grande problema encontrado pelas distribuidoras de energia é a obtenção dessa quantidade de dados, e qual a sua consistência com relação à realidade. Assim, torna-se importante a busca por métodos consistentes para serem usados nas diferentes realidades. Os métodos podem ser mais detalhados e exatos em função dos dados disponíveis, mas em geral podem ser divididos em (DORTOLINA; NADIRA, 2005):

- ❖ *Bottom-Up* – quando se tem conhecimento completo e detalhado do sistema: curvas de carga de consumidores, alimentadores, dados de rede de média tensão, transformadores, redes de baixa tensão, ramais de ligação, medidores, etc. Neste caso, os cálculos elétricos podem ser feitos com mais precisão a partir de simulação da operação ou cálculo de fluxo de potência, para os diferentes níveis de carga, partindo dos consumidores para a subestação. Alguns exemplos podem ser encontrados em

Bacelar (1994), CODI (1996), Deksnys et al. (2005), Méffe et al. (2002) e Valente et al. (2002);

- ❖ *Top-Down* – esta abordagem consiste no cálculo das perdas, em geral, pela estimação partindo da subestação e chegando aos consumidores. Estes métodos são utilizados quando poucos dados do sistema estão disponíveis. Geralmente é feita uma estimação global das perdas do sistema a partir de comparação com sistemas similares, ou também calculadas em alguns segmentos da rede. Alguns exemplos são descritos em Bastos et al. (2008), Dortolina e Nadira (2005), ANEEL-PRODIST (2008), Rao e Deekshit (2006);
- ❖ *Híbrida Top-Down / Bottom-Up* – Quando se tem dados detalhados de apenas uma parte da rede, e poucos dados de outras zonas.

Outro fator importante para os cálculos das perdas técnicas está na forma como o sistema é representado e analisado. Normalmente, os métodos realizam os cálculos das perdas técnicas por segmentos. Segmentos são grupos de componentes que exercem a mesma função no sistema de distribuição. Os segmentos são:

- ❖ *Subestação de Distribuição (SE)*: A subestação de distribuição é composta por diversos equipamentos que contribuem para os índices de perdas do sistema, como: chaves de interconexão, disjuntores, religadores, dentre outros. Porém, a quantificação das perdas nestes equipamentos é complexa. Sendo assim, essas perdas são inseridas no segmento *Outros*. Os únicos equipamentos de uma subestação de distribuição que contribuem consideravelmente para os índices de perdas são os transformadores de subestação, os quais transferem energia do nível de transmissão (ou subtransmissão) para a média tensão. Nos estudos analisados conclui-se que as perdas nos transformadores de subestação podem variar entre 0,5 e 1 % da energia entregue ao sistema;
- ❖ *Rede de Média Tensão (MT)*: Segmento que transporta a energia da subestação aos transformadores de distribuição, ou diretamente aos consumidores primários. Neste segmento, as perdas técnicas ocorrem por dissipação nos condutores, devido a este transporte de energia elétrica. Os principais dados para o cálculo das perdas técnicas nas redes MT são: topologia do alimentador (dados de cabo e comprimento de trechos) e os dados das cargas instaladas na rede. A grande parte dos trabalhos encontrados na literatura calcula as perdas técnicas através de simulação de fluxo de

potência. Outros estudos utilizam topologias típicas ou valores médios de resistência e comprimento de rede. Os índices de perdas nos alimentadores de média tensão variam entre 0,5 e 2,5 % da energia entregue ao sistema;

- ❖ *Transformadores de Distribuição*: Equipamentos que interligam as redes MT às redes BT. As perdas nos transformadores de distribuição são compostas por duas parcelas:
 - Perdas no ferro;
 - Perdas no cobre (enrolamentos).

As perdas de demanda no ferro são consideradas constantes, pois não dependem da carga, sendo provocadas normalmente por correntes de Foucault e Histerese e são dependentes apenas da tensão de operação do transformador. Enquanto que, as perdas de demanda no cobre são dependentes da corrente da carga que atravessa os enrolamentos do transformador. Os transformadores de distribuição são os elementos que mais contribuem para os índices de perdas de um sistema de distribuição (LEAL et al., 2009). Considerando o total de transformadores de um sistema, esses valores podem variar entre 1 e 3 % da energia requerida pelo sistema;

- ❖ *Rede de Baixa Tensão (BT)*: A rede de baixa tensão ou rede secundária é o segmento a jusante do transformador de distribuição, que segue até o segmento *Ramal de Ligação*, ou seja, um transformador alimenta inúmeros consumidores através dos condutores de BT. As redes de baixa tensão são em sua grande parte redes aéreas e radiais. Alguns trabalhos apresentam uma análise de perdas direcionada especialmente a este segmento (CIPOLI et al., 2003, SCHMIDT et al., 2003). Os dados necessários para os cálculos das perdas na baixa tensão são análogos aos dos alimentadores de média tensão: dados dos condutores e dos consumidores. Para os circuitos de baixa tensão as perdas técnicas podem variar entre 0,5 e 2 % da energia do sistema;
- ❖ *Ramal de Ligação*: O ramal de ligação é o segmento que faz a ligação entre a rede de baixa tensão da empresa e o consumidor (medidor de energia). As empresas buscam padronizar os ramais de acordo com o tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial, etc.). Porém, a extensão de cada um deles pode variar dentro de uma mesma classe de consumo. Normalmente, cada consumidor deve possuir um ramal de ligação, com isso, chega-se a milhares a quantidade de ramais em uma empresa. Devido a essa grande variedade e, portanto, a dificuldade em determinar as perdas técnicas individualmente, os métodos normalmente utilizam valores médios de comprimento e resistência dos condutores, e corrente média. Um dos fatores que

diferem e que dificultam os cálculos das perdas é a obtenção desta corrente nos ramais. Neste segmento as perdas técnicas podem variar entre 0,1 e 0,7 % da energia do sistema;

- ❖ *Medidor de Energia:* Cada ponto de consumo possui um medidor de energia. Os medidores de energia são compostos basicamente de um par de bobinas para cada fase, sendo cada par de bobinas formado por uma bobina de potencial e uma bobina de corrente. Assim, os medidores monofásicos possuem um par de bobinas, os bifásicos possuem dois pares e os trifásicos possuem três pares. As perdas que ocorrem na bobina de corrente são de responsabilidade do consumidor, pois dependem da carga; enquanto as perdas na bobina de potencial são assumidas pela concessionária, pois não dependem da carga. A grande maioria dos medidores das empresas concessionárias de energia elétrica é do tipo eletromecânico. Outros tipos de medidores, como os eletrônicos, são mais comumente usados para grandes consumidores ou nas subestações de distribuição. Os medidores das subestações são usados para se medir a energia entregue aos circuitos, e sua quantidade é reduzida comparada com o número de medidores eletromecânicos. Com isso, praticamente todos os métodos são voltados ao cálculo das perdas nos medidores eletromecânicos. Os valores esperados de perdas nos medidores encontram-se normalmente entre 0,4 e 0,8 % da energia do sistema analisado;
- ❖ *Outro:* Este segmento engloba as perdas que ocorrem nos equipamentos da empresa, como reguladores de tensão, banco de capacitores, corrente de fuga em árvores, em isoladores, em pára-raios, perdas por efeito corona, em conexões, etc. Devido à dificuldade em estimar as perdas nesses componentes, considera-se normalmente uma certa porcentagem do total das perdas obtidas nos demais segmentos. Em CODI (1996) recomenda-se que a porcentagem seja menor que 10% e nos resultados apresentados admite-se 5%. Esta porcentagem depende das características do sistema analisado. Enquanto que, em Méffe et al. (2002) foi estabelecido uma estimativa de níveis de perdas de energia em cada segmento do sistema elétrico, considerando o segmento *Outros*, a faixa é 0,45 – 1,4 % da energia do sistema, ou 8,5 – 24 % das perdas técnicas dos outros segmentos.

Alguns métodos *Top-Down* incorporam os segmentos *Ramal de Ligação* e *Medidor de Energia*, ou até mesmo os circuitos de baixa tensão, como em Dortolina e Nadira (2005), e considera para o segmento *OUTROS*, a porcentagem 2,3 % da energia do sistema.

Na Figura 3.1 é apresentado um sistema de distribuição típico dividido pelos segmentos descritos acima. Na figura são mostrados os principais dados de cada um dos segmentos para os cálculos das perdas técnicas, em especial para os métodos *Bottom-Up*.

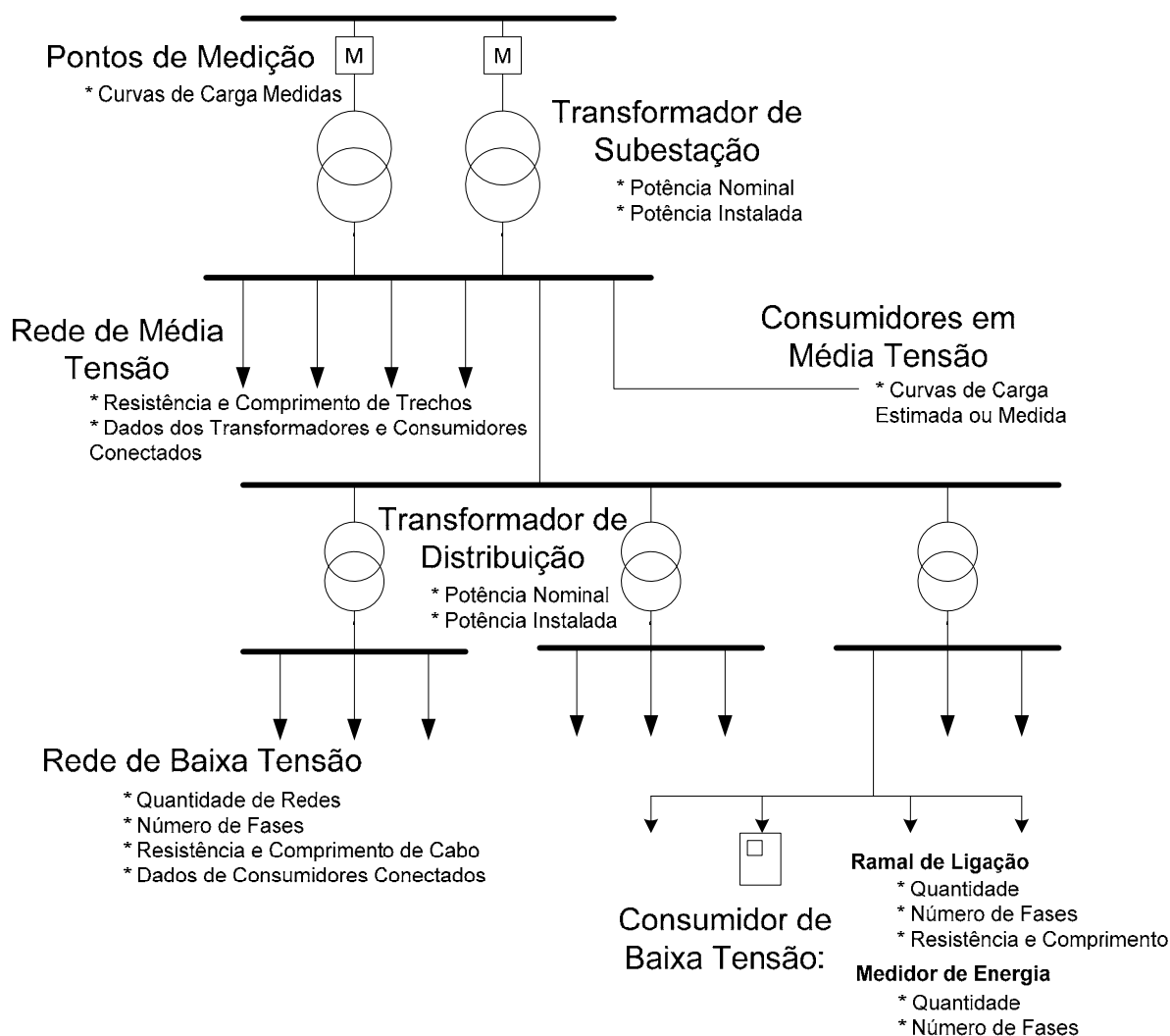


Figura 3.1: Segmentos do sistema de distribuição.

3.2 Perdas Não-Técnicas

Em relação aos métodos propostos para a obtenção das perdas não-técnicas são raros os trabalhos que buscam sua obtenção diretamente, sem os cálculos das perdas técnicas. Em Nizar et al. (2008), Varejão et al. (2008), Donadel et al. (2009), Gemignani et al. (2009) são apresentados alguns métodos que analisam as curvas de carga dos consumidores com comportamentos anormais, e assim correlacionando-as com as perdas não-técnicas.

Porém, o caminho mais utilizado para a quantificação das perdas não-técnicas tem sido ainda através do cálculo das perdas técnicas. Determinadas e localizadas as perdas não-técnicas, parte-se para um plano de ação que busque eliminá-las. Pode-se portanto, relacionar diversas ações praticadas pelas empresas em busca da redução ou até mesmo da extinção das perdas não-técnicas de seus sistemas (ALBERTO et al., 2008, FIGUEIREDO et al., 2008, GOMINHO, 2008, SILVA; NUNES, 2008):

- ❖ Identificar as localidades (normalmente comunidades pobres) e desenvolver uma relação com os líderes da comunidade;
- ❖ Regularização de clientes clandestinos;
- ❖ Reconstruir a rede de distribuição de energia elétrica: instalando cabos antifurto, redes compactas ou multiplexadas de média tensão;
- ❖ Implementar políticas comerciais, como: negociar os débitos, políticas de corte, criar grupos da própria comunidade para a contínua explicação do uso correto de energia;
- ❖ Ações no sentido de diminuição das contas de energia elétrica, como: troca de geladeiras, troca de lâmpadas incandescentes por lâmpadas compactas fluorescentes, instalação gratuita dos padrões de entrada, instalação de aquecedores solar em substituição aos chuveiros elétricos;
- ❖ Projetos de responsabilidade social, como: criação de bibliotecas com computadores, treinamento de eletricitas da própria comunidade, eventos nas escolas, palestras, qualificação dos professores para educar os alunos no uso correto de energia, etc.;
- ❖ Maior quantidade de inspeções, porém, cada vez mais direcionadas (através da melhoria de *software*, e de métodos para o cálculo das perdas técnicas), juntamente com a modernização dos equipamentos utilizados e dos medidores;
- ❖ Mitigação dos erros de cadastro;
- ❖ Gestão dos ativos instalados: para o controle efetivo e, conseqüentemente, para os cálculos das perdas técnicas de forma eficiente e para correta administração e faturamento dos consumidores. Para isto é necessária uma melhor interação entre os setores de contabilidade e engenharia das empresas.

Da mesma forma que a otimização das perdas técnicas, para as perdas não-técnicas prioriza-se as ações que tem como conseqüência, o melhor retorno financeiro.

Neste Capítulo 3 foram apresentadas algumas definições em relação à metodologia para o cálculo de perdas técnicas e onde elas ocorrem. Para as perdas não-técnicas foram

apresentados os principais problemas e as diferentes ações realizadas em busca da eliminação dessas perdas.

Como o enfoque principal desta tese é o cálculo das perdas técnicas, no Capítulo 4 são apresentados alguns métodos para o cálculo das perdas técnicas por segmentos. No Capítulo 5 é apresentada uma nova proposta de método com abordagem *Top-Down*.

4 PRINCIPAIS MÉTODOS

A escolha de um método para o cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição depende do objetivo da análise, do tempo disponível para o processamento dos cálculos e da quantidade de dados necessários. Para as empresas que possuem uma atualização constante em sua base de dados existem métodos que realizam a determinação das perdas técnicas de forma detalhada, mas isto requer um considerável dispêndio de tempo e esforço computacional, tanto para extração desses dados quanto para o processamento dos cálculos. Estas características dificultam a análise para períodos menores de um ano, como por exemplo, um período mensal, sendo que, a cada processo deve-se extrair novamente a base de dados. Portanto, mesmo as empresas que possuem uma base de dados atualizada em seu sistema buscam por métodos que além de estimar as perdas localmente, necessitem de uma base de dados que facilite o processo de análise.

Neste Capítulo 4 serão apresentados alguns métodos encontrados na literatura, e que realizam o cálculo das perdas técnicas por segmento; sendo dois deles com abordagem *Bottom-Up* e outros dois *Top-Down*.

4.1 Considerações iniciais

Nesta subseção são descritos os métodos *Bottom-Up* propostos em CODI (1996) e Méffe et al. (2002), e os métodos *Top-Down* apresentados em Bastos et al. (2008), ANEEL-PRODIST (2008).

Nesta tese é realizada uma avaliação na metodologia de cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição. Para isso, são implementados três métodos: um deles com abordagem *Bottom-Up*, e os outros dois com abordagem *Top-Down*, sendo estes descritos em ANEEL-PRODIST (2008), Bastos et al. (2008) e denominados *ANEEL* e *SIMPLES*, respectivamente.

O método *Bottom-Up* implementado apresenta algumas modificações em relação aos métodos encontrados na literatura, como por exemplo, na forma de alocar as cargas nos pontos de consumo. Denominado *CODI-MOD*, este método foi implementado como referência para comparação com os demais, pois requer os dados completos do sistema, sobretudo dos consumidores, e então, tende a apresentar resultados mais próximos da realidade.

Nas próximas subseções são apresentadas algumas considerações gerais dos métodos implementados, e em seguida, são detalhados os procedimentos para o cálculo das perdas nos segmentos do sistema de distribuição de cada um deles.

4.1.1 CODI-MOD

No método *CODI-MOD* a estimação das cargas nos pontos de consumo é realizada de acordo com Jardini et al. (2000), Francisquini (2006). Os dados necessários são as curvas de carga típicas por classes de consumidores e o consumo individual, normalmente mensal (kWh/mês), de cada unidade consumidora. Com isso, para cada consumidor calcula-se a potência (ou demanda) base (D_{base}) (FRANCISQUINI, 2006).

$$D_{base} = \frac{1}{\Delta t} \int_1^{N_{periodo}} D(t) dt = \frac{kWh_{mes}}{N_{dias} \Delta t} \quad (4.1)$$

em que:

- $D(t)$: Demanda no instante t [kW];
- $N_{periodo}$: Número de períodos da curva de carga;
- kWh_{mes} : Consumo mensal [kWh];
- N_{dias} : Número de dias do mês.

O valor da potência base é multiplicado pela curva de carga típica deste consumidor, obtendo assim a sua curva de carga estimada. Essas curvas estimadas são agregadas em seus

respectivos transformadores de distribuição, e posteriormente no início do alimentador (ou na subestação).

Essa curva agregada é comparada com a curva medida no início do alimentador (ou subestação), obtendo assim um fator de correção ($f_{correcao}$) para cada período do dia (FRANCISQUINI, 2006):

$$f_{correcao}(t) = \frac{D_{real}(t)}{D_{agregada}(t)} \quad (4.2)$$

em que:

$D_{real}(t)$: Demanda no instante t da curva de carga medida;

$D_{agregada}(t)$: Demanda no instante t da curva de carga agregada.

Esse fator de correção é aplicado a todas as curvas estimadas dos consumidores. Com isso, é feita uma nova agregação de cargas nos transformadores e no alimentador, aproximando assim as curvas estimadas às curvas de carga reais (dos consumidores e dos transformadores de distribuição). Lembrando que, as empresas normalmente não possuem medições individuais de curvas de carga nos consumidores e nos transformadores de distribuição.

4.1.2 ANEEL

O método apresentado em ANEEL-PRODIST (2008) é proposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e portanto, denominado neste trabalho de *ANEEL*. O objetivo da agência é definir indicadores para avaliação das perdas nos segmentos de distribuição de energia elétrica e então, estabelecer um método e os procedimentos para apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O método *ANEEL* tem por base algumas hipóteses simplificadoras:

- ❖ Quando o fator de potência típico da rede for menor que o valor do fator de potência de referência, é adotado este último;
- ❖ As cargas são consideradas distribuídas de forma equilibrada nas fases das redes trifásicas das redes de média tensão;

- ❖ Nas redes de baixa tensão considera-se perdas adicionais de 15% sobre o total das perdas técnicas calculadas, devido ao desequilíbrio da carga e o posicionamento assimétrico do transformador de distribuição;
- ❖ Considera-se os níveis de tensão nominal de operação das empresas;
- ❖ Para o cálculo das perdas nos transformadores são utilizados valores normalizados pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (1986).

4.1.3 SIMPLES

Outro método implementado foi a desenvolvido por Bastos et al. (2008), e denominado *SIMPLES*. Os autores propõem o cálculo de uma faixa de perdas (limites inferior e superior) para os segmentos do sistema, considerando assim, algumas incertezas nos parâmetros envolvidos (que, de acordo com os autores, não são considerados nos métodos encontrados na literatura), como:

- ❖ Rede de Média Tensão: O uso da demanda máxima e fator de potência para situação de demanda máxima é uma aproximação, pois os valores exatos só seriam obtidos com medições de carga em todos os pontos de carga do alimentador;
- ❖ Perdas no núcleo e no cobre dos transformadores: São utilizados os valores máximos de acordo com a norma, devido a dificuldade de obtenção das perdas reais, que seriam obtidas através de ensaios dos fabricantes. Outra incerteza é a utilização da demanda máxima ou do fator de utilização obtidos indiretamente usando a demanda média e o fator de carga, ou usando medições que na maioria das vezes são de potência ativa e não de potência aparente;
- ❖ Rede de Baixa Tensão: Possuem incertezas quanto à tensão e ao fator de potência ao longo da rede (não são os mesmos ao longo dos circuitos);
- ❖ Ramais de Ligação: De acordo com os autores a tensão nominal para todos os ramais, e também as correntes máximas e o fator de potência médio são aproximações a considerar;
- ❖ Medidores de Energia: Na literatura, considera-se apenas a perda média na bobina de tensão, enquanto o autor leva em consideração o envelhecimento dos medidores instalados para o cálculo do limite superior dos índices de perdas neste segmento.

A seguir são apresentados os procedimentos de cálculos para cada um dos segmentos dos sistemas de distribuição dos métodos implementados.

4.2 Cálculo das perdas técnicas por segmento

Em comum, os três métodos implementados possuem o fato de calcularem as perdas técnicas por segmentos. Portanto, serão apresentados cada um deles detalhadamente, iniciando pelo segmento mais próximo das unidades consumidoras (*Medidor de Energia*) e chegando à subestação.

4.2.1 Medidor de Energia

As perdas nos medidores de energia ocorrem nas bobinas de potencial e de corrente, e somente as primeiras são de responsabilidade da empresa. Para os três métodos implementados (*CODI-MOD*, *ANEEL* e *SIMPLES*) os dados necessários para os cálculos são as quantidades de medidores e de fases de cada um deles. Assim, as perdas de demanda nos medidores ($P_{D.MD}$), em kW, são obtidas por:

$$P_{D.MD} = \frac{P_{el}}{1000} (N_{1\phi} + 2N_{2\phi} + 3N_{3\phi}) \quad (4.3)$$

em que:

- P_{el} : Perdas de demanda média por elemento medidor [W];
- $N_{1\phi}$: Número de medidores monofásicos;
- $N_{2\phi}$: Número de medidores bifásicos;
- $N_{3\phi}$: Número de medidores trifásicos.

O valor da perda de demanda média por elemento medidor (P_{el}) para os medidores eletromecânicos é obtido em laboratório, e encontra-se normalmente entre 1,2 e 1,5 W. A grande maioria dos métodos utiliza o valor de 1,2 W nos cálculos das perdas.

Considerando que os medidores estejam sempre ligados, ou seja, perda de demanda constante, tem-se as perdas técnicas de energia ($P_{E.MD}$), em kWh, para um período Δt [h]:

$$P_{E.MD} = P_{D.MD} \Delta t \quad (4.4)$$

Este equacionamento é utilizado por praticamente todos os métodos que realizam o cálculo das perdas técnicas para o segmento *Medidor de Energia* (BACELAR, 1994, BASTOS et al., 2008, COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO-CODI, 1996, MÉFFE et al., 2002, ANEEL-PRODIST, 2008, VALENTE et al., 2002), sendo eles *Bottom-Up* ou *Top-Down*. O equacionamento utilizado apresenta-se satisfatório para o cálculo das perdas em medidores de energia. Porém, os valores médios das perdas de demanda podem variar dependendo do medidor utilizado.

No método *SIMPLES* (Bastos et al., 2008), os autores trabalham com uma faixa de valores de perdas, onde o limite inferior é calculado de forma análoga a (4.3). Enquanto que, o limite superior incorpora a hipótese de que devido ao envelhecimento, 50% dos medidores instalados apresentam um erro médio negativo de -1,5% que corresponde a um adicional de 0,75% da energia medida, e devido a cargas com corrente menor que a de partida supõe-se que 20% das unidades consumidoras tenham durante 8 horas/dia cargas, cujas correntes sejam inferiores a 90% da corrente de partida.

Para todos os casos nota-se que não é necessário a utilização das curvas de carga para o cálculo das perdas, porém, sua utilização depende do objetivo da análise. A utilização das curvas pode refinar ainda mais os resultados, mas o dispêndio de tempo para os cálculos pode não compensar.

4.2.2 Ramal de Ligação

A quantidade de ramais de ligação é tão elevada quanto o número de medidores de energia, porém a diversidade de comprimento e bitola dos ramais dificulta os cálculos individuais das perdas de energia neste segmento, através de fluxo de potência. Ou seja, nos ramais de ligação, a grande dificuldade encontrada é a obtenção das correntes, devido à grande diversidade e quantidade de pontos de consumo. Para isso, os métodos buscam uma simplificação, e normalmente utilizam valores médios para resistência e comprimento dos ramais.

Em CODI (1996) são utilizados, dentre outros parâmetros, os valores de perdas de demanda obtidas nas redes de baixa tensão ($P_{D.BT}$). Os cálculos são realizados por

transformadores de distribuição, considerando a quantidade de consumidores (monofásicos, bifásicos e trifásicos) de cada um deles. As perdas de demanda ($P_{D.RL}$), em kW, são dadas por:

$$P_{D.RL} = \frac{1000R_{RL}[(f_{BTj} \sum_{q=kVAmin}^{kVAmax} N_q kVA_q f_{Uq}) - P_{D.BT}]^2}{V_{fn_{BT}}^2 \cos^2 \phi_{BT} N_{C_{BT}}} \frac{2i_{1\phi} + 3(i_{2\phi} + i_{3\phi})}{(i_{1\phi} + 2i_{2\phi} + 3i_{3\phi})^2} \quad (4.5)$$

em que:

- R_{RL} : Resistência do condutor fase do ramal de ligação típico [Ω];
- f_{BTj} : Fator de coincidência do sistema de baixa tensão;
- N_q : Número de transformadores de potência q ;
- $S_{NOM q}$: Potência nominal (q) do transformador de distribuição [kVA];
- f_{Uq} : Fator de utilização dos transformadores de distribuição de potência q ;
- $V_{fn_{BT}}$: Tensão fase-neutro da rede de baixa tensão [V];
- $\cos \phi_{BT}$: Fator de potência típico da rede de baixa tensão;
- $N_{C_{BT}}$: Número total de consumidores ligados à rede de baixa tensão;
- $i_{1\phi}$: Incidência de consumidores monofásicos;
- $i_{2\phi}$: Incidência de consumidores bifásicos;
- $i_{3\phi}$: Incidência de consumidores trifásicos.

Neste método os autores adotam as seguintes hipóteses (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996):

- ❖ É estabelecido um ramal típico, representado por um comprimento médio e bitola média;
- ❖ Demanda de um consumidor bifásico, equivalente ao dobro da demanda de um consumidor monofásico;
- ❖ Demanda de um consumidor trifásico, equivalente ao triplo da demanda de um consumidor monofásico.

Em Méffe et al. (2002), para cada classe de consumo (residencial, comercial, industrial, etc) são pré-fixados valores médios de resistência ôhmica e comprimento dos condutores. Dessa forma, as perdas de demanda ($P_{D.RL}$) por ramal (individualmente) são dadas por:

$$P_{D.RL} = \frac{1}{1000} N_{lc} R_{RL} L_{RL} dt \sum_{t=1}^{N_{dt}} I_t^2 \quad (4.6)$$

em que:

- N_{lc} : Número de condutores do ramal de ligação em que há corrente;
- R_{RL} : Resistência ôhmica dos condutores do ramal de ligação [Ω/km];
- L_{RL} : Comprimento médio do ramal de ligação [km];
- I_t : Corrente no ramal no período t do dia [A];
- N_{dt} : Número de períodos do dia;
- dt : Duração de cada período do dia [h].

A corrente I_t é obtida através da curva diária de carga típica para os diferentes tipos de consumidores, para cada período do dia. Assim, as perdas de demanda de um conjunto (empresa, regional, cidade, circuito, etc.) de consumidores são obtidas pela soma das perdas de cada ramal calculadas por (4.6). Como as curvas de carga são divididas por classes, as perdas de cada ramal de uma mesma classe serão iguais, assim basta realizar o cálculo das perdas para os diferentes tipos de consumidores e não de consumidor em consumidor.

4.2.2.1 CODI-MOD

O método implementado *CODI-MOD* segue o mesmo procedimento utilizado por Méffe et al. (2002), porém, em *CODI-MOD* utiliza-se a corrente média dos ramais, diminuindo assim a quantidade de cálculos. Em *CODI-MOD* as perdas de demanda ($P_{D.RL}$), em kW, são dadas por:

$$P_{D.RL} = \frac{1}{1000} \sum_{i=1}^{N_{cons}} r_{med_i} l_{med_i} (I_{ramal})_i^2 \quad (4.7)$$

em que:

- r_{med_i} : Resistência ôhmica média dos ramais de ligação para o consumidor i [Ω/km];

- l_{med_i} : Comprimento médio do ramal de ligação do consumidor i [km];
- I_{ramal_i} : Corrente média do ramal de ligação do consumidor i [A];
- N_{cons} : Número de consumidores.

A corrente nos ramais é obtida através da demanda média das curvas de carga estimadas dos consumidores. Para cada um dos consumidores, a corrente, em ampère, é obtida por:

$$I_{ramal_i} = \frac{D_{media_i}}{V_{ramal_i}} \quad (4.8)$$

em que:

- D_{media_i} : Demanda (ou potência) média do consumidor i [kVA];
- V_{ramal_i} : Tensão do consumidor i [kV].

Da mesma forma que em Meffé et al. (2002), basta realizar o cálculo das perdas para os diferentes tipos de consumidores e não para cada um dos consumidores individualmente.

4.2.2.2 ANEEL

No método proposto pela ANEEL, todos os ramais do sistema (ou subestação, ou alimentador) são incorporados em um único cálculo. Para isso, utiliza-se o número total de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos; bem como a corrente de fase total (I_f), em ampère, dada por (ANEEL-PRODIST, 2008):

$$I_f = \frac{10^6 E_{cons}^B}{F_{C.BT} \cos \phi (3N_{3\phi} V_{3\phi} + 2N_{2\phi} V_{2\phi} + 2N_{2\phi}^* V_{2\phi}^* + N_{1\phi} V_{1\phi}) \Delta t} \quad (4.9)$$

em que:

- E_{cons}^B : Total de energia consumida pelas unidades consumidoras do grupo B [MWh];
- $F_{C.BT}$: Fator de carga típico para consumidores do sistema de baixa tensão;
- $\cos \phi$: Fator de potência de referência;
- $N_{3\phi}$: Número de unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios;
- $N_{2\phi}$: Número de unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios;

- $N_{2\phi}''$: Número de unidades consumidoras alimentadas em 1 fases e 3 fios;
 $N_{1\phi}$: Número de unidades consumidoras alimentadas em 1 fases e 2 fios;
 $V_{3\phi}$: Tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios [V];
 $V_{2\phi}$: Tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios [V];
 $V_{2\phi}''$: Tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 1 fases e 3 fios [V];
 $V_{1\phi}$: Tensão de fase das unidades consumidoras alimentadas em 1 fases e 2 fios [V];
 Δt : Período relativo à energia consumida [h].

Assim, as perdas de demanda ($P_{D.RL}$), em kW, nos ramais de ligação são dadas por:

$$P_{D.RL} = \frac{R_{RL}}{1000} \left(\frac{I_f}{F_d} \right)^2 (3N_{3\phi} + 3N_{2\phi} + 2N_{1\phi}) \quad (4.10)$$

em que:

- R_{RL} : Resistência média dos condutores dos ramais de ligação [Ω];
 F_d : Fator de diversidade.

4.2.2.3 SIMPLES

No método *SIMPLES* não se realizam os cálculos das perdas de demanda, segundo os autores, devido a dificuldade de analisar fatores de carga e de perdas para unidades residenciais e comerciais. Os autores calculam a quantidade de *unidades monofásicas equivalentes* (uma bifásica equivale a duas monofásicas). Do consumo total medido na rede BT determina-se o consumo médio mensal por unidade monofásica equivalente. Com o consumo médio, e considerando que as bitolas mais usadas são de 6 mm² e 10 mm², as tensões secundárias são padronizadas (220/127 V e 380/220 V) e as curvas de cargas típicas, têm-se os valores de perdas de energia nos ramais de ligação (Bastos et al., 2008).

4.2.3 Rede de Baixa Tensão

As perdas nos circuitos de baixa tensão podem ser calculadas por fluxo de potência ou através de tipologias das redes. Porém, há outras formas de calculá-las, como em CODI (1996), em que os cálculos se baseiam na correlação entre as perdas de demanda ($P_{D.BT}$) e a

máxima queda de tensão no circuito BT ou na correlação entre as de demanda e o carregamento do transformador que possui circuito de baixa tensão associado. Em CODI (1996) são apresentados quatro procedimentos para os cálculos:

❖ Conhecendo-se a **máxima queda de tensão** e a **distribuição por potência dos transformadores**:

$$P_{D.BT} = f_{BTj} \sum_{q \min}^{q \max} N_{BTq} kVA_q fu_{BTq} \cos \phi_{BT} 0,00473 \Delta V_{BTq}^{1,011} (4R_{1BTq})^{0,108} [(n_{BTq} - 5)R_{2BTq}]^{0,111} \delta_{BTq} \quad (4.11)$$

em que:

- f_{BTj} : Fator de coincidência do sistema de baixa tensão;
- N_{BTq} : Número de transformadores de distribuição de potência q ;
- S_{NOMq} : Potência nominal dos transformadores de distribuição que suprem as N_{sq} redes de BT [kVA];
- fu_{BTq} : Fator de utilização dos transformadores de potência q ;
- $\cos \phi_{BT}$: Fator de potência típico da rede de BT;
- ΔV_{BTq} : Queda de tensão máxima típica da rede de BT, associada ao transformador de potência q , em por cento da tensão nominal [%];
- R_{1BTq} : Resistência dos condutores da rede BT principal associada ao transformador de potência q (trecho composto pelos dois primeiros vãos de ambos os lados, a partir do transformador de distribuição) [Ω/km];
- R_{2BTq} : Resistência dos condutores dos demais vãos da rede de BT, associada ao transformador de potência q [Ω/km];
- n_{BTq} : Número médio de postes da rede de BT associada ao transformador de potência q ;
- δ_{BTq} : Fator de desequilíbrio típico da rede de BT, associada ao transformador de potência q .

❖ Conhecendo-se a **máxima queda de tensão** e o **transformador médio**:

$$P_{D.BT} = f_{BTj} N_{BT} kVA_{BTmed} fu_{BT} \cos \phi_{BT} 0,00473 \Delta V_{BT}^{1,011} (4R_{1BT})^{0,108} [(n_{BT} - 5)R_{2BT}]^{0,111} \delta_{BT} \quad (4.12)$$

em que:

- N_{BT} : Número de transformadores de distribuição;
 S_{BTmed} : Potência média dos transformadores [kVA];
 fu_{BT} : Fator de utilização dos transformadores;
 ΔV_{BT} : Queda de tensão máxima típica da rede de BT associada ao transformador médio (kVA_{BTmed}), em por cento da tensão nominal [%];
 R_{1BT} : Resistência dos condutores da rede de BT principal associada ao transformador médio (trecho composto pelos dois primeiros vãos de ambos os lados a partir do transformador de distribuição) [Ω /km];
 R_{2BT} : Resistência dos condutores dos demais vãos da rede de BT associada ao transformador médio [Ω /km];
 n_{BT} : Número médio de postes da rede de BT associada ao transformador médio;
 δ_{BT} : Fator de desequilíbrio típico da rede de BT associada ao transformador médio.

❖ Conhecendo-se o **carregamento** e a **distribuição por potência dos transformadores**:

$$P_{Dz.BT} = f_{BTj} \frac{61,76}{V_z^2 \cos^2 \phi_{BT}} \sum_{qz \min}^{qz \max} N_{BTzq} (kVA_q fu_{BTzq} \cos \phi_{BT})^{1,943} (4R_{1BTzq})^{0,403} [(n_{BTzq} - 5)R_{2BTzq}]^{-0,0155} \delta_{BTzq} \quad (4.13)$$

em que:

- N_{BTzq} : Número de transformadores de potência q , tensão z ;
 S_{NOMq} : Potência nominal dos transformadores que suprem as N_{BTzq} redes de BT [kVA];
 fu_{BTzq} : Fator de utilização dos transformadores de potência q , tensão z ;
 R_{1BTzq} : Resistência dos condutores da rede de BT principal associada ao transformador de potência q , tensão z (trecho composto pelos dois primeiros vãos de ambos os lados a partir do transformador de distribuição) [Ω /km];
 R_{2BTzq} : Resistência dos condutores dos demais vãos da rede de BT associada ao transformador de potência q , tensão z [Ω /km];
 n_{BTzq} : Número médio de postes da rede de BT associada ao transformador de

potência q , tensão z ;

δ_{BTzq} : Fator de desequilíbrio típico da rede BT associada ao transformador de potência q , tensão z ;

❖ Conhecendo-se o **carregamento** e o **transformador médio**:

$$P_{Dz.BT} = f_{BTj} N_{BTz} \frac{61,76}{V_z^2 \cos^2 \phi_{BT}} (kVA_{BTzmed} f_{u_z} \cos \phi_{BT})^{1,943} (4R_{1BTz}) [(n_{BTz} - 5)R_{2BTz}]^{-0,0155} \delta_{BTz} \quad (4.14)$$

em que:

N_{BTz} : Número de transformadores, tensão z ;

S_{BTzmed} : Potência média dos transformadores, tensão z [kVA];

$f_{u_{BTz}}$: Fator de utilização dos transformadores médio, tensão z ;

R_{1BTz} : Resistência dos condutores da rede BT principal associada ao transformador médio, tensão z (trecho composto pelos dois primeiros vãos de ambos os lados a partir do transformador de distribuição) [Ω/km];

R_{2BTz} : Resistência dos condutores dos demais vãos da rede BT associada ao transformador médio, tensão secundária z [Ω/km];

n_{BTz} : Número médio de postes da rede BT associada ao transformador médio, tensão z ;

δ_{BTz} : Fator de desequilíbrio típico da rede BT associada ao transformador médio, tensão z ;

Em Méffe et al. (2002) o método parte do princípio de que a rede é radial e que cada trecho é representado pelos condutores de fase e de neutro. As correntes nas três fases e a corrente no neutro são conhecidas, pois se tem a carga em cada um dos pontos (postes) da rede de BT, através das curvas de carga. Assim, uma vez que o circuito secundário é constituído de trechos de rede em que há mais de uma carga instalada, para determinar a corrente num trecho basta acumular as correntes, por fase e neutro, relativas às cargas correspondentes aos trechos a jusante.

O procedimento de cálculo das correntes nos trechos é realizado dos trechos finais até a estação transformadora. Uma vez determinadas as correntes em todos os trechos (fase e

neutro), pode-se então calcular as perdas na rede de BT. Para cada trecho da rede as perdas de demanda ($P_{D.BT}$) podem ser calculadas por:

$$P_{D.BT} = \frac{1}{1000} \sum_{t=1}^{N_{dt}} \left(\sum_{i=1}^{N_{cond}} (R_i I_{i,t}^2) \right) \quad (4.15)$$

em que:

- R_i : Resistência do condutor do trecho i [Ω];
- $I_{i,t}$: Corrente no condutor do trecho i , no período t do dia [A];
- N_{dt} : Número de períodos do dia;
- N_{cond} : Número de trechos da rede de BT.

Este procedimento realiza uma considerável quantidade de fluxos de potência, que depende do número de períodos de medição (N_{dt}). Em Méffe et al. (2002) são considerados 96 pontos de medições nas curvas de carga, o que equivale a medições em intervalos de 15 minutos.

Realizar os cálculos através de um algoritmo de fluxo de potência (considerando a real topologia das redes de BT) demanda um tempo exagerado na obtenção de detalhes das redes (parâmetros elétricos, topologia, etc.). Resultados satisfatórios podem ser obtidos com algumas simplificações, que são necessárias devido a algumas características peculiares das redes de baixa tensão, como por exemplo a complexidade das áreas urbanas, o grande número de circuitos, dificuldade de previsão da área de influência das redes. Assim, as redes de BT são divididas em tipologias, conforme Figura 4.1 (SQUAIELLA, 2004).

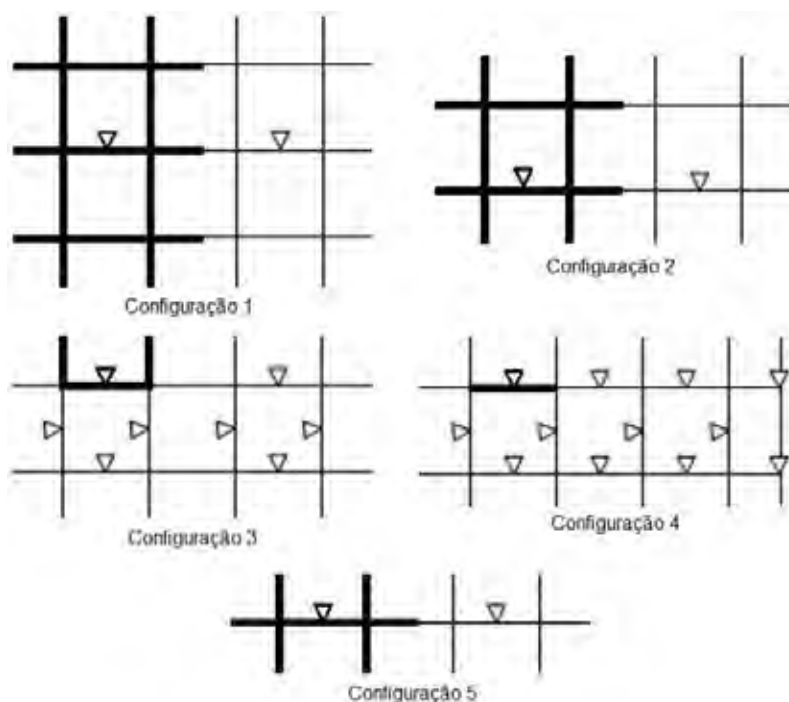


Figura 4.1: Tipologias de redes de BT (SQUAIELLA, 2004).

De posse dessas tipologias, calcula-se probabilisticamente a quantidade de redes e a possibilidade de cada uma das redes pertencerem a uma das configurações da Figura 4.1, e assim calcula-se as perdas para o segmento *Rede de Baixa Tensão*.

4.2.3.1 CODI-MOD

O método *CODI-MOD* realiza o cálculo das perdas técnicas nas redes de baixa tensão através do processamento de um algoritmo de fluxo de potência determinístico, baseado na técnica *backward/forward*, apresentada por Ciric et al. (2003). Com o conhecimento detalhado dos consumidores de BT, suas localidades e suas curvas de cargas estimadas, as perdas técnicas na baixa tensão são calculadas por fluxo de potência utilizando a demanda média dos consumidores em cada ponto do circuito.

4.2.3.2 ANEEL

O método proposto pela ANEEL (ANEEL-PRODIST, 2008) considera para o cálculo nos circuitos de BT, cinco tipologias de rede, conforme Figura 4.1, com distribuição de carga uniforme e modelo de carga constante em relação à tensão, conforme Figura 4.2.

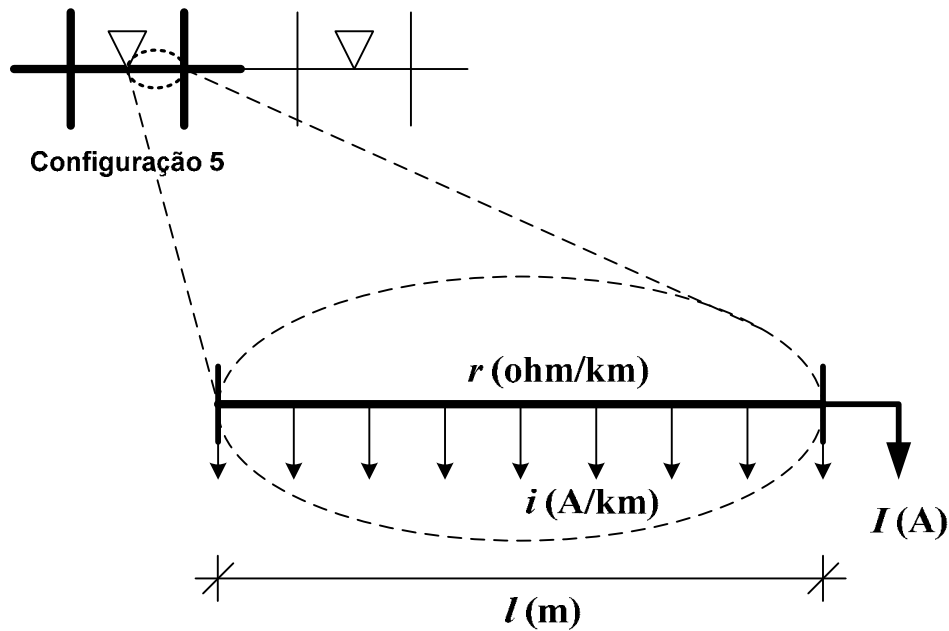


Figura 4.2: Trecho de rede elementar (ANEEL-PRODIST, 2008).

Para um trecho elementar, as perdas de demanda ($P_{D.BT}$), em kW, são dadas por:

$$P_{D.BT} = \frac{r}{1000} \left[\frac{i^2 l^2}{3} + i(I_j)l + I_j^2 \right] \quad (4.16)$$

em que:

- r_{elem} : Resistência ôhmica por unidade de comprimento [Ω/km];
- i_{elem} : Densidade de corrente, dado pela corrente máxima do circuito dividido por seu comprimento total [A/km];
- l_{elem} : Comprimento do trecho elementar, dado pelo comprimento total do circuito dividido pelo número de trechos elementares referente à respectiva tipologia [km];
- I_j : Corrente total a jusante do trecho elementar [A].

4.2.3.3 SIMPLES

Em Bastos et al. (2008) as perdas nas redes de BT são calculadas individualmente, considerando alguns parâmetros dos circuitos como comprimento, resistência, fator de utilização, tensão e fator de potência. Com isso, calcula-se a corrente máxima (I_M), em ampère, na rede de BT:

$$I_M = 1000 f_{U.BT} \frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} V_{BT} \cos \phi_{\max}} \quad (4.17)$$

em que:

- $f_{U.BT}$: Fator de utilização (relação entre a demanda máxima no secundário e a potência do transformador);
- S_{NOM} : Potência do transformador [kVA];
- V_{BT} : Tensão nominal da rede de BT [V];
- $\cos \phi_{\max}$: Fator de potência da rede em situação de carga máxima.

Considerando que, em uma rede típica os quatro vãos próximos ao transformador são de 25 m, dois de cada lado, e têm maior bitola (R_1), a extensão restante da rede tem bitola menor (R_2), e o transformador está geométrica e eletricamente no centro de cargas do circuito.

As perdas de demanda ($P_{D.BT}$) no circuito de baixa tensão para o método *SIMPLES* são dadas por:

$$P_{D.BT} = \frac{1}{10^6} F_{ass} \left(\frac{I_M}{L} \right)^2 \left[(2,5) R_1 10^5 + 75 R_1 (L - 100)^2 + \frac{R_2}{4} (L - 100)^3 \right] \quad (4.18)$$

em que:

- F_{ass} : Fator de assimetria;
- L : Comprimento total da rede de BT [m].

O limite inferior e superior é obtido pelo fator de assimetria (F_{ass}) dado por 1,10 e 1,15, respectivamente. O fator de assimetria incorpora assimetrias da tipologia, elétrica e desequilíbrio de fases.

4.2.4 Transformador (Distribuição e Subestação)

Em CODI (1996) as perdas nos transformadores (de subestação e de distribuição) são calculadas de duas maneiras:

- ❖ Conhecendo-se a distribuição por potência dos transformadores instalados (base de dados detalhada);

$$P_{Dfe} = \sum_{q \min}^{q \max} N_q \text{perdas}_{feq} \quad (4.19)$$

$$P_{Dcu} = f_{BTj} \sum_{q \min}^{q \max} N_q \text{perdas}_{cuq} f_{Uq}^2 \quad (4.20)$$

em que:

- P_{Dfe} : Perdas totais de demanda no ferro dos transformadores [kW];
- P_{Dcu} : Perdas totais de demanda no cobre dos transformadores [kW];
- perdas_{feq} : Perdas nominais no ferro do transformador de potência q [kW];
- perdas_{cuq} : Perdas nominais no cobre do transformador de potência q [kW];
- f_{BTj} : Fator de coincidência do sistema de baixa tensão;
- f_{Uq} : Fator de utilização dos transformadores de potência q ;
- N_q : Número de transformadores de potência q .

com:

$$f_{Uq} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_q} f_{Ui}^2}{N_q}} \quad (4.21)$$

- ❖ Conhecendo-se a potência instalada e o número total de transformadores MT/BT do sistema de distribuição (base de dados simplificada), as perdas são calculadas através dos transformadores médios MT/BT, definidas por:

$$kVA_{BT \text{ medio}} = \frac{kVA_{BTinst}}{N_{MT/BT}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{MT/BT}} kVA_{BT i}}{N_{MT/BT}} \quad (4.22)$$

em que:

- S_{BTinst} : Potência total instalada [kVA];
- $N_{MT/BT}$: Número de transformadores MT/BT.

Logo as perdas de demanda totais no ferro (P_{Dfe}) e no cobre (P_{Dcu}) são obtidas por:

$$P_{Dfe} = N_{MT/BT} P_{BTfe \text{ trafo médio}} \quad (4.23)$$

$$P_{Dcu} = f_{js} N_{MT/ BT} P_{BTcu \text{ trafo médio}} f u_{BT}^2 \quad (4.24)$$

em que:

$P_{BTfe \text{ trafo médio}}$: Perda de demanda no ferro do transformador médio MT/BT [kW];

$P_{BTcu \text{ trafo médio}}$: Perda de demanda no cobre do transformador médio MT/BT [kW].

As perdas de demanda nominais no ferro e no cobre dos transformadores médios MT/BT são fornecidas pelas expressões abaixo, que relacionam potência nominal com perda de potência nominal no ferro e no cobre, respectivamente (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996).

$$P_{BTfe \text{ trafo médio}} = \frac{15,71}{1000} (kVA_{BT\text{médio}})^{0,74} \quad (4.25)$$

$$P_{BTcu \text{ trafo médio}} = \frac{42,53}{1000} (kVA_{BT\text{médio}})^{0,76} \quad (4.26)$$

As mesmas equações são usadas para os transformadores de média tensão (MT/MT). Diferenciando apenas (4.26) e (4.27).

$$P_{MTfe \text{ trafo médio}} = \frac{17,50}{1000} (kVA_{MT\text{médio}})^{0,74} \quad (4.27)$$

$$P_{MTcu \text{ trafo médio}} = \frac{49,90}{1000} (kVA_{MT\text{médio}})^{0,75} \quad (4.28)$$

em que:

$P_{MTfe \text{ trafo médio}}$: Perda de demanda no ferro do transformador médio MT/MT [kW];

$P_{MTcu \text{ trafo médio}}$: Perda de demanda no cobre do transformador médio MT/MT [kW].

Em Méffe et al. (2002) o método apresenta uma subdivisão de acordo com os tipos de transformadores, para o cálculo das perdas de demanda em cada instante do dia ($P_{Di,t,BT}$):

❖ Para uma estação transformadora com um transformador monofásico:

$$P_{Di,t,BT} = S_{NOM} \left[\frac{r}{2} (i_{1,i}^2 + i_{2,i}^2) + perdas_{fe} \right] \quad (4.29)$$

em que:

- S_{NOM} : Potência nominal do transformador;
 r : Resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador;
 $perdas_{fe}$: Perdas nominais no ferro do transformador;
 $i_{t1,i}, i_{t2,i}$: Correntes nos enrolamentos secundários dos transformadores de luz e de força no instante i .

❖ Para uma estação transformadora com dois transformadores monofásicos na ligação delta aberto:

$$P_{Di,t,BT} = S_{luz} \left[\frac{r_{luz}}{2} (i_{t1,i}^2 + i_{t2,i}^2) + perdas_{fe,luz} \right] + S_{força} \left[r_{força} i_{CB,i}^2 + perdas_{fe,força} \right] \quad (4.30)$$

em que:

- S_{NOMluz} : Potência nominal do transformador de luz;
 $S_{NOMforça}$: Potência nominal do transformador de força;
 r_{luz} : Resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador de luz;
 $r_{força}$: Resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador de força;
 $perdas_{fe,luz}$: Perdas nominais no ferro do transformador de luz;
 $perdas_{fe,força}$: Perdas nominais no ferro do transformador de força;
 $i_{t1,i}, i_{t2,i}, i_{CB,i}$: Correntes nos enrolamentos secundários dos transformadores de luz e de força no instante i .

❖ Para uma estação transformadora com três transformadores monofásicos na ligação delta fechado:

$$P_{Dt,i,BT} = S_{luz} \left[\frac{r_{luz}}{2} (i_{t1,i}^2 + i_{t2,i}^2) + perdas_{fe,luz} \right] + S_{força} \left[r_{força} (i_{CB,i}^2 + i_{AC,i}^2) + perdas_{fe,força} \right] \quad (4.31)$$

❖ Para uma estação transformadora com um transformador trifásico na ligação delta-estrela:

$$P_{Dt,i,BT} = S_{NOM} \left[\frac{r}{3} (i_{A,i}^2 + i_{B,i}^2 + i_{C,i}^2) + perdas_{fe} \right] \quad (4.32)$$

Da mesma forma que no segmento BT, este procedimento realiza os cálculos para cada período do dia, aumentando assim o tempo de processamento e consequentemente o esforço computacional.

4.2.4.1 CODI-MOD

No método *CODI-MOD*, utilizam-se os dados detalhados dos consumidores (localização e curva de carga), e suas curvas são agregadas ao transformador correspondente, obtendo-se a potência média instalada em cada um dos transformadores. Assim, tem-se as perdas técnicas de energia, em kWh:

$$P_{D.BT} = \left[perdas_{fe} + \left(\frac{S_{media}}{S_{nom}} \right)^2 perdas_{cu} \right] \Delta t \quad (4.33)$$

em que:

$perdas_{fe}$: Perdas nominais no ferro do transformador [kW];

$perdas_{cu}$: Perdas nominais no cobre do transformador [kW];

S_{media} : Demanda média do transformador [kVA];

S_{NOM} : Potência nominal do transformador [kVA].

4.2.4.2 ANEEL

O cálculo das perdas técnicas nos transformadores proposto pela ANEEL utiliza (4.33), porém não define como considerar a potência nos transformadores.

4.2.4.3 SIMPLES

Em Bastos et al. (2008) o limite inferior é calculado, também, conforme (4.33). No método *SIMPLES*, da mesma forma que o método *ANEEL*, não é definido como alocar a carga para os pontos de carga, consequentemente, para os transformadores. E em relação ao limite superior, por indisponibilidade de dados, foram incorporadas apenas hipóteses sobre perdas em transformadores recuperados, supondo-se uma taxa de avaria de transformadores de 3,5% ao ano, e que 60% destes são recuperados em oficinas; como tal prática já existe há mais de 20 anos, no mínimo uma distribuidora tem em sua rede 42% de transformadores recuperados. Caso 30% destes apresente um adicional de 25% de perdas, tem-se um

acréscimo de 3,15% em relação ao limite inferior anteriormente calculado (BASTOS et al., 2008).

4.2.5 Rede de Média Tensão

O modelo apresentado em CODI (1996) baseia-se no algoritmo denominado *Árvore Cronológica de Comprimento Mínimo*. Este algoritmo simula a criação de um circuito que atende pontos de carga de uma determinada zona de ação convexa, conforme Figura 4.3.

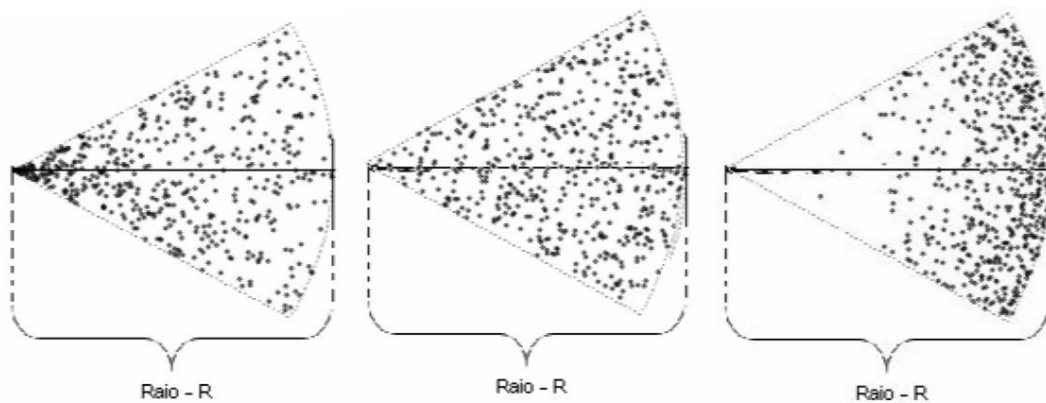


Figura 4.3: Zonas de ações convexas (ANEEL-PRODIST, 2008).

Para cada um dos circuitos obtidos determina-se o parâmetro denominado *Momento Equivalente de Perdas* (m_p), que possui a propriedade fundamental de apresentar valores estáveis quando analisado num conjunto de circuitos pertencentes a zonas de ação que possuam formas geométricas semelhantes, definido como (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO-CODI, 1996):

$$M_p = \frac{D_p^2 L_t}{P_{D.MT}} \frac{152,2}{V_{MT}^2 \cos^2 \phi_{MT}} \quad (4.34)$$

em que:

- m_p : Momento equivalente de perdas [$\text{MW}^2\text{km/kW}$];
- D_p : Demanda máxima coincidente do circuito MT [kW];
- L_{MT} : Comprimento total do alimentador MT [km];
- $P_{D.MT}$: Perda de demanda do circuito MT [kW];
- V_{MT} : Tensão nominal entre fases do circuito MT [kV];
- $\cos \phi_{MT}$: Fator de potência do circuito MT.

Da equação acima, as perdas de demanda ($P_{D.MT}$) são dadas por:

$$P_{D.MT} = \frac{D_p^2 L_t}{M_p} \frac{152,2}{V^2 \cos^2 \phi_{MT}} \quad (4.35)$$

Sendo:

$$M_p = \frac{0,21495 N_a^{-0,36} N_p^{(0,483-0,00329 N_a)}}{r_p} \quad (4.36)$$

em que:

- N_a : Número de circuitos MT da subestação;
- N_p : Número de pontos de carga (transformadores) do circuito MT;
- r_p : Resistência do condutor predominante no tronco do circuito MT [Ω/km].

Para o caso de um circuito MT i :

$$P_{Di.MT} = \frac{r_{pi} D_{pi}^2 L_{ti}}{0,21495 N_{ai}^{-0,36} N_{pi}^{(0,483-0,00329 N_{ai})}} \frac{152,2}{V_i^2 \cos^2 \phi_{MTi}} \quad (4.37)$$

Em Méffe et al. (2002) é utilizado um método análogo àquele apresentado pelo mesmos autores para o segmento da rede secundária. Parte-se do princípio de que a rede é radial e apresenta o seu modelo trecho a trecho. Os cálculos elétricos são feitos através do fluxo de potência trifásico, obtendo as correntes de cada trecho, com a utilização do método de curvas de carga.

Para se ter a distribuição das cargas nas fases de cada trecho são necessários os dados de carregamento dos transformadores de distribuição, dos consumidores primários e da carga de iluminação pública, e também dos bancos de capacitores (ponto de conexão à rede, potência nominal e período de utilização ao longo do dia). Este procedimento necessita que sejam processados programas de cálculo de fluxo de potência tantos quantos forem o número de alimentadores do sistema e o número de períodos das curvas de carga. Algumas subestações de distribuição chegam a suprir energia para dez ou mais alimentadores, resultando em um grande esforço computacional para o cálculo das perdas.

4.2.5.1 CODI-MOD

Para o método *Bottom-Up* a carga alocada nos transformadores depende da curva individual estimada de cada consumidor, obtida com os dados de cada um deles (JARDINI et al, 2000, FRANCISQUINI, 2006). Com a carga alocada e com a topologia da rede processa-se o algoritmo de fluxo de potência determinístico, apropriado para redes de distribuição baseado na técnica *backward/forward* (CIRIC et al., 2003). Para diminuir o esforço computacional propõe-se a simulação dos fluxos em carga média.

4.2.5.2 ANEEL

No método proposto pela ANEEL, realizam-se os cálculos das perdas de demanda nos alimentadores de média tensão baseado nos cálculos apresentados em CODI (1996):

$$P_{D.MT} = \frac{P_{\max}^2 L_{tot}}{m_p} \left(\frac{V_{MTbase}}{V_{MT}} \right)^2 \left(\frac{\cos \varphi_{MTbase}}{\cos \varphi_{MT}} \right)^2 \quad (4.38)$$

em que:

- $P_{\max}$: Potência máxima do sistema MT [MW];
- L_{MT} : Comprimento total do alimentador MT [km];
- m_p : Momento de perdas do circuito do sistema MT para os valores de referência ou de base [$\text{MW}^2\text{km/kW}$];
- V_{MTbase} : Tensão de referência do sistema MT ou de base utilizada para a determinação do momento de perdas [kV];
- V_{MT} : Tensão de operação do sistema MT [kV];
- φ_{MTbase} : Ângulo de referência do sistema MT ou de base que corresponde ao fator de potência utilizado para a determinação do momento de perdas [graus];
- φ_{MT} : Ângulo do fator de potência do sistema MT [graus].

Em que m_p é a lei de momento de perdas, sendo definida como:

$$m_p = a(r_t + r_r)^b \left(\frac{360}{\theta} \right)^\beta n_p^e \quad (4.39)$$

em que:

- r_t : Resistência do condutor tronco do sistema MT [Ω/km];

- r_r : Resistência do condutor ramal do sistema MT [Ω/km];
 θ : Ângulo do setor circular do circuito do sistema MT [graus];
 $N_{p/p}$: Número de transformadores próprios e particulares conectados ao circuito do sistema MT.

sendo:

$$\beta = c + d \left[\ln \left(\frac{r_t}{r_r} \right) \right] \quad (4.40)$$

As constantes a , b , c , d e e são definidas de acordo com os valores de r_t , r_r e da distância de carga equivalente (d_{ceq}) dada pela média ponderada da potência nominal dos transformadores de distribuição pela distância desses equipamentos em relação à subestação (ANEEL-PRODIST, 2008).

$$d_{ceq} = \frac{\sum_{i=1}^{N_t} d_i S_{NOM_i}}{\sum_{i=1}^{N_t} S_{NOM_i}} \quad (4.41)$$

em que:

- d_{geo} : Distância geográfica do transformador de distribuição à subestação;
 S_{NOM_i} : Potência nominal do transformador i ;
 $N_{p/p}$: Número total de transformadores (próprios e particulares) conectados na rede.

4.2.5.3 SIMPLES

Em Bastos et al. (2008) é calculada uma faixa de perdas, sendo o limite inferior calculado considerando a média das demandas máximas supridas (com o fator de potência médio) como carga uniformemente distribuída ao longo do tronco e mais 10% como a responsabilidade das perdas nas derivações. Assim, tem-se:

$$P_{D.MT} = 1,10 \frac{R_{MT} L_{MT}}{3} \frac{D_{\max}}{V \cos \phi} \quad (4.42)$$

em que:

- R_{MT} : Resistência do alimentador [Ω/km];
 L_{MT} : Comprimento do alimentador [km];

- $D_{\max}$: Demanda (ou potência) máxima do alimentador [MW];
- V : Tensão nominal da rede MT [kV];
- $\cos \phi_{\max}$: Fator de potência do alimentador em situação de carga máxima.

Para o cálculo do fator de perdas é utilizada a constante $k = 0,15$. Não são consideradas a bitola e extensão das derivações, pois de acordo com Bastos et al. (2008), em geral, as perdas nos ramais se situaram entre 10% a 15% das perdas de potência do tronco.

4.2.6 Outros

Os segmentos apresentados acima não são os únicos da rede elétrica que causam perdas técnicas. Dentre outros, pode-se citar equipamentos como reguladores de tensão, capacitores, medidores de energia reativa, medidores de demanda. As perdas ocorrem também em conexões, correntes de fuga em árvores ou isoladores. Algumas dessas perdas podem exigir processos de cálculo extremamente elaborados, e pesquisas de campo e em laboratório (COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO - CODI, 1996).

Como a maioria dessas perdas é praticamente desprezível comparada às perdas nos segmentos mais relevantes, e de difícil determinação, os autores normalmente utilizam procedimentos simples, como por exemplo, adotar essas perdas como sendo uma porcentagem da soma das perdas técnicas calculadas nos demais segmentos. Esta porcentagem varia de forma empírica dependendo do método adotado.

Com isso, as perdas que ocorrem nos sistema e não fazem parte dos segmentos: *Rede de Média Tensão, Transformador (Subestação e Distribuição), Rede de Baixa Tensão, Ramal de Ligação e Medidor de Energia*, são incorporadas ao segmento *Outros*. Assim, as perdas técnicas de energia neste segmento são obtidas por:

$$P_E = P_{\%}(P_{\text{demais}}) \quad (4.43)$$

em que:

- $P_{\%}$: Porcentagem das perdas técnicas calculadas nos demais segmentos;
- P_{demais} : Perdas técnicas totais de energia dos demais segmentos.

Para os três métodos implementados: *CODI-MOD*, *ANEEL* e *SIMPLES* utiliza-se o valor de 5% para o segmento *Outros*.

5 NOVO MÉTODO

No capítulo anterior foram apresentados alguns métodos que realizam os cálculos das perdas técnicas por segmentos nos sistemas de distribuição. Dentre eles, foram implementados três, para comparações com o método proposto neste trabalho.

Um método que contemple grande parte das empresas de distribuição, utilizando dados comuns a todas elas, é proposto nesta tese. Para isso, parte-se do princípio que as empresas possuem, ao menos, medições eletrônicas em seus sistemas, ou subestações, ou até mesmo em seus alimentadores de forma individual. Com isso, e outros dados adicionais do sistema, propõe-se um método que realize os cálculos das perdas técnicas por segmentos da rede de distribuição e utilize para isso uma base de dados reduzida. Trata-se, portanto, de um novo método *Top-Down*, denominado *Novo Top-Down (NTD)*. Os principais dados requeridos são:

- ❖ *Curva de carga na subestação (ou alimentador)*: As curvas de carga na entrada dos sistemas de distribuição são dados essenciais para que a empresa tenha o controle da energia que está fornecendo ao seu sistema;
- ❖ *Dados da rede de MT (topologia, cabos)*: Não somente para o cálculo das perdas, mas também para definir outros parâmetros, para operação e planejamento, as empresas devem possuir o cadastro das topologias de suas redes de média tensão;
- ❖ *Dados dos transformadores (número e kVA)*: Por fazerem parte do ativo das empresas, a quantidade e a potência nominal dos transformadores, tanto de subestação quanto de distribuição, são dados que as empresas devem possuir em sua base de dados;

- ❖ *Dados médios da rede de BT (tipo de cabo e km):* Utiliza-se os dados médios das redes de baixa tensão pois são redes com topologias diversas.

Na Figura 5.1 são apresentados a forma como o sistema de distribuição é segmentado para o cálculo das perdas pelo método *NTD* e também os dados necessários para cada um deles.

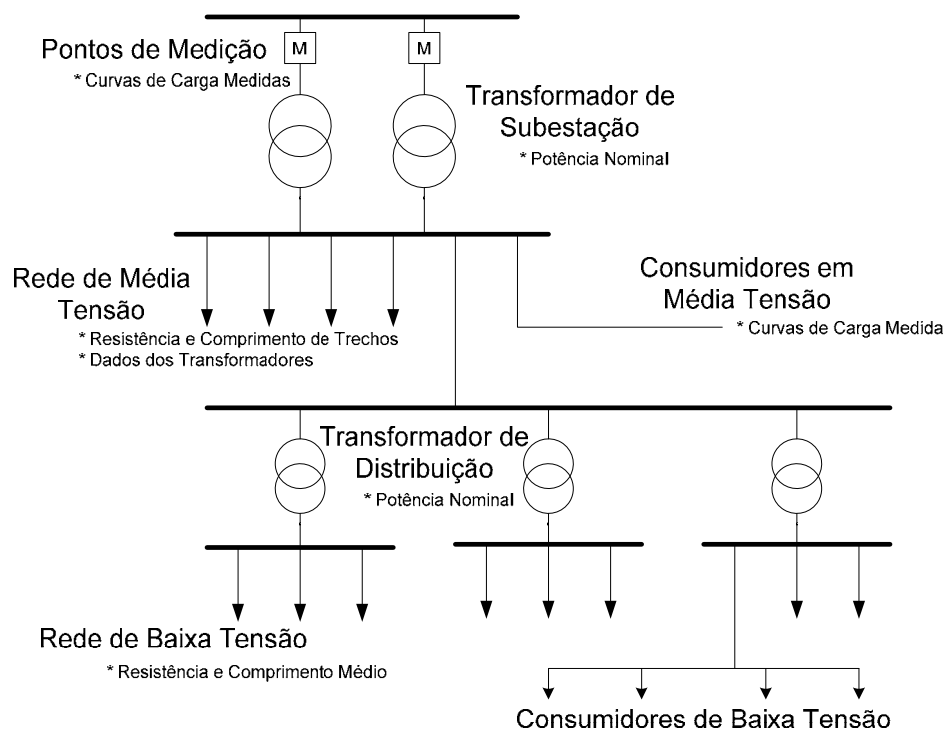


Figura 5.1: Segmentos e dados – Método *NTD*.

Com isso o método pode suprir a deficiência de muitas empresas que não possuem os dados de todos os seus clientes, bem como, dados de alguns segmentos:

- ❖ Circuitos de baixa tensão;
- ❖ Ramais de ligação;
- ❖ Medidores de energia.

5.1 Procedimentos iniciais

O cálculo das perdas através do fator de perdas baseia-se em:

$$F_p = \frac{P_E}{P_D^{max} \Delta T} \quad (5.1)$$

em que:

- F_P : Fator de perdas;
 P_E : Perdas de energia [kWh];
 P_D^{max} : Perdas de demandas máximas [kVA].

Assim, para determinar as perdas técnicas de energia é necessário o conhecimento do fator de perdas e das perdas de demandas máximas através de uma base de dados mínimos. Há duas formas de calcular ou estimar o fator de perdas (conforme apresentado no Capítulo 2).

❖ Conhecendo a curva de carga, conforme (2.15):

$$F_P = \frac{\sum_{t=1}^{N_{\Delta T}} [D(t)]^2}{(D_{max})^2 \Delta T} \quad (5.2)$$

em que:

- $D(t)$: Demanda no instante t ;
 D_{max} : Demanda (ou potência) máxima [kW ou kVA].

❖ Através da relação com o fator de carga, conforme (2.27):

$$F_P = (F_C)k + (F_C)^2(1-k) \quad (5.3)$$

em que:

- k : Coeficiente que relaciona os fatores.

Considerando que, na atualidade praticamente todas as empresas do setor possuem medidores eletrônicos em suas subestações ou até mesmo no início de seus alimentadores, propõe-se uma forma de alocação de carga diferente das encontradas nos métodos especializados para o cálculo das perdas técnicas. Assim, os dados para alocação são:

- ❖ Demanda máxima de um dia típico obtida pela curva de carga medida;
- ❖ kVA total instalado.

Com esses dados, distribui-se o carregamento da subestação (ou alimentador), através de (2.7), para os transformadores, de maneira proporcional à potência nominal do transformador, permitindo com isso a obtenção das perdas de demandas máximas.

O novo método *Top-Down (NTD)* proposto neste trabalho divide-se nos quatro passos seguintes:

- ❖ Cálculo do fator de perdas, usando (5.2) ou (5.3);
- ❖ Cálculo das perdas de demanda por segmentos em condição de carga máxima (conforme método *MFD*), partindo da subestação e chegando à rede de baixa tensão;
- ❖ Determinação das perdas técnicas de energia totais, usando (5.1), para cada um dos segmentos;
- ❖ Balanço de energia para obtenção das perdas não-técnicas.

Em seguida é apresentado o novo método *Top-Down*, denominado *Novo Top-Down (NTD)*. Como trata-se de uma abordagem *Top-Down*, os cálculos são realizados partindo das subestações. Na subseção seguinte são apresentados os procedimentos para os cálculos das perdas nos segmentos do sistema de distribuição, e posteriormente, o balanço energético para estimação das perdas não-técnicas.

5.2 Cálculo das perdas técnicas por segmentos

Neste item é apresentado o método proposto para cada um dos segmentos da rede, iniciando pelas redes de média tensão e transformadores de distribuição e de subestação, e também nas redes de BT, e por fim, o segmento que incorpora as perdas de difícil quantificação no sistema de distribuição, denominado *Outros*.

5.2.1 Rede de Média Tensão

No método *NTD*, parte-se do princípio que as redes de média tensão possuem medições eletrônicas no início de seus alimentadores (ou na subestação), e então, cada transformador de distribuição recebe a carga de acordo com o método (*MFD*) apresentado no Capítulo 2.

Com a carga alocada e os dados da topologia da rede, processa-se o algoritmo de fluxo de potência determinístico. Neste trabalho o algoritmo implementado baseia-se na técnica *backward/forward* (CIRIC et al., 2003), a mesma utilizada na implementação do método *CODI-MOD*. Essa técnica é aplicada na solução do problema de fluxo de potência de sistemas radiais ou fracamente malhados, que possam ser convertidos para a forma radial.

Como estas são características predominantes nas redes de média tensão das empresas distribuidoras, a técnica *backward/forward* apresenta-se como uma eficiente ferramenta para o cálculo das perdas técnicas neste segmento. A representação das cargas utilizada pelo algoritmo proposto foi o modelo de potência constante baseado no método da soma de correntes.

Assim, com o fluxo de potência têm-se as perdas de demanda máxima para os alimentadores de média tensão ($P_{D.MT}^{max}$). Consequentemente, com o fator de perdas (F_p) tem-se as perdas técnicas de energia ($P_{E.MT}$) para um período (Δt):

$$P_{E.MT} = F_p(P_{D.MT}^{max})\Delta t \quad (5.4)$$

5.2.2 Transformador (Subestação e Distribuição)

A alocação de carga realizada pelo método *MFD* (Capítulo 2) distribui de maneira uniforme o carregamento no início do alimentador entre os transformadores de distribuição. Usando esta distribuição de carga, os cálculos das perdas de demanda máxima ($P_{D.TR}^{max}$), em kW, nos transformadores de distribuição são obtidas por:

$$P_{D.TR}^{max} = perdas_{fe} + \left(\frac{Carga_{transf}}{S_{NOM}} \right)^2 perdas_{cu} \quad (5.5)$$

em que:

- $perdas_{fe}$: Perdas nominais no ferro do transformador de distribuição [kW];
- $perdas_{cu}$: Perdas nominais no cobre do transformador de distribuição [kW];
- $Carga_{transf}$: Carga alocada no transformador de distribuição pelo método *MFD* [kVA];
- S_{NOM} : Potência nominal do transformador de distribuição [kVA].

Como apenas as perdas no cobre são dependentes da carga, apenas a parcela de (5.5) referente a elas é multiplicada pelo fator de perdas. Assim, as perdas técnicas de energia ($P_{E.TR}$), em kWh, nos transformadores são obtidas por:

$$P_{E.TR} = \left[\text{perdas}_{fe} + F_p \left(\frac{\text{Carga}_{transf}}{S_{NOM}} \right)^2 \text{perdas}_{cu} \right] \Delta t \quad (5.6)$$

em que:

F_p : Fator de perdas;

Δt : Período [h].

Este método é tão mais eficiente para o segmento *Transformador*, quanto maior o número de transformadores de distribuição presentes no sistema.

Nas subestações de distribuição, dos vários equipamentos que a compõem, apenas os transformadores contribuem expressivamente para os índices de perdas técnicas. Portanto, as perdas nos demais equipamentos da subestação (dispositivos de chaveamento, conexões, etc.) serão incorporadas no segmento *Outros*. Assim, as perdas no segmento *Subestação de Distribuição* resumem-se às perdas nos transformadores, e os cálculos são realizados conforme (5.5) e (5.6). Para os transformadores de subestação o método torna-se eficiente, por utilizar das próprias curvas medidas nessas subestações.

5.2.3 Rede de Baixa Tensão

Os sistemas de distribuição são caracterizados pela grande quantidade de redes de baixa tensão, assim a quantidade de fluxos de potência realizados normalmente pelos métodos *Bottom-Up* dificultam o procedimento de cálculo das perdas técnicas em cada uma das redes BT.

Nesta tese, propõe-se uma forma de calcular as perdas na baixa tensão utilizando uma quantidade mínima de dados. Para isso, considera-se uma tipologia única, na qual o transformador encontra-se no centro geométrico e de carga, do circuito em questão, conforme Figura 5.2. Como a carga é considerada uniformemente distribuída, para efeito de cálculo ela pode ser distribuída por uma concentrada no final do trecho de valor igual a 1/3 do total.

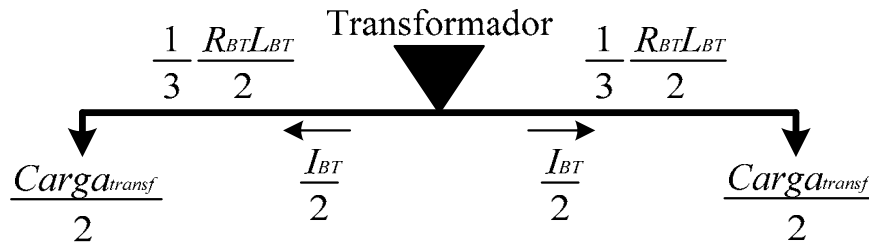


Figura 5.2: Tipologia das redes de baixa tensão – Método *NTD*.

Com a carga alocada em cada um dos transformadores de distribuição para o ponto de demanda máxima (método MFD) obtém-se a corrente (I_{BT}), em ampère, para cada um dos circuitos de baixa tensão:

$$I_{BT} = \frac{Carga_{transf}}{V_{BT}} \quad (5.7)$$

em que:

$Carga_{transf}$: Carga alocada no transformador de distribuição pelo método *MFD* [kVA];

V_{BT} : Tensão das redes de baixa tensão [kV].

Com isso, as perdas de demanda máxima para a tipologia da Figura 5.2 são determinadas por:

$$P_{D.BT}^{max} = 2 \frac{1}{3} \frac{R_{BT}L_{BT}}{2} \left(\frac{I_{BT}}{2} \right)^2 \quad (5.8)$$

em que:

R_{BT} : Resistência média das redes de baixa tensão [Ω/km];

L_{BT} : Comprimento total das redes de baixa tensão [km];

Desta forma, as perdas técnicas de energia para o segmento *Rede de Baixa Tensão* ($P_{E.BT}$) são calculadas através da equação do fator de perdas:

$$P_{E.BT} = F_P(P_{D.BT}^{max})\Delta t \quad (5.9)$$

Os valores dos parâmetros das redes de BT, como resistência e comprimento das redes são médios, atendendo assim as características requeridas pelo método *NTD*, dentre elas a utilização de uma reduzida base de dados.

5.2.4 Outros

Os métodos que realizam os cálculos das perdas por segmento, em sua grande maioria, consideram as perdas no segmento *Outros*, todas aquelas perdas de difícil quantificação: perdas em banco de capacitores, reguladores de tensão, conexões, perdas por correntes de fuga em isoladores, árvores, etc.

No método *NTD* as perdas nos ramais de ligação e medidores são incorporadas ao segmento *Outros*, devido a grande quantidade de dados necessários para os cálculos e pelos valores de perdas normalmente encontrados nestes segmentos não influenciarem significativamente nos valores totais. Assim, considera-se que as perdas técnicas de energia para o segmento *Outros* ($P_{E.OT}$) são uma porcentagem das perdas técnicas obtidas nos demais segmentos, calculados anteriormente:

$$P_{E.OT} = P_{\%}(P_{E.SE} + P_{E.MT} + P_{E.TR} + P_{E.BT}) \quad (5.10)$$

em que:

- $P_{\%}$: Porcentagem da soma das perdas técnicas calculadas nos demais segmentos;
- $P_{E.SE}$: Perdas técnicas de energia no segmento *Subestação de Distribuição*;
- $P_{E.MT}$: Perdas técnicas de energia no segmento *Rede de Média Tensão*;
- $P_{E.TR}$: Perdas técnicas de energia no segmento *Transformador de Distribuição*;
- $P_{E.BT}$: Perdas técnicas de energia no segmento *Rede de Baixa Tensão*.

A porcentagem deve ser calibrada considerando as características do sistema. Como por exemplo, um sistema com uma elevada quantidade de consumidores residenciais requer um valor mais elevado para $P_{\%}$, por serem os consumidores que mais influenciam nas perdas nos ramais de ligação e nos medidores de energia. Considerando que as perdas nos ramais e nos medidores chegam a aproximadamente 20% das perdas dos demais segmentos, propõe-se portanto, uma porcentagem entre 15 e 25% para o segmento *Outros* no método *NTD*.

5.3 Balanço Energético

Toda energia entregue a um sistema de potência deve ser consumida e dissipada. Com o balanço energético têm-se o que é consumido e o que é dissipado em cada um dos segmentos

do sistema de distribuição. A energia de entrada em um sistema de distribuição é medida na subestação, com o valor do consumo total nas redes de MT e BT, e os valores de perdas técnicas de energia obtidas para cada um dos segmentos, tem-se uma última incógnita que é o montante de perdas não-técnicas deste sistema, obtido portanto, por subtração dos demais parâmetros conhecidos.

Na Figura 5.3 é apresentado um diagrama que descreve o fluxo de energia em um sistema de distribuição de energia elétrica.

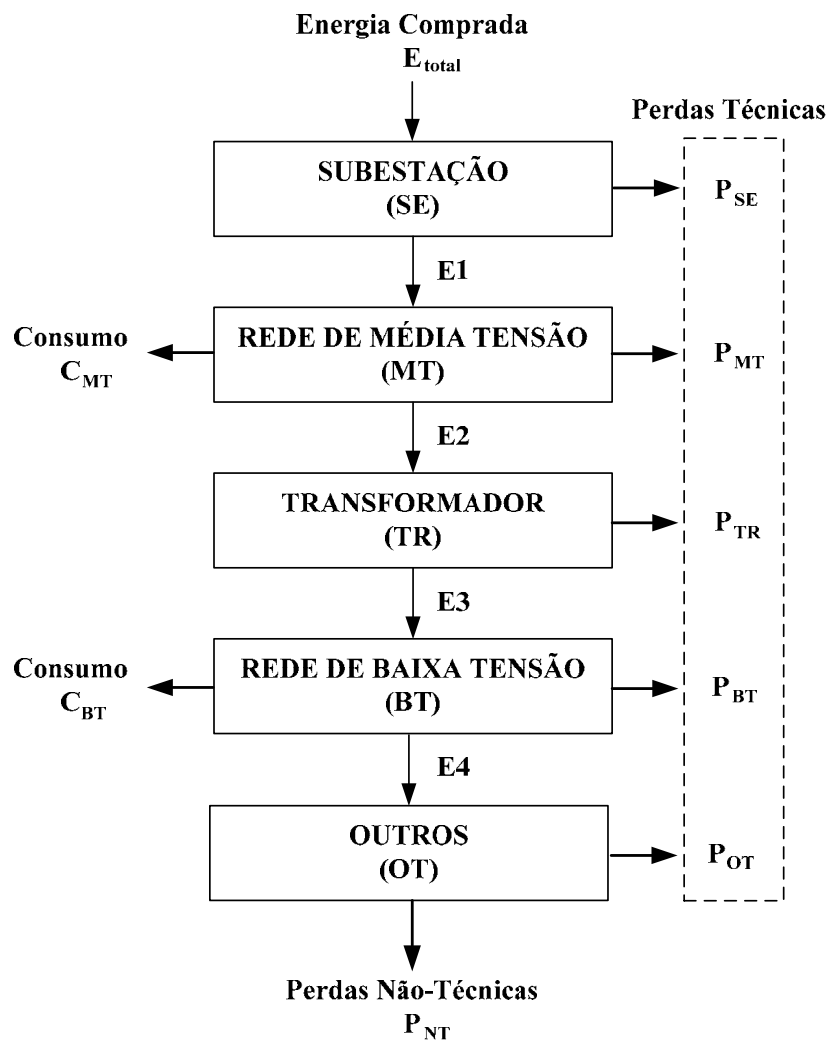


Figura 5.3: Balanço energético.

Com os valores de energia (comprada e consumida) e das perdas técnicas obtidas para os segmentos do sistema de distribuição tem-se:

$$E_{total} = C_{total} + P_{total} \quad (5.11)$$

em que:

- E_{total} : Energia total de entrada do sistema de distribuição [kWh];
- C_{total} : Consumo total no sistema de distribuição [kWh];
- P_{total} : Perdas totais no sistema de distribuição [kWh].

Assim:

$$E_{total} = (C_{MT} + C_{BT}) + (P_{E.SE} + P_{E.MT} + P_{E.TR} + P_{E.BT} + P_{E.OT} + P_{E.NT}) \quad (5.12)$$

em que:

- E_{total} : Energia total de entrada do sistema de distribuição [kWh];
- C_{MT} : Consumo total dos consumidores de média tensão [kWh];
- C_{BT} : Consumo total dos consumidores dos circuitos de baixa tensão [kWh];
- $P_{E.SE}$: Perdas técnicas de energia nos transformadores de subestação [kWh];
- $P_{E.MT}$: Perdas técnicas de energia nos alimentadores MT [kWh];
- $P_{E.TR}$: Perdas técnicas de energia nos transformadores de distribuição [kWh];
- $P_{E.BT}$: Perdas técnicas de energia nos circuitos BT [kWh];
- $P_{E.OT}$: Perdas técnicas de energia no segmento *Outros* [kWh];
- $P_{E.NT}$: Perdas não-técnicas de energia [kWh].

Em (5.12) apenas as perdas não-técnicas não são conhecidas, assim, são obtidas por subtração, conforme:

$$P_{E.NT} = E_{total} - (C_{MT} + C_{BT}) - (P_{E.SE} + P_{E.MT} + P_{E.TR} + P_{E.BT} + P_{E.OT}) \quad (5.13)$$

De acordo com (5.13), quanto mais preciso os valores obtidos para as perdas técnicas, e também, bem definidos os valores de energia entregue e energia consumida, mais precisa será a identificação das perdas não-técnicas do sistema de distribuição.

6 TESTES E RESULTADOS

Para analisar a metodologia de cálculo de perdas técnicas e verificar o desempenho do novo método *Top-Down* (*NTD*) proposto nesta tese, realizam-se testes em um sistema real de média tensão (138/13,8 kV). Este sistema encontra-se em uma região litorânea do estado de São Paulo. Neste capítulo serão apresentados e analisados os resultados obtidos pelo método *NTD* e, também, pelos métodos implementados: *CODI-MOD*, *ANEEL* (*ANEEL-PRODIST*, 2008) e *SIMPLES* (BASTOS et al., 2008).

Com os resultados obtidos para esses quatro métodos, poderão ser discutidas as vantagens e desvantagens de cada um deles, como por exemplo, em relação ao segmento de média tensão em que todas diferem em relação aos cálculos.

6.1 Dados do sistema

Os dados completos do sistema foram obtidos através de um projeto de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) entre a universidade e uma empresa distribuidora de energia do estado de São Paulo. Porém, a dificuldade na obtenção desses dados justifica a implementação e análise de métodos que utilizam base de dados reduzida.

O sistema utilizado possui três subestações. Estas subestações possuem medições eletrônicas individuais e, portanto, podem ser tratadas e analisadas individualmente. Uma das subestações fornece energia a dois alimentadores, enquanto que, as outras duas subestações possuem quatro alimentadores cada uma.

Para uma das subestações, a medição encontra-se no primário (138 kV) do transformador, enquanto para as demais subestações a medição encontra-se no secundário dos transformadores (13,8 kV). Na Figura 6.1 é apresentado um diagrama monofilar das subestações e suas respectivas potências nominais, e também a localização de cada ponto de medição (M). As subestações destacadas são de propriedades da empresa de transmissão de energia elétrica. Nas subestações em que as medições se encontram na média tensão (13,8 kV) dos transformadores, não foram calculadas perdas nesses equipamentos.

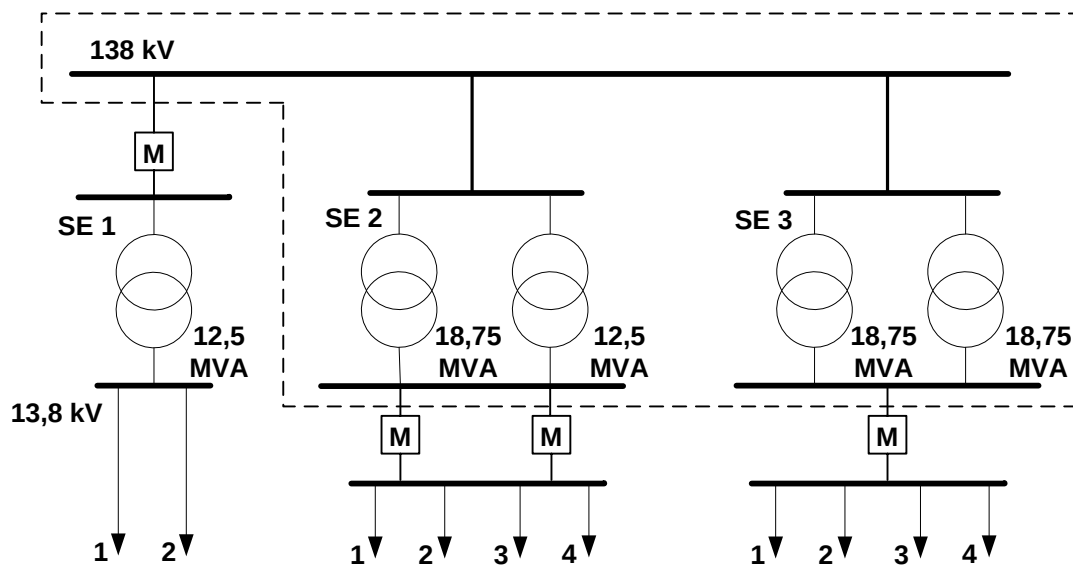


Figura 6.1: Diagrama do sistema.

Na Tabela 6.1 são apresentados os principais dados de cada uma das subestações apresentadas na Figura 6.1. Além desses, a base de dados inclui dados individuais de consumidores (consumo e localização), dados dos trechos de baixa tensão (comprimento, bitola, fases, pontos de consumo, etc.), dados dos transformadores de distribuição (localidade, potência, quantidade, etc.) e topologia dos alimentadores de média tensão (comprimento, bitola, fases, potência instalada, etc.), ou seja, uma base detalhada do sistema.

A SE 2 possui o maior porte entre as subestações analisadas, sendo inferior apenas em relação ao kVA instalado da SE 3, e a SE 1 é a menor subestação do sistema, porém, possui um considerável comprimento de redes de BT.

Tabela 6.1: Dados das subestações do sistema analisado.

DADOS		SE 1	SE 2	SE 3
Nº Alimentadores		2	4	4
Potência Nominal SE (kVA)		12.500	31.250	37.500
Comprimento - MT (km)		63,83	120,83	85,83
Comprimento - BT (km)		105,01	171,23	81,15
Nº Transformadores de Distribuição		233	542	414
Potência Nominal Instalada (kVA)		15.460	34.081	42.767
Nº Consumidores Grupo B	3-Fases	1.309	2.177	6.460
	2-Fases	5.290	15.942	6.601
	1-Fase	124	705	220
Consumo - Grupo B (MWh)		1.074,81	3.314,85	3.035,54
Nº Consumidores Grupo A		2	16	13
Consumo - Grupo A (MWh)		24,08	684,14	406,93

Os transformadores de distribuição são em sua grande maioria de propriedade da empresa, porém, existem aqueles que pertencem ao consumidor. As perdas, tanto nos transformadores quanto em sua rede de BT particulares, são de responsabilidade do proprietário (consumidor), ou seja, inserida em sua medição. Na Tabela 6.2 é apresentada essa distinção de transformadores da empresa e particulares para cada uma das subestações.

Tabela 6.2: Transformadores de distribuição.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	SE 1		SE 2		SE 3	
	Empresa	Particular	Empresa	Particular	Empresa	Particular
Proprietário	Empresa	Particular	Empresa	Particular	Empresa	Particular
Quantidade	223	10	498	44	395	19
Potência Nominal (kVA)	13.777,5	1.682,5	28.255,5	5.825,5	38.232	4.535
Comprimento - BT (km)	101,87	3,14	166,32	4,91	80,51	0,64

6.2 Curvas de cargas

Os medidores eletrônicos (Figura 6.1) fornecem diversos parâmetros, como tensão, fator de potência, potência ativa e reativa, e esses dados são medidos em certos intervalos de

tempo que podem ser de 10, 15 ou 60 min. A SE 2 possui dois medidores (Figura 6.1), portanto, soma-se ambas as curvas medidas e obtém-se a curva para a subestação. Na Figura 6.2, Figura 6.3 e Figura 6.4, respectivamente, são apresentadas as curvas de carga mensal medida (potência ativa e reativa) de cada uma das subestações. As medições são feitas em períodos de 10 minutos durante 31 dias, ou seja, 4.464 períodos de medição e referem-se ao mês de janeiro.

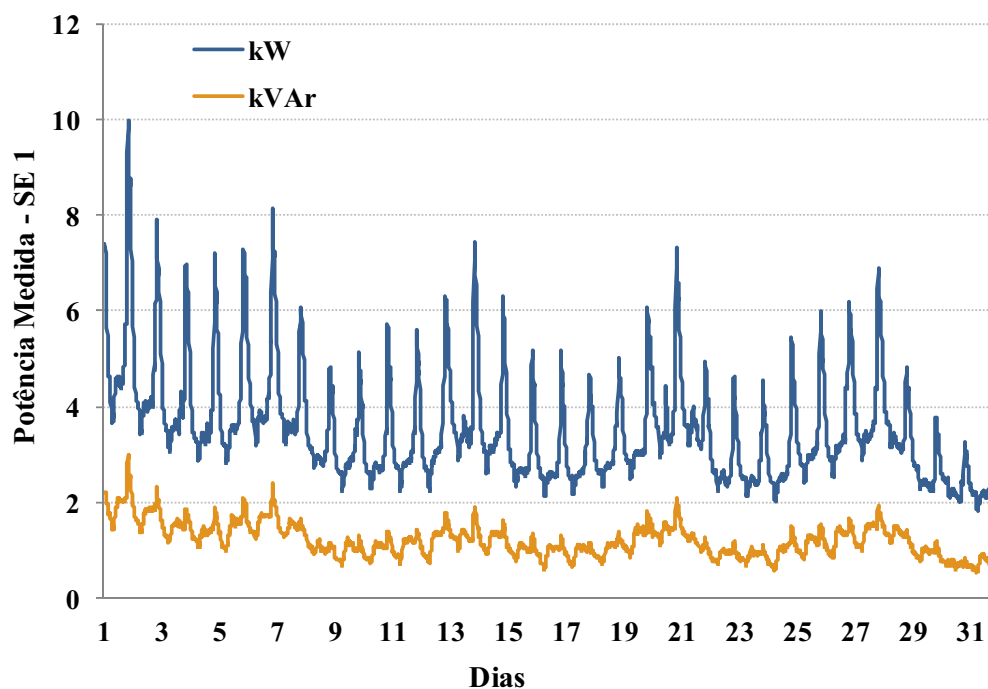


Figura 6.2: Curvas mensais de potência ativa e reativa do medidor da SE 1.

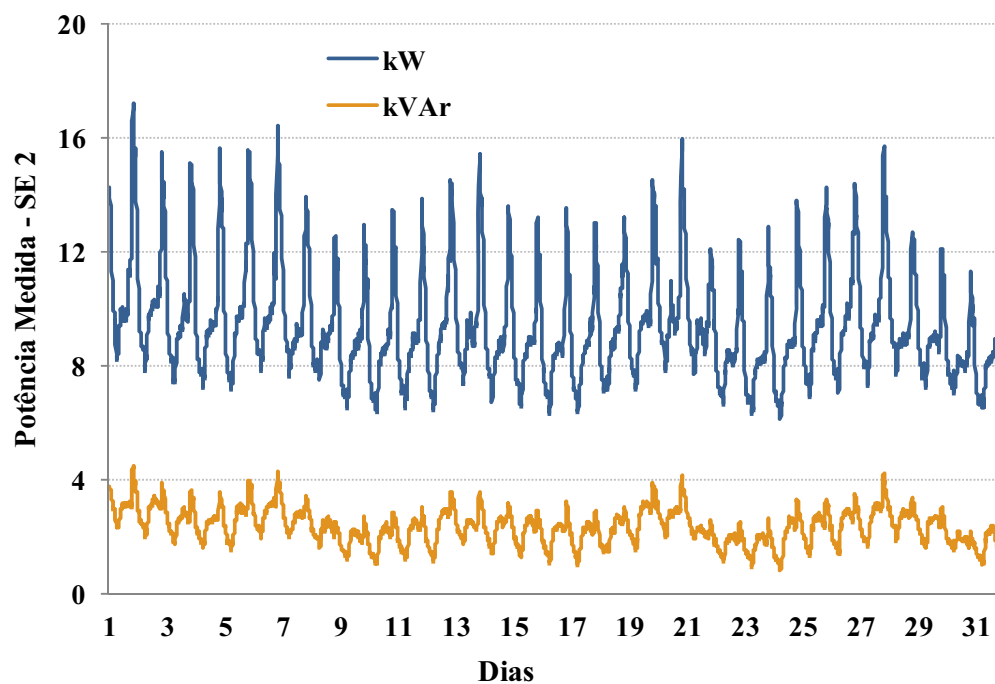


Figura 6.3: Curvas mensais de potência ativa e reativa dos medidores da SE 2.

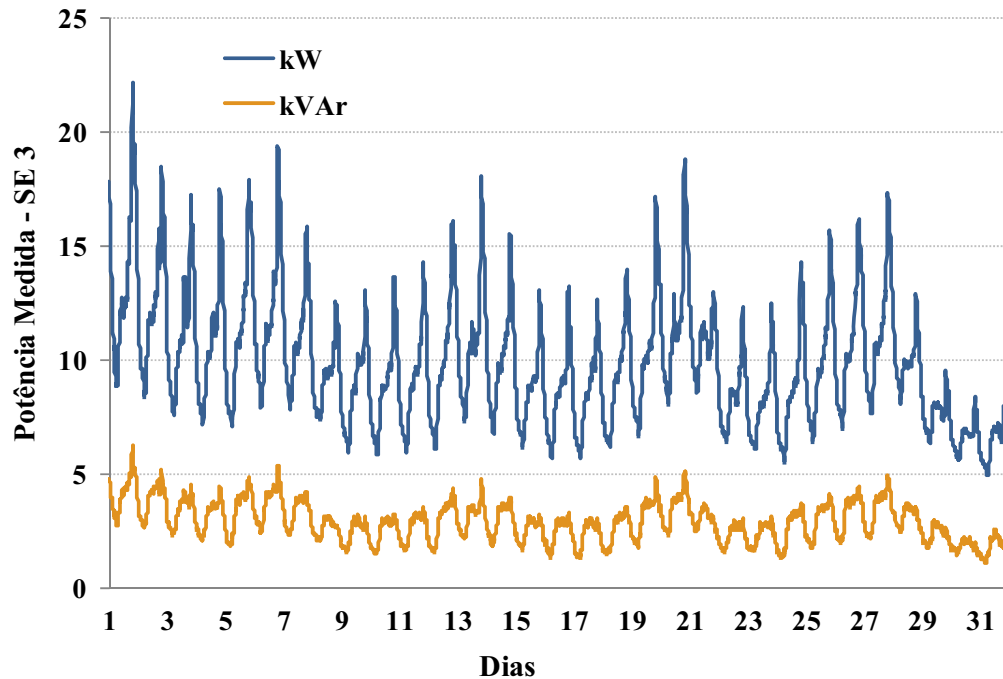


Figura 6.4: Curvas mensais de potência ativa e reativa do medidor da SE 3.

Com as curvas medidas nas subestações é possível obter alguns parâmetros do sistema para o cálculo das perdas técnicas, como fator de carga, fator de perdas, conforme apresentado no Capítulo 2. O fator de potência das curvas é outro parâmetro que deve ser considerado nos métodos de cálculo de perdas que utilizam as curvas medidas. Porém, para os métodos de alocação de carga deve-se considerar uma curva diária típica para cada uma das subestações, pois na análise de uma curva mensal, um dia atípico pode interferir consideravelmente nos resultados. Para evitar esse problema, utilizam-se curvas diárias típicas para o período. Nesta tese são utilizadas as curvas diárias médias das curvas medidas e apresentadas na Figura 6.2, Figura 6.3 e Figura 6.4. Essas curvas medidas são obtidas considerando a média de cada um dos períodos de medição (de 10 minutos) para cada um dos 31 dias do mês. Na Figura 6.5 são apresentadas essas curvas diárias médias (a cada 10 minutos) das subestações.

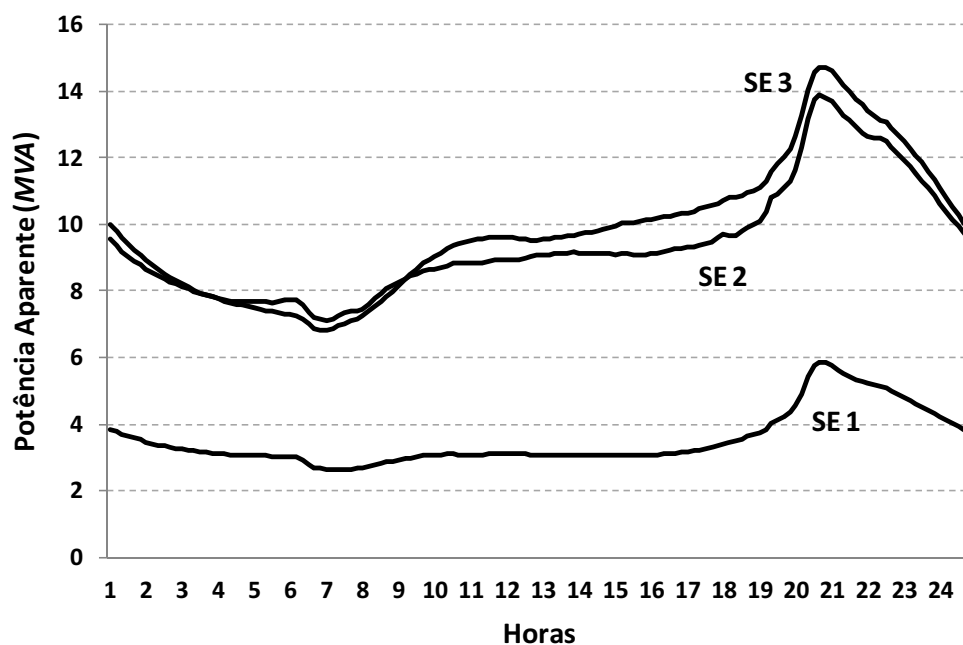


Figura 6.5: Curvas diárias médias da Figura 6.2, Figura 6.3 e Figura 6.4.

Em geral, as medições eletrônicas estão localizadas nos transformadores das subestações de distribuição. Alguns sistemas possuem medições individuais de seus alimentadores, possibilitando o cálculo das perdas técnicas de forma mais precisa e identificando os locais onde elas ocorrem.

Pela inviabilidade financeira na instalação de medidores eletrônicos em diversos pontos da rede, sobretudo nos consumidores de baixa tensão, parte-se para a utilização das curvas de carga típicas da empresa. Essas curvas são normalmente obtidas para cada uma das classes consumidoras, referente aos grupos tarifários.

Na Figura 6.6 são apresentadas as curvas de carga típicas das principais classes de consumo (residencial, comercial, industrial, etc.) do sistema analisado.

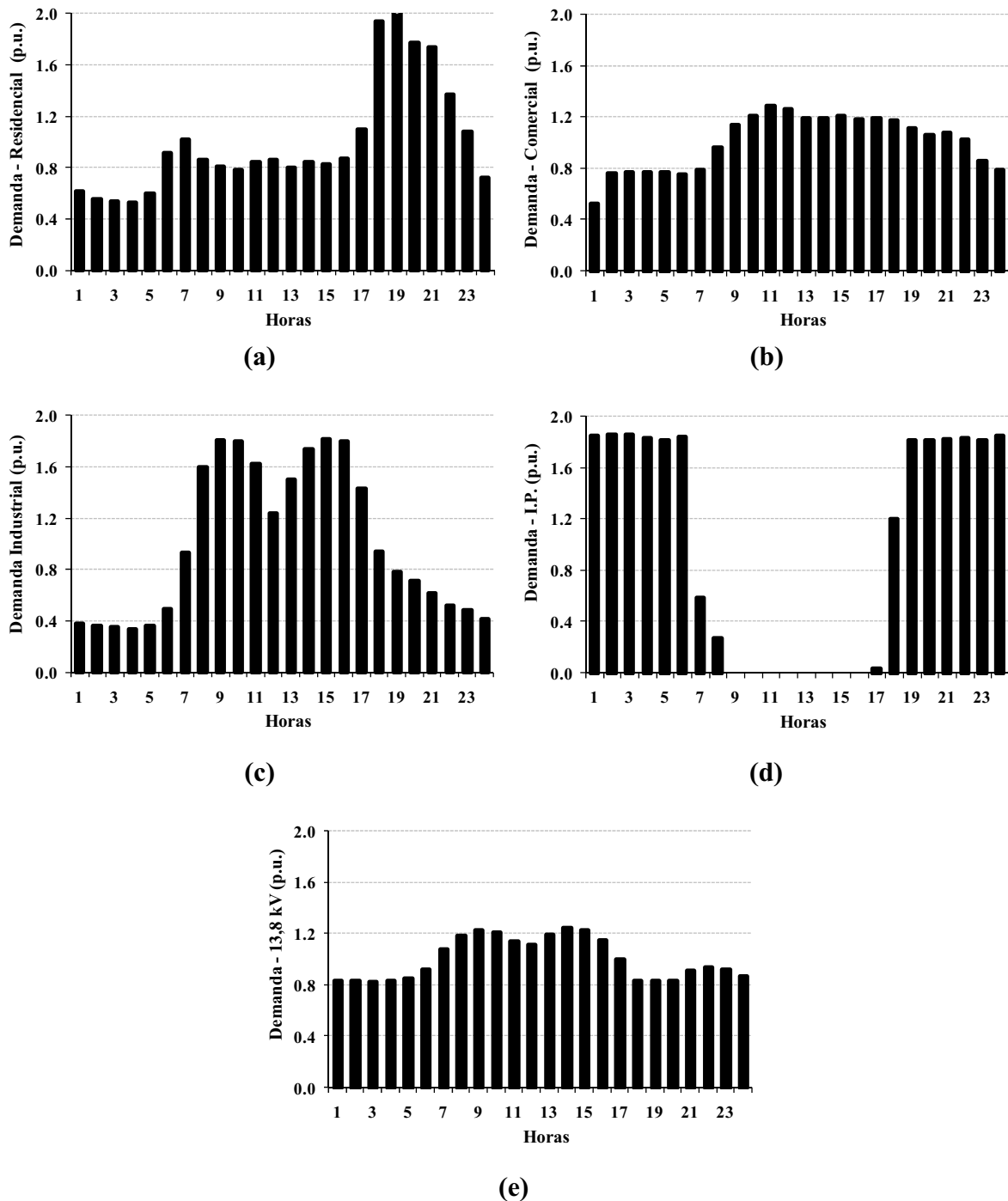


Figura 6.6: Curvas de carga típicas de consumidores (a) Grupo B residencial, (b) Grupo B comercial, (c) Grupo B industrial, (d) Iluminação Pública, (e) entre 2,3 e 25 kV (Grupo A4).

Essas curvas de carga típicas disponibilizadas pela empresa foram obtidas em 2003, ano em que foi realizada a pedido da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma campanha de medições nas empresas brasileira de distribuição de energia para revisão tarifária, na qual as empresas obtiveram curvas de cargas típicas para os consumidores de cada grupo tarifário.

6.3 Energias do sistema

Com as curvas de cargas medidas do sistema pode-se estabelecer a energia fornecida aos consumidores. Somando-se ponto a ponto (normalmente a cada 10 minutos) a curva medida mensal e multiplicando-se pelo intervalo de demanda (10 minutos) tem-se a energia mensal entregue ao sistema. O grande problema encontrado pelas empresas distribuidoras está em relacionar os períodos de medição na entrada do sistema com o período de medição da energia consumida pelo sistema. Problema que não existiria caso cada ponto de consumo possuísse um medidor eletrônico como ocorre nas subestações de distribuição. Isto, além de solucionar tal problema, eliminaria a necessidade de métodos de cálculo de perdas nos sistemas. Porém, a instalação destes medidores atualmente é inviável financeiramente, principalmente em empresas que possuem milhões de consumidores em seu sistema.

Uma das maneiras utilizada pelas empresas para contornar esse problema é considerar a energia entregue e consumida dos últimos 12 meses. Esta energia consumida considera todas as classes de consumo, incluindo também a iluminação pública. Geralmente, as empresas possuem um calendário de leitura (etapas de leitura) da energia faturada no mês. Cada etapa de medição possui em média 30 dias, porém, inicia-se em dias diferentes do mês, como por exemplo: etapa 1 tem início no 1º dia do mês e finaliza no 31º dia do mês, enquanto que a etapa 15 inicia-se no dia 15 e finaliza no 14º dia do mês seguinte.

Assim, tem-se um valor médio de energia medido em cada uma das etapas, que será distribuído pelos dias da referente etapa do referido mês. A soma desses novos valores de faturamento diário de um determinado mês, iniciando no dia 1 e finalizando no último dia do mês equivale ao consumo do mês. Com este procedimento para os últimos 12 meses, a empresa tem a energia, denominada anualizada, para o mês em questão.

Com os valores de energia anualizados para o mês analisado (referente às curvas de carga da Figura 6.2, Figura 6.3 e Figura 6.4), calculam-se as perdas totais para cada uma das subestações e para o sistema como um todo. Na Tabela 6.3 são apresentados os valores de energia anualizados (comprada e vendida) e também os valores das perdas totais para cada uma das subestações (em relação ao mês analisado). As perdas totais calculadas a partir das energias de entrada e saída incluem as perdas técnicas e não-técnicas.

Tabela 6.3: Energia e perdas anualizadas do sistema.

ENERGIA (MWh)	SE 1	SE 2	SE 3	SISTEMA
Comprada	1.798,86	4.895,32	4.937,34	11.631,52
Vendida	1.196,32	4.473,64	4.028,17	9.698,13
Perdas Totais	602,54	421,68	909,17	1.933,39

As perdas totais do sistema (1.933,39 MWh), incluindo perdas técnicas e perdas não-técnicas, representam 16,62% da energia comprada (11.631,52 MWh). Para esses 16,62%, as subestações SE 1, SE 2 e SE 3 contribuem em 5,18%, 3,62% e 7,82%, respectivamente.

Analizadas individualmente, as perdas nas subestações SE 1, SE 2 e SE 3 equivalem respectivamente a: 33,50%, 8,61% e 18,41% em relação à energia entregue a cada uma delas. As subestações SE 1 e SE 3 possuem elevados índices de perdas elétricas (perdas técnicas e perdas não-técnicas). Em relação às perdas totais do sistema (1.933,39 MWh), a subestação SE 3 é aquela com os maiores índices de perdas elétricas, chegando a quase 50% (47,02%).

As curvas de cargas do sistema analisado referem-se a um sistema litorâneo para o mês de janeiro. Normalmente, sistemas litorâneos possuem uma grande diferença de consumo durante os meses do ano, principalmente, no mês analisado nesta tese. Portanto, a energia anualizada pode não representar com fidelidade o que ocorre no sistema no período em questão. Porém, este problema não vem a interferir significativamente na análise qualitativa dos métodos.

6.4 Aplicação dos métodos

Nesta seção serão apresentados e discutidos os resultados obtidos com o novo método *Top-Down (NTD)* e os outros três métodos implementados:

1. *Novo Top-Down (NTD)*: Esta é uma nova abordagem dos métodos *Top-Down*, que realiza os cálculos das perdas técnicas nos principais segmentos do sistema de distribuição, e baseia-se no fator de perdas. O principal aspecto do método *NTD* está na forma como são alocadas as cargas nos transformadores de distribuição, feita através do método *MFD*, apresentado no Capítulo 2. Este método de alocação requer dados tradicionalmente disponíveis na empresa, como: curvas de carga medidas e potência nominal dos transformadores de distribuição. Para o método

- NTD* são necessários outros dados adicionais, também de fácil obtenção pelas empresas, como: topologia das rede de MT e dados médios das redes de BT;
2. *CODI-MOD*: Método *Bottom-Up* baseado em CODI (1996) e Méffe et al. (2002), porém considerando uma estimação de carga média e outras modificações. Os cálculos nas redes MT e BT são realizados através do processamento de um algoritmo de fluxo de potência. Para uma análise comparativa considera-se *CODI-MOD* o método referência, por se tratar de um método *Bottom-Up* que tende a apresentar resultados mais próximos da realidade;
 3. *ANEEL*: Método *Top-Down* apresentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL-PRODIST, 2008). Este método não realiza cálculo de fluxo de potência nos alimentadores MT e nos circuitos BT;
 4. *SIMPLES*: Método *Top-Down*, que calcula uma faixa de perdas para cada um dos segmentos. Nesta tese serão apresentados apenas os limites inferiores obtidos, pois os limites superiores são uma porcentagem a mais desses valores inferiores. Como *ANEEL*, o método *SIMPLES* também não calcula as perdas nas redes através de fluxo de potência.

Em alguns segmentos os métodos seguem os mesmos procedimentos obtendo assim os mesmos resultados. Os métodos *ANEEL* e *SIMPLES* não especificam a forma como alocar as cargas nos transformadores de distribuição, portanto, optou-se por utilizar o método *MFD*. Assim, os resultados para o segmento *Transformador* são iguais para *NTD*, *ANEEL* e *SIMPLES*.

Para o cálculo das perdas no segmento *Medidor de Energia* utiliza-se o mesmo equacionamento para todos os métodos (exceto o método *NTD*), obtendo-se assim, os mesmos valores de perdas para *CODI-MOD*, *ANEEL* e *SIMPLES*.

As perdas nos transformadores de subestação são calculadas apenas para a subestação SE 1, pois a medição é realizada no primário dos transformadores (138 kV), enquanto que, nas subestações SE 2 e SE 3 o medidor se encontra na média tensão (13,8 kV). Com isso, as perdas técnicas a serem calculadas para as duas últimas subestações (SE 2 e SE 3), não considerarão as perdas nos transformadores de subestação.

Para cada um dos métodos são apresentados os valores de perdas técnicas, tanto em MWh (referente ao período de um mês) quanto em %. Esta porcentagem refere-se à energia

entregue (comprada) às subestações, conforme Tabela 6.3. Primeiramente, são apresentados e comentados os resultados para cada um dos métodos em cada uma das subestações e seus segmentos. Posteriormente, os métodos são comparados e analisados entre si.

6.4.1 Análise individual dos métodos

Nos resultados apresentados nesta subseção são mostradas as perdas de energia em MWh e também em porcentagem (%) da energia entregue à cada uma das subestações. As perdas obtidas são discutidas individualmente para cada um dos métodos: *NTD*, *CODI-MOD*, *ANEEL* e *SIMPLES*.

❖ *NOVO TOP-DOWN (NTD)*:

Para o método *NTD* o cálculo das perdas técnicas de energia no segmento *Rede de Média Tensão* é feito através do processamento de um algoritmo de fluxo de potência. Realiza-se um processamento para cada uma das redes de MT do sistema. Para os transformadores, as perdas nominais no ferro e no cobre seguem os valores normatizados por Associação Brasileira de Normas Técnicas (1986).

Em relação às redes de baixa tensão foi considerada uma tipologia típica para cada uma das subestações. Os valores de comprimento e resistência unitária para cada uma dessas tipologias são apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Dados das tipologias típicas para as redes BT do sistema.

SUBESTAÇÃO	Comprimento (m)	Resistência (Ω /km)
SE 1	456,82	0,81
SE 2	333,97	0,79
SE 3	203,82	0,76

Para o segmento *Outros*, foram considerados 20% do montante das perdas dos demais segmentos. Lembrando que, no método *NTD*, este segmento engloba os segmentos *Ramal de Ligação* e *Medidor de Energia*, e também as perdas de difícil quantificação (conexões, banco de capacitores, reguladores de tensão, perdas por correntes de fuga em isoladores e árvores, etc.).

Na Tabela 6.5 são apresentadas as perdas técnicas de energia (MWh e %) obtidas para o método *NTD*. Os valores em porcentagem referem-se à energia entregue às subestações.

Tabela 6.5: Perdas Técnicas de Energia – Método *NTD*.

SEGMENTOS	PERDAS TÉCNICAS - <i>NTD</i>							
	SE 1		SE 2		SE 3		SISTEMA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Transformadores (SE)	15,40	0,86	-	-	-	-	15,40	0,13
Média Tensão	16,58	0,92	43,00	0,88	77,25	1,56	136,84	1,18
Transformador	53,42	2,97	119,38	2,44	129,42	2,62	302,21	2,60
Baixa Tensão	10,40	0,58	42,21	0,86	29,40	0,60	82,01	0,71
Ramal de Ligação	-	-	-	-	-	-	-	-
Medidor de Energia	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	19,16	1,07	40,92	0,84	47,21	0,96	107,29	0,92
Total	114,95	6,39	245,51	5,02	283,28	5,74	643,75	5,53

A porcentagem de perdas obtidas para cada uma das subestações representa o que, em geral, ocorre nos sistemas de distribuição. O segmento *Transformador* é o que mais contribui para os índices de perdas técnicas, chegando a 2,97% da energia entregue na SE 1. Este segmento representa, para todas as subestações, aproximadamente 50% das perdas técnicas. Considerando o sistema como um todo, o segmento *Transformador* alcança 46,95% (302,21 MWh) do total das perdas técnicas (643,75 MWh).

No segmento *Rede de Média Tensão*, mesmo a SE 2 possuindo o maior comprimento de rede (em km), em relação as demais subestações, suas perdas chegam a 55,66% das perdas na MT da SE 3. Esta proporção deve-se ao fato que a subestação SE 3 possui um alimentador com potência instalada concentrada distante da subestação, acarretando elevados valores de perdas técnicas nos condutores de média tensão.

Em relação ao segmento *Rede de Baixa Tensão*, os índices de perdas mais elevados para SE 2 representam o esperado, pois como apresentado na Tabela 6.2, esta subestação apresenta maior comprimento (166,32 km) e maior número de redes BT (498), enquanto que, o comprimento e o número de redes BT para SE 3 são, respectivamente, 80,51 km e 395. A subestação SE 1, mesmo possuindo os maiores valores de comprimento e resistência para a tipologia utilizada, apresentou os menores índices de perdas para este segmento, isto deve-se à menor quantidade de redes (223).

❖ **CODI-MOD:**

Um método implementado, e que também realiza os cálculos na média tensão através de fluxo de potência, é o método *CODI-MOD*, baseada em CODI (1996) e em Méffe et al. (2002). Considera-se o carregamento médio após a estimação das curvas dos consumidores, para assim reduzir o número de processamento de fluxos de potência e de cálculos. Com isso, realiza-se o processamento de um fluxo de potência para cada uma das redes de MT. O método é tão consistente quanto melhor for essa estimação.

Para as redes de BT, as perdas também são obtidas através do processamento de um algoritmo de fluxo de potência para cada um dos circuitos individualmente. Como os sistemas normalmente possuem um grande número de circuitos secundários, o esforço computacional torna-se maior.

Para a análise do sistema apresentado neste trabalho, foram utilizadas as curvas de carga típicas (em p.u.) apresentadas na Figura 6.6. A base de dados detalhada do sistema não implica em resultados consistentes. Para a obtenção de resultados próximos da realidade é necessário uma base de dados atualizada e que represente com fidelidade o sistema. As curvas de carga típicas utilizadas pelo método *CODI-MOD* não se referem ao mesmo período das curvas de carga medida, porém, com o método de estimação de curva de carga e a utilização do fator de correção entre as curvas de carga medida e agregada, diminui-se o erro causado por essa diferença. Na Tabela 6.6 são apresentados os valores de perdas técnicas de energia para o método *CODI-MOD*.

Tabela 6.6: Perdas Técnicas de Energia – Método *CODI-MOD*.

SEGMENTOS	PERDAS TÉCNICAS - <i>CODI-MOD</i>							
	SE 1		SE 2		SE 3		SISTEMA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Transformadores (SE)	14,97	0,83	-	-	-	-	14,97	0,13
Média Tensão	16,31	0,91	61,12	1,25	106,47	2,16	183,90	1,58
Transformador	54,94	3,05	136,92	2,80	121,75	2,47	313,61	2,70
Baixa Tensão	23,71	1,32	59,70	1,22	37,80	0,77	121,22	1,04
Ramal de Ligação	5,77	0,32	9,46	0,19	31,43	0,64	46,66	0,40
Medidor de Energia	12,89	0,72	34,05	0,70	28,96	0,59	75,90	0,65
Outros	6,43	0,36	15,06	0,31	16,32	0,33	37,81	0,33
Total	135,02	7,51	316,31	6,46	342,74	6,94	794,07	6,83

O *CODI-MOD* segue o mesmo procedimento de cálculo de fluxo de potência realizado pelo método *NTD* para o segmento *Rede de Média Tensão*. Novamente, o segmento *Transformador* tem a maior contribuição para os valores das perdas, chegando a 3,05% na subestação SE 1, e 2,70% para o sistema.

Nas redes de BT as perdas são elevadas para a SE 1 (1,32%), isto deve-se principalmente, à extensão das redes, totalizando 101,87 km. A SE 2 possui um maior número de redes (498), o que também justifica os 59,70 MWh de perdas técnicas, que representa 1,22% da energia entregue à subestação.

Os segmentos *Ramal de Ligação*, *Medidor de Energia* e *Outros* representam 22,83%, 22,72% e 28,84% do total das perdas nos demais segmentos (*Rede de Média Tensão*, *Transformador* e *Rede de Baixa Tensão*) nas subestações SE 1, SE 2 e SE 3, respectivamente. Para o sistema como um todo, as perdas nesses segmentos representam 25,31% das perdas nos demais segmentos; este valor corresponde a 1,38% da energia entregue ao sistema.

❖ ANEEL:

No método *ANEEL* os cálculos no segmento *Rede de Média Tensão* são realizados utilizando o *modelo arborescente*. Para os cálculos foi necessária a adoção de alguns dados iniciais. Para as resistências do tronco (r_t) e dos ramaís (r_r) foram usados os valores 0,20 (Ω/km) e 1,00 (Ω/km), respectivamente. Adotou-se 120° para o ângulo (θ) do setor circular dos alimentadores. Para tensão e o ângulo (que corresponde ao fator de potência) de referência foram utilizados os valores sugeridos em ANEEL-PRODIST (2008), 13,8 kV e 18,2°. A tensão de operação utilizada foi a mesma de referência (13,8 kV) e o fator de potência adotado foi 0,92 (que refere-se ao ângulo 23,07°). O comprimento total dos alimentadores (l_{tot}) levou em consideração todos os trechos (tronco e ramal). O raio (R_{alim}) dos alimentadores foi considerado como a distância entre a subestação ao transformador (ponto de carga) mais distante. O fator de diversidade (F_d) foi fixado em 0,7, conforme adotado em ANEEL-PRODIST (2008). Enquanto que, para o fator de carga típico ($F_{C.BT}$) e o fator de potência ($\cos \phi$) foram utilizados os valores 0,70 e 0,92, respectivamente.

Na Tabela 6.7 são apresentados os resultados para o método proposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

Tabela 6.7: Perdas Técnicas de Energia – Método ANEEL.

SEGMENTOS	PERDAS TÉCNICAS - ANEEL							
	SE 1		SE 2		SE 3		SISTEMA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Transformadores (SE)	15,40	0,86	-	-	-	-	15,40	0,13
Média Tensão	34,41	1,91	92,41	1,89	144,18	2,92	271,01	2,33
Transformador	53,42	2,97	119,38	2,44	129,42	2,62	302,21	2,60
Baixa Tensão	10,00	0,56	38,59	0,79	29,33	0,59	77,92	0,67
Ramal de Ligação	7,69	0,43	29,74	0,61	24,08	0,49	61,51	0,53
Medidor de Energia	12,89	0,72	34,05	0,70	28,96	0,59	75,90	0,65
Outros	6,69	0,37	15,71	0,32	17,80	0,36	40,20	0,35
Total	140,50	7,81	329,88	6,74	373,76	7,57	844,14	7,26

Os resultados indicam uma estimativa elevada das perdas nas redes de média tensão, chegando a 2,92% na subestação SE 3, o que representa 111,40% das perdas nos transformadores de distribuição, valor atípico para uma rede, pois dificilmente ultrapassa 50%. Portanto, quando não se realiza o fluxo de potência deve-se calibrar sensivelmente os parâmetros para o cálculo das perdas. Os dados iniciais consideraram valores fixos para todos os dez alimentadores do sistema, como por exemplo, o ângulo do setor circular dos alimentadores (120°). Outro parâmetro que deve ser bem considerado é o comprimento do alimentador, que neste caso, foi considerado o total, levando-se em conta: tronco e ramal.

Para os demais segmentos são obtidos resultados que se encontram nas faixas esperadas de perdas técnicas.

❖ **SIMPLES:**

Para o método *SIMPLES* no segmento *Rede de Média Tensão*, o comprimento do alimentador foi considerado como sendo a maior distância de um ponto de consumo (transformador de distribuição) à subestação. E a resistência equivale à somatória das resistências deste mesmo trecho.

Para as redes de baixa tensão, o sistema possui uma tensão de fornecimento de 220 V e a corrente máxima foi obtida através da carga alocada pelo método *MFD*. Em cada um dos circuitos utilizou-se o comprimento total e os dois condutores principais (R_1 e R_2). Nos ramaís de ligação consideram-se condutores de seção 6 mm² e 15 m de comprimento.

Tabela 6.8: Perdas Técnicas de Energia – Método *SIMPLES*.

SEGMENTOS	PERDAS TÉCNICAS - <i>SIMPLES</i>							
	SE 1		SE 2		SE 3		SISTEMA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Transformadores (SE)	15,40	0,86	-	-	-	-	15,40	0,13
Média Tensão	45,52	2,53	104,55	2,14	80,18	1,62	230,26	1,98
Transformador	53,42	2,97	119,38	2,44	129,42	2,62	302,21	2,60
Baixa Tensão	15,89	0,88	48,27	0,99	36,23	0,73	100,39	0,86
Ramal de Ligação	6,31	0,35	11,15	0,23	30,92	0,63	48,38	0,42
Medidor de Energia	12,89	0,72	34,05	0,70	28,96	0,59	75,90	0,65
Outros	7,47	0,42	15,87	0,32	15,29	0,31	38,63	0,33
Total	156,90	8,72	333,27	6,81	320,99	6,50	811,16	6,97

Novamente, nota-se uma superestimação das perdas técnicas no segmento *Rede de Média Tensão*. O valor obtido para as perdas no alimentador MT de SE 1 e SE 2 representa 85,21% e 87,58%, respectivamente, das perdas que ocorrem nos transformadores de distribuição, caso atípico em relação aos valores esperados para as perdas técnicas na média tensão. Estes valores devem-se à não utilização de um algoritmo de fluxo de potência para o cálculo das perdas. No método *SIMPLES* utiliza-se uma equação que considera a resistência e o comprimento total dos alimentadores e, portanto, não considera a localização do carregamento da rede, como por exemplo, um alimentador que possua um carregamento elevado distante da subestação, mesmo possuindo a mesma topologia de um outro alimentador com carga próxima à subestação, apresentará índices de perdas mais elevados. Isto pode ser constatado no processamento de um algoritmo de fluxo de potência.

6.4.2 Análise comparativa entre os métodos

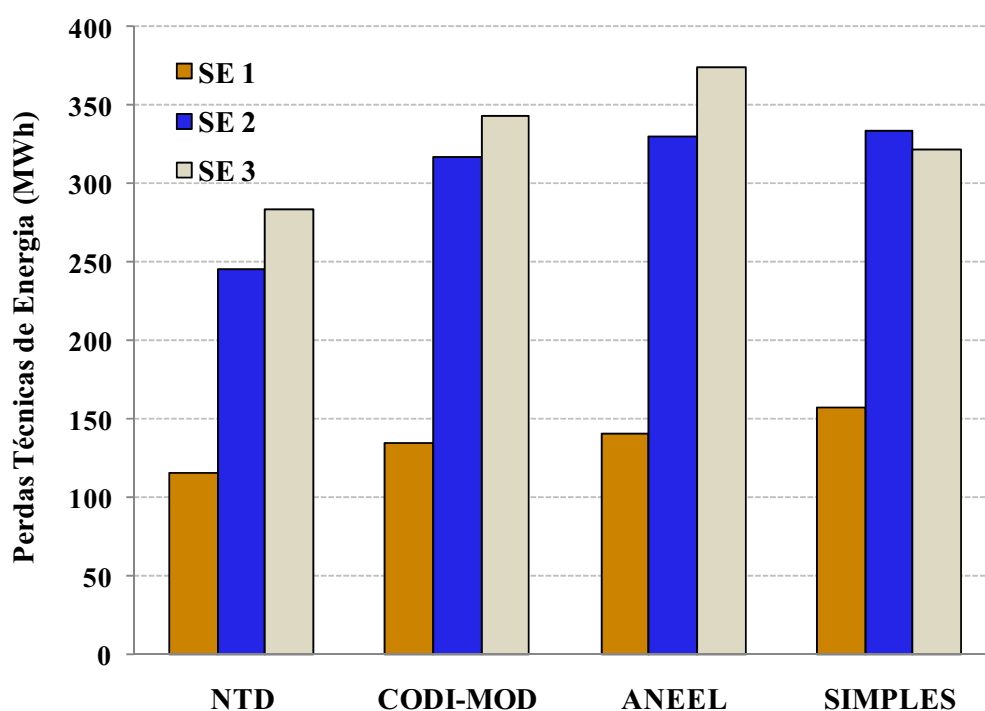
Para uma análise mais clara, da diferença dos resultados obtidos pelos métodos, e uma análise comparativa entre eles, na Tabela 6.9 são apresentados os valores totais para cada uma das subestações.

Tabela 6.9: Perdas Técnicas de Energia Totais.

PERDAS TÉCNICAS	SE 1		SE 2		SE 3		SISTEMA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
<i>NTD</i>	114,95	6,39	245,51	5,02	283,28	5,74	643,75	5,53
<i>CODI-MOD</i>	135,02	7,51	316,31	6,46	342,74	6,94	794,07	6,83
<i>ANEEL</i>	140,50	7,81	329,88	6,74	373,76	7,57	844,14	7,26
<i>SIMPLES</i>	156,90	8,72	333,27	6,81	320,99	6,50	811,16	6,97

O método proposto nesta tese apresenta os menores índices de perdas para todas as subestações, quando comparado com os demais métodos implementados. Os demais métodos variam de acordo com a subestação, como por exemplo o método *SIMPLES*, possui o maior índice de perdas para as subestações SE 1 e SE 2, enquanto que para a subestação SE 3 o método que obtém o maior índice é o *ANEEL*.

Na Figura 6.7 são apresentados graficamente os valores da Tabela 6.9.

**Figura 6.7: Perdas Técnicas Totais em MWh.**

A grande diferença entre os métodos, para os valores totais das perdas técnicas, ocorre especialmente entre as subestações SE 2 e SE 3. Comparando com o método referência (*CODI-MOD*), para todas as subestações o método *NTD* estima menores valores de perdas

técnicas, o *ANEEL* apresenta índices mais elevados e o *SIMPLES* apresenta perdas mais elevadas para a SE 1 e SE 2. Essas diferenças devem-se, sobretudo aos segmentos *Rede de Média Tensão* e *Rede de Baixa Tensão*. A seguir são apresentados e analisados os resultados por segmentos.

❖ REDE DE MÉDIA TENSÃO:

Em relação ao segmento *Rede de Media Tensão* na Figura 6.8 são apresentados os resultados com os métodos para cada uma das subestações.

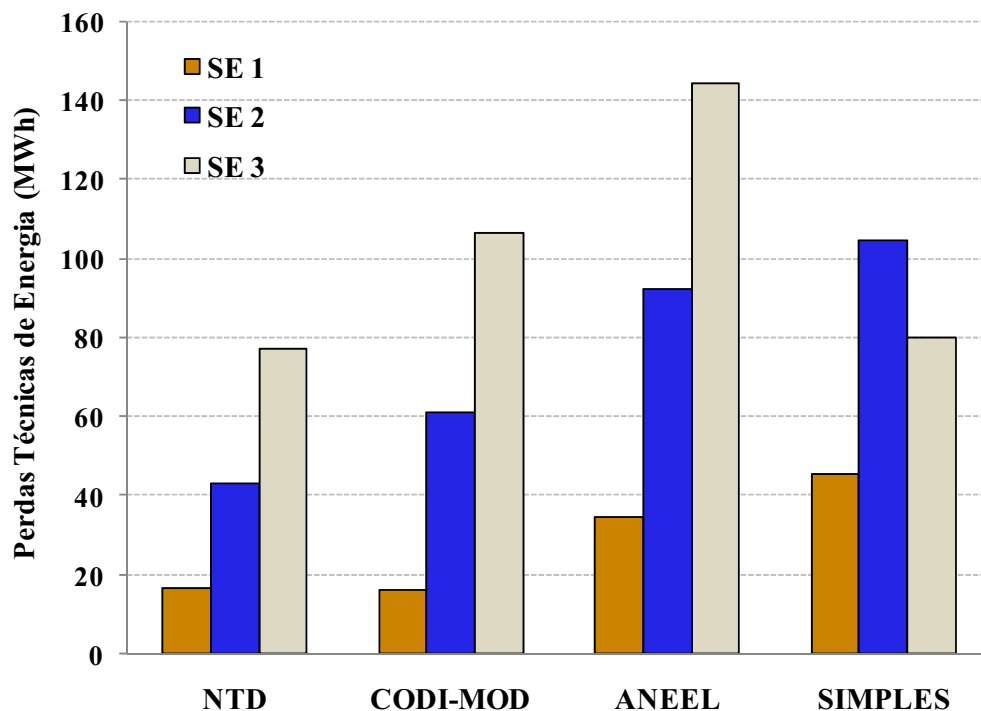


Figura 6.8: Perdas Técnicas de Energia – Segmento *Rede de Média Tensão*.

Nota-se que os métodos *NTD*, *CODI-MOD* e *ANEEL* seguem as mesmas características em relação aos valores obtidos por subestação, porém, diferenciando em proporção. Enquanto que, o método *SIMPLES* apresenta resultados diferenciados; observando os valores das perdas em SE 2 e SE 3. Os métodos *ANEEL* e *SIMPLES* levam em consideração o comprimento dos alimentadores, pois a SE 2 possui 120,83 km enquanto que SE 3 tem 85,83 km de cabos. No método *SIMPLES*, isto fica ainda mais claro, pois leva-se em consideração a demanda máxima dos alimentadores, sem considerar a distribuição do carregamento. Esta consideração é feita no *ANEEL* através do *modelo arborescente*, que calcula a distância de carga equivalente dos alimentadores. Cabe lembrar que, para este método (*ANEEL*) alguns

parâmetros, como por exemplo, o ângulo (θ) do setor circular dos alimentadores, foram adotados constantes para todas as redes de MT do sistema, o que na realidade não ocorre. Isto foi feito devido a falta de dados. O método *NTD* comparado com método *CODI-MOD* apresenta índices menores. Ambos os métodos realizam o cálculo das perdas técnicas por processamento de um mesmo algoritmo de fluxo de potência, esta diferença entre os índices de perdas deve-se à forma como a carga é alocada nos pontos de consumo, sendo distribuída uniformemente para todos os transformadores de distribuição.

❖ TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO:

Na Figura 6.9 são apresentados os valores obtidos para o segmento *Transformador*. Os cálculos para todos os métodos são realizados com o mesmo equacionamento, porém a consideração das cargas é diferente para o método *NTD* em relação às demais.

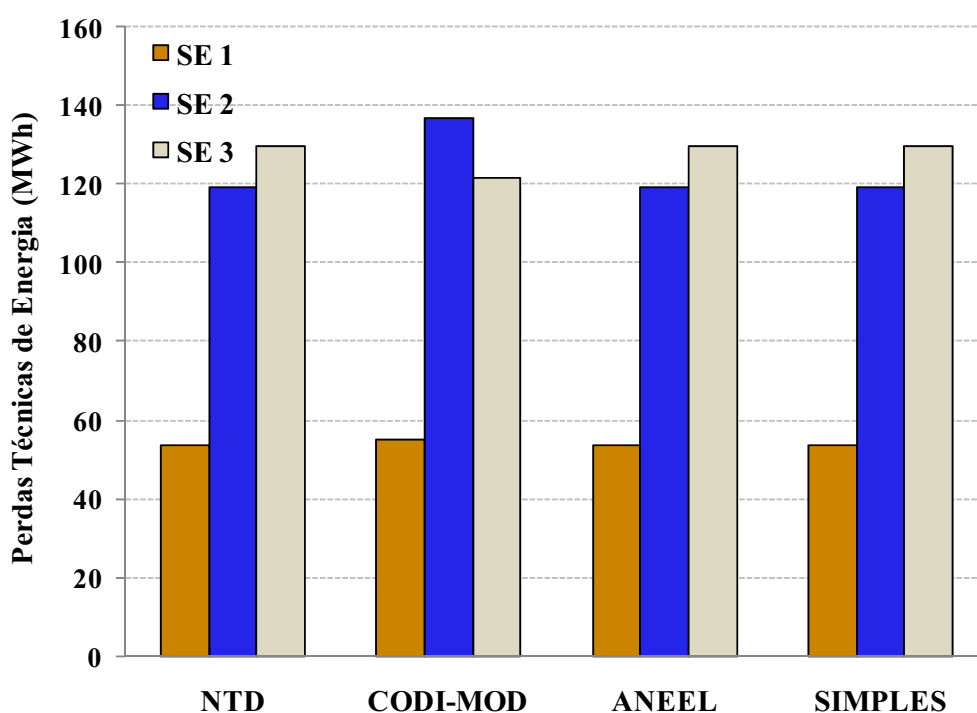


Figura 6.9: Perdas Técnicas de Energia – Segmento *Transformador*.

A forma de alocação de carga interfere nos resultados. Como no *Novo Top-Down* é realizada uma distribuição uniforme da carga entre os transformadores de distribuição, e de acordo com os dados de quantidade e potência instalada para as subestações SE 2 e SE 3, tem-se valores aproximados de perdas técnicas entre ambas. Isto não ocorre para o método *CODI-MOD*, na qual a estimação das cargas ocorre considerando as curvas de carga

estimadas dos consumidores. Porém, quando analisadas em relação às perdas totais no segmento *Transformador*, os métodos apresentam resultados aproximados. Para os métodos *ANEEL* e *SIMPLES* por não apresentarem uma forma específica de como alocar as cargas, utilizou-se o mesmo procedimento realizado na *NTD*, o que justifica os valores iguais para os três métodos.

❖ REDE DE BAIXA TENSÃO:

Na Figura 6.10 são apresentados graficamente os valores obtidos pelos métodos no segmento *Rede de Baixa Tensão*.

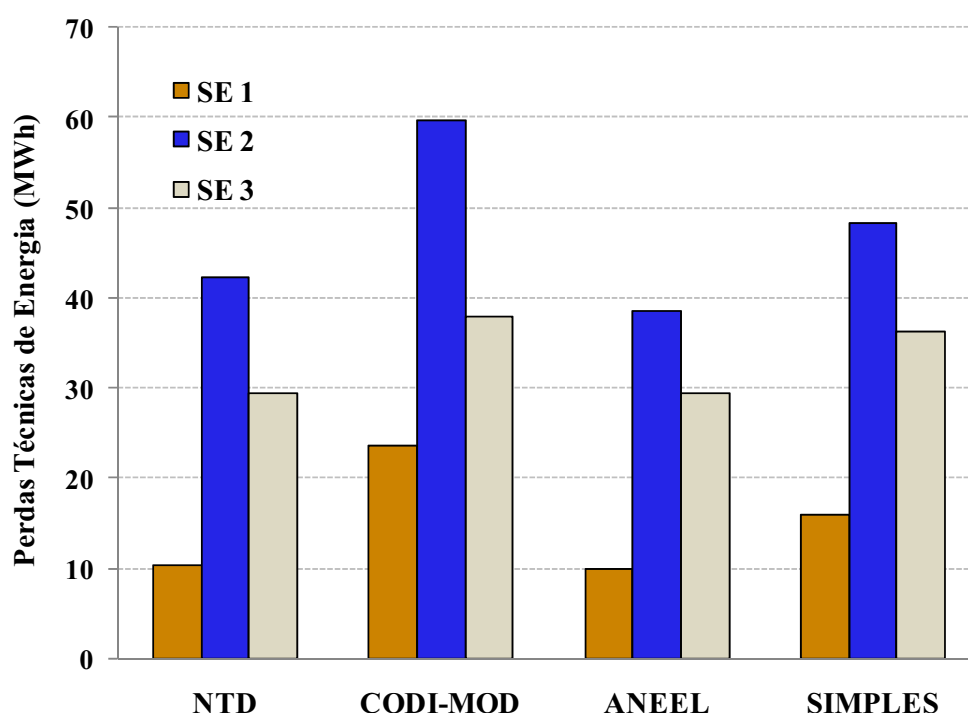


Figura 6.10: Perdas Técnicas de Energia – Segmento *Rede de Baixa Tensão*.

No segmento *Rede de Baixa Tensão* todos os métodos seguem a mesma tendência em todas as subestações. Porém, o método *CODI-MOD*, que realiza os cálculos por fluxo de potência, apresenta maiores valores de perdas em relação aos métodos que calculam as perdas por métodos simplificados: *NTD*, *ANEEL* e *SIMPLES*. Os índices apresentaram-se semelhantes para os métodos *NTD* e *ANEEL*, pois são métodos que realizam os cálculos das perdas técnicas através de tipologias das redes de BT. O método *SIMPLES* realiza os cálculos de forma mais detalhada comparado com o *NTD* e o *ANEEL*, pois calcula as perdas individualmente para cada um dos circuitos de BT e considerar dois tipos de condutores para

cada um dessas redes e, conseqüentemente, apresenta resultados mais próximos dos obtidos pelo *CODI-MOD*, o qual realiza o processamento de algoritmo de fluxo de potência para o cálculo das perdas.

❖ **OUTROS:**

O método *NTD* considera o segmento *Outros* como a junção dos segmentos *Ramal de Ligação* e *Medidor de Energia*, com as perdas de energia que ocorrem no sistema e não são consideradas nos demais segmentos (*Rede de Média Tensão*, *Transformador* e *Rede de Baixa Tensão*). Assim, considera-se que as perdas no segmento *Outros* equivalem a 20% do somatório das perdas nos demais segmentos. Os outros três métodos implementados realizam os cálculos das perdas nos ramais e nos medidores de energia, e portanto, consideram as perdas no segmento *Outros* como 5% das perdas dos outros segmentos.

Considerando esta diferença entre o método *NTD* e os demais, na Tabela 6.10 são apresentados o total das perdas técnicas de energia (MWh e %) para os segmentos: *Ramal de Ligação*, *Medidor de Energia* e *Outros*, para cada um dos métodos. Os valores em porcentagem referem-se à soma das perdas nos demais segmentos.

Tabela 6.10: Perdas Técnicas de Energia para o segmento *Outros*.

PERDAS TÉCNICAS	SE 1		SE 2		SE 3		SISTEMA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
<i>NTD</i>	19,16	20,00	39,82	20,00	45,10	20,00	103,73	20,00
<i>CODI-MOD</i>	25,09	22,83	58,56	22,72	76,72	28,84	160,87	25,31
<i>ANEEL</i>	27,28	24,09	79,50	31,75	70,83	23,38	177,61	26,64
<i>SIMPLES</i>	26,67	20,48	61,07	22,44	75,16	30,58	162,94	25,13

Nota-se que os 20% considerados no método *NTD* é a menor porcentagem verificada nos demais métodos, que possuem uma média de 25,23%. Caso esta porcentagem fosse adotada para o método *NTD*, os índices de perdas do sistema aumentariam em 0,25% (de 5,53% de perdas técnicas totais para 5,78%).

6.4.3 Influência das curvas de carga

Nas comparações realizadas nas subseções anteriores foram utilizadas as curvas de cargas médias (típica) das subestações para os cálculos. A utilização das curvas de carga

atípica para os cálculos pode interferir significativamente nos índices de perdas obtidos. Como por exemplo, calculando os fatores de carga, fator de perdas (métodos *NTD* / *ANEEL* / *SIMPLES*), fator de alocação (método *NTD*) e fator de correção (método *CODI-MOD*), pela curva de carga mensal medida, um dia atípico pode interferir de forma considerável nos resultados obtidos. Na Tabela 6.11 são apresentadas as perdas obtidas para o método *NTD* considerando o uso da curva de carga média (típica) e a curva de carga mensal (com interferência de um dia atípico).

Tabela 6.11: Influência das curvas de carga nos cálculos – Método *NTD*.

SEGMENTOS	PERDAS TÉCNICAS - <i>NTD</i>							
	SE 1		SE 2		SE 3		SISTEMA	
	Média	Mensal	Média	Mensal	Média	Mensal	Média	Mensal
Transformadores (SE)	15,40	16,70	-	-	-	-	15,40	16,70
Média Tensão	16,58	54,46	43,00	67,80	77,25	190,37	136,84	312,63
Transformador	53,42	60,32	119,38	129,27	129,42	142,63	302,21	332,22
Baixa Tensão	10,40	30,81	42,21	65,44	29,40	67,30	82,01	163,55
Ramal de Ligação	-	-	-	-	-	-	-	-
Medidor de Energia	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	19,16	32,46	40,92	52,50	47,21	80,06	107,29	165,02
Total	114,95	194,75	245,51	315,01	283,28	480,36	643,75	990,12

Em comparação com os resultados obtidos utilizando a curva média do mês, nota-se um aumento nos índices. Este aumento, em torno de 53 % (considerando as perdas totais do sistema), deve-se à demanda máxima considerada, o que é claramente notável, principalmente, nas subestações SE 1 e SE 3, ambas com pico de demanda atípicos no início do mês analisado (2º dia), conforme Figura 6.2 e Figura 6.4.

A escolha da curva de carga também interferirá na mesma proporção nos demais métodos, pois todos dependem da demanda máxima para os cálculos.

6.4.4 Perdas totais (técnicas e não-técnicas)

A análise das perdas não-técnicas para este caso restringe apenas às subestações, pois as medições são feitas nos transformadores de subestação. Quando se possui medições nos alimentadores pode-se obter claramente qual alimentador possui índices de perdas não-técnicas indesejáveis. Na Tabela 6.12 são apresentados os valores de perdas não-técnicas para

cada uma das subestações. Os valores em porcentagem referem-se às energias (anualizadas) de entrada nas subestações individualmente.

Tabela 6.12: Perdas Não-Técnicas em relação à energia entregue às subestações.

PERDAS NÃO-TÉCNICAS	SE 1		SE 2		SE 3		SISTEMA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
<i>NTD</i>	482,87	26,83	165,47	3,38	613,54	12,43	1.261,59	10,85
<i>CODI-MOD</i>	467,52	25,99	105,37	2,15	566,43	11,47	1.139,32	9,80
<i>ANEEL</i>	462,04	25,69	91,80	1,88	535,41	10,84	1.089,25	9,36
<i>SIMPLES</i>	445,64	24,77	88,41	1,81	588,18	11,91	1.122,23	9,65

Nota-se que a subestação SE 1 possui os maiores índices de perdas não-técnicas do sistema para todos os métodos, e por possuir apenas dois alimentadores facilita de certa forma uma inspeção para localizar os pontos de consumo que contribuem para esses elevados níveis. Enquanto que a subestação SE 3 possui quatro alimentadores, o que dificulta estas inspeções dependendo da localidade desses alimentadores e também de suas extensões. Com relação a SE 2 mesmo sendo uma subestação de grande porte, apresenta-se como uma subestação otimizada em relação as perdas técnicas e com baixos índices de perdas não-técnicas, portanto, uma localidade em que não haveria necessidade de atuação, a fim de buscar uma redução e/ou otimização de perdas.

Essa análise das perdas não-técnicas ainda não pode ser considerada totalmente eficaz pois as energias anualizadas utilizadas não representam a realidade do mês analisado. Porém, de acordo com esta análise, nota-se que a SE 3 apresenta elevados índices de perdas não-técnicas e trata-se de uma subestação de grande porte. Assim, decidiu-se por analisar esta subestação individualmente.

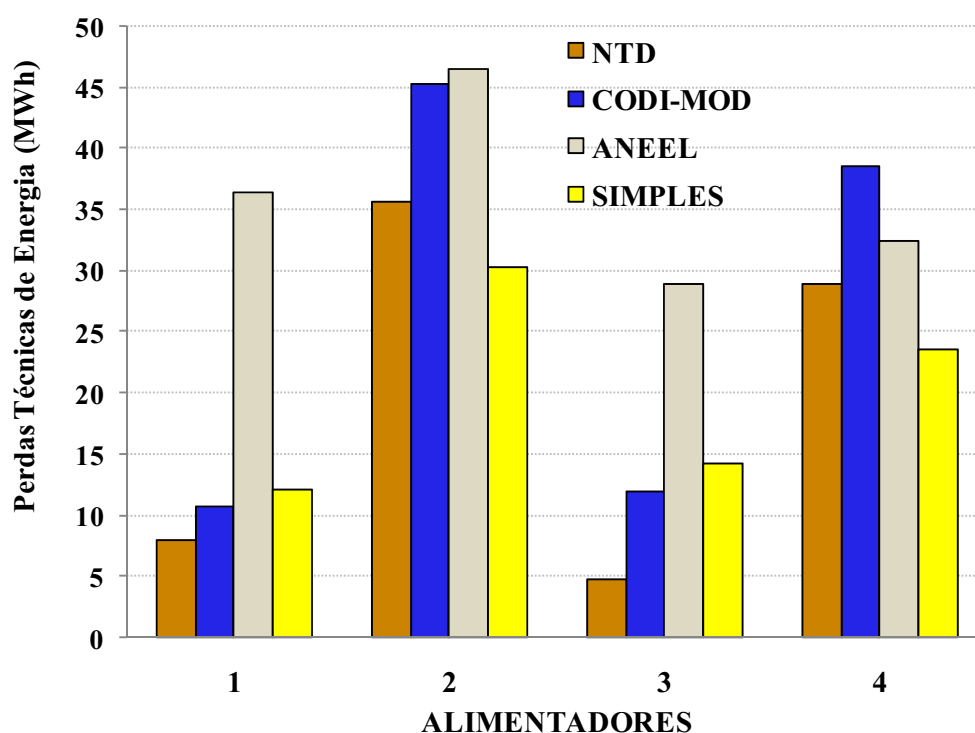
6.4.5 Análise das perdas técnicas da subestação SE 3

Em termos de energia, a subestação com maior quantidade de energia perdida é a subestação SE 3 (909,17 MWh). Na Tabela 6.13 são apresentados os valores de perdas técnicas de energia, em MWh, para cada um dos alimentadores da subestação SE 3.

Tabela 6.13: Perdas técnicas totais dos alimentadores da subestação SE 3.

PERDAS TÉCNICAS (MWh)	ALIMENTADORES			
	1	2	3	4
<i>NTD</i>	54,54	95,59	32,20	100,94
<i>CODI-MOD</i>	62,49	109,18	45,26	125,81
<i>ANEEL</i>	87,95	107,07	59,90	118,84
<i>SIMPLES</i>	68,49	95,28	45,79	111,43

Quando analisados todos os segmentos não são notadas grandes diferenças entre os resultados obtidos pelos métodos, com exceção do método *ANEEL* para o alimentador 1, que possui os índices mais elevados. Isto deve-se ao fato que para todos os alimentadores de uma mesma subestação, os parâmetros iniciais para os métodos *ANEEL* e *SIMPLES* são iguais. Esta diferença entre métodos é mais claramente notada quando se comparam os resultados obtidos para as redes de média tensão, conforme apresentado na Figura 6.11.

**Figura 6.11: Perdas Técnicas de Energia SE 3 – Segmento Rede de Média Tensão.**

A análise do segmento *Rede de Média Tensão* mostra que os métodos apresentam grandes diferenças de acordo com as características do alimentador. Para os métodos que realizam fluxo de potência (*NTD* e *CODI-MOD*) os resultados seguem as mesmas tendências para todos os alimentadores, porém, o método *NTD* possui a menor estimativa. Enquanto que, os métodos *SIMPLES* e *ANEEL*, não seguem a mesma tendência, apresentando valores

elevados para alguns alimentadores e baixos para outros, quando comparados com o método *CODI-MOD*.

6.4.6 Análise do alimentador 2 da subestação SE 3

Determinados os valores das perdas e as subestações que possuem maiores problemas, parte-se para a análise individual daqueles alimentadores que contribuem consideravelmente com os elevados índices.

Dentre os dez alimentadores optou-se por apresentar os valores obtidos para um dos quatro alimentadores da subestação SE 3. Este alimentador foi escolhido, pois apresentou o índice de perdas mais elevado para a rede MT em três dos quatro métodos. Na Tabela 6.14 são apresentados os valores de perdas para cada um dos segmentos do alimentador.

Tabela 6.14: Perdas técnicas totais do alimentador 2 da subestação SE 3.

SEGMENTOS	PERDAS TÉCNICAS (MWh)			
	<i>NTD</i>	<i>CODI-MOD</i>	<i>ANEEL</i>	<i>SIMPLES</i>
Média Tensão	35,69	45,22	46,52	30,22
Transformador	36,33	33,52	36,33	36,33
Baixa Tensão	7,64	8,28	5,94	8,56
Ramal de Ligação	-	10,37	6,58	9,03
Medidor de Energia	-	6,60	6,60	6,60
Outros	15,93	5,20	5,10	4,54
Total	95,59	109,18	107,07	95,28

Identificado o alimentador com elevados índices de perdas técnicas, parte-se para um plano de ação que busque a redução dessas perdas, com o menor investimento possível. Essas ações dependem dos dados disponíveis e do método utilizado para o cálculo dessas perdas. Quando se pretende atuar de forma a reduzir os índices de perdas de forma local, como por exemplo, em um circuito de baixa tensão, é necessária a utilização de um método *Bottom-Up*. Porém, a obtenção da base de dados para um único alimentador não demanda tanto tempo e esforço computacional, comparada à quantidade de dados de 10 alimentadores de todo o sistema analisado. No Apêndice A é apresentado um algoritmo genético que analisa a redução das perdas técnicas através de ações como: recondutoramento de trechos de MT, troca de transformadores de distribuição e instalação de banco de capacitores.

7 CONCLUSÕES

O aperfeiçoamento da metodologia para o cálculo de perdas técnicas por segmentos torna-se fundamental para a localização de elevados índices de perdas técnicas, e consequentemente, perdas não-técnicas. A busca por essa melhoria tem-se intensificado com os crescentes índices de perdas nos sistemas de distribuição.

O aumento das perdas nos sistemas de distribuição e a dificuldade na localização dessas perdas motivaram o desenvolvimento deste trabalho, que apresenta um método para cálculo de perdas técnicas visando atender as necessidades das empresas distribuidoras, principalmente em relação à base de dados utilizada. A principal característica deste método é a utilização das curvas de cargas medidas nas subestações, para o cálculo das perdas através do fator de perdas do sistema de distribuição. As curvas de cargas nas subestações são dados cada vez mais triviais em uma empresa de distribuição, sendo úteis tanto no âmbito técnico como administrativo.

Porém, mesmo com dados considerados consistentes, são diversos os fatores que podem interferir negativamente na análise das perdas nos sistemas de distribuição, como por exemplo, as curvas de carga utilizadas para os cálculos dos parâmetros. Outro fator importante a ser refinado é a energia de entrada e saída (consumida) do sistema, especialmente para o cálculo das perdas não-técnicas.

A partir das comparações feitas entre o *Novo Top-Down (NTD)* e os métodos implementados: *CODI-MOD*, *ANEEL* e *SIMPLES*, pode-se concluir que, métodos que analisam um sistema (ou alimentador) de forma geral considerando apenas alguns parâmetros

tendem a produzir resultados mais satisfatórios quando se analisa o sistema de uma forma global, como ocorre com os métodos *ANEEL* e *SIMPLES*. Esses métodos estimam as perdas através de parâmetros médios do sistema, assim, quando o objetivo é analisar as perdas em um grande sistema (com algumas subestações, ou até mesmo de uma empresa) tendem a apresentar resultados satisfatórios.

Quando se busca uma análise mais detalhada das perdas técnicas, como por exemplo, para algum alimentador específico ou para uma posterior análise de redução dessas perdas, o método *NTD* apresenta-se eficiente, possuindo características que são comparáveis às dos métodos *Bottom-Up*. Isto pode ser claramente notado em relação ao segmento *Rede de Média Tensão*, no qual o cálculo das perdas técnicas através de fluxo de potência mostra-se mais eficiente em relação aos métodos que utilizam parâmetros médios das redes.

Como é possível observar através dos resultados obtidos, o novo método apresentado além de contribuir para identificar quais os segmentos e alimentadores que estão contribuindo para os elevados índices de perdas, é também o método que mais se aproxima, em termos de identificar essas perdas, com o método *CODI-MOD*.

As ações a serem tomadas para a redução das perdas técnicas dependem dos dados disponíveis do sistema. O método *NTD* apresenta-se como uma ferramenta eficiente para identificar as perdas técnicas nos sistemas de distribuição, e então, obter os locais (segmentos, alimentadores ou subestações) que apresentam problemas em relação às perdas técnicas e não-técnicas e, então, serem adotados planos de ações imediatas, visando a minimização dessas perdas (melhor custo/benefício). Porém, para uma análise de redução de perdas em redes de baixa tensão é necessária a utilização de métodos *Bottom-Up*, como a *CODI-MOD*, devido a necessidade de dados detalhados dos circuitos.

O cálculo e minimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição depende portanto, do tempo disponível para os cálculos e análise das perdas, da frequência com que serão realizados esses cálculos e essas ações de redução (mensal, anual, ou para planejamento), do objetivo dessas análises, e sobretudo, dos dados disponíveis dos sistemas.

7.1 Sugestões

Nesta tese fez-se uma avaliação da metodologia de cálculo de perdas técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, nesta análise buscou-se um método de cálculo que facilitasse o trabalho das empresas distribuidoras na obtenção dos índices de perdas em suas redes, com dados facilmente disponíveis. Pode-se sugerir a utilização de cada um dos métodos baseada na base de dados disponível para cada um dos segmentos.

❖ *REDE DE MÉDIA TENSÃO:*

Para o segmento *Rede de Média Tensão*, no qual foram notadas as principais diferenças nos resultados obtidos pelos os métodos sugere-se:

- *NTD*: Quando não se possui os dados detalhados do sistema, porém, pretende-se realizar o cálculo das perdas através do processamento de um algoritmo de fluxo de potência, para o qual é necessário apenas a topologia da rede, dados que são necessários para outros fins em uma empresa de distribuição, recomenda-se o *Novo Método Top-Down*;
- *CODI-MOD*: Os métodos *Bottom-Up* podem ser utilizados quando se tem uma base detalhada do sistema e portanto, é possível realizar o processamento de algoritmos de fluxo de potência;
- *ANEEL*: O método *ANEEL* é recomendado quando não se pretende utilizar um algoritmo de fluxo de potência, porém, o *modelo arborescente* depende de parâmetros iniciais que podem variar consideravelmente dependendo do alimentador utilizado e que em alguns casos são dados de difícil quantificação;
- *SIMPLES*: Da mesma forma como o método *ANEEL*, o método *SIMPLES* é recomendado quando não se busca o cálculo através de algoritmos de fluxo de potência, porém, utiliza-se de parâmetros de entrada simples, com isso é fortemente recomendado quando se pretende estimar as perdas de forma rápida.

❖ **TRANSFORMADOR:**

Para o segmento *Transformador*, que inclui os transformadores de subestação e de distribuição utiliza-se o mesmo equacionamento para o cálculo das perdas técnicas. Assim, para cada uma dos métodos sugere-se:

- *NTD / ANEEL / SIMPLES*: Estes métodos são recomendados quando não se possui os dados detalhados dos consumidores do sistema;
- *CODI-MOD*: A utilização do método *CODI-MOD* depende de uma base de dados disponível que deve ser detalhada em relação aos consumidores;

❖ **REDE DE BAIXA TENSÃO:**

Nas redes de baixa tensão, da mesma forma que no segmento *Rede de Média Tensão*, cada um dos métodos apresentados possui uma maneira diferente para os cálculos das perdas técnicas. Para este segmento são feitas as seguintes sugestões:

- *NTD*: Quando não se possui os dados detalhados do sistema e se pretende calcular as perdas de forma rápida, a utilização do método *NTD* é recomendada, pois através de uma única tipologia representativa para cada uma das subestações apresentou resultados semelhantes ao método *ANEEL* que utiliza diferentes tipologias e, portanto, necessita de uma base de dados maior;
- *CODI-MOD*: Neste segmento, conforme nas redes de MT, o método *CODI-MOD* realiza o cálculo das perdas técnicas através do processamento de um algoritmo de fluxo de potência. Com isso, é utilizado quando se tem acesso a uma base detalhada dos circuitos e não há preocupação com o tempo e o esforço computacional;
- *ANEEL*: Conforme o método *NTD*, o método *ANEEL* divide o sistema em tipologias. O fato de utilizar um número maior de tipologias e a necessidade de obter a corrente a jusante em cada um dos trechos elementares requer um detalhamento maior dos cálculos e a apresenta resultados semelhantes ao *NTD* que utiliza apenas o comprimento médio e um condutor médio por sistema (ou subestação, ou alimentador). Recomenda-se o uso do método *ANEEL* quando for possível definir de forma eficiente cada uma dessas tipologias;

- *SIMPLES*: O método *SIMPLES* é recomendado quando não se pretende realizar o cálculo das perdas por algoritmo de fluxo de potência, mas se conhece os dados individuais das redes de BT.

7.2 Trabalhos futuros

Conforme observado nesta tese, a análise da metodologia do cálculo de perdas técnicas depende de diversos fatores, sendo um dos principais, a quantidade e consistência dos dados utilizados.

O cálculo das perdas não-técnicas através da subtração das perdas técnicas em relação às perdas totais pode levar a resultados que não condizem com a realidade. Isto deve-se principalmente a falta de sincronismo entre as medições de entrada e de saída do sistema, ou seja, do cálculo das perdas totais.

Com isso, para trabalhos futuros sugere-se uma análise das perdas não-técnicas, partindo-se de dados utilizados nesta tese para a obtenção das perdas técnicas, como por exemplo, as curvas de carga. E com isso, integrar o cálculo das perdas técnicas e não-técnicas obtendo-as e localizando-as de forma consistente.

A partir desta ferramenta de cálculo de perdas técnicas, apresentada nesta tese, em conjunto com uma outra ferramenta para o cálculo das perdas não-técnicas, pode-se partir para a busca de planos de ações para enfim otimiza-las.

Como ponto inicial foi implementado nesta tese (Apêndice A) um algoritmo genético para a otimização das perdas técnicas buscando ações imediatas para a redução das perdas. Porém, os altos custos envolvidos requerem uma análise de planejamento para a minimização dessas perdas. Assim, recomenda-se que o algoritmo genético implementado seja usado como base para uma análise a médio e a longo prazo em busca da otimização das perdas técnicas e também de uma análise da redução das perdas não-técnicas. Outros caminhos que podem ser adotados para a redução das perdas é a utilização de sistemas inteligentes, como por exemplo, redes neurais artificiais.

8 REFERÊNCIAS

ANDERSSON, A.; JANSSON, A.; KLEVAS, J. Model for load simulations by means of load pattern curves. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 10., 1989, Brighton. **Anais...** Brighton: CIRED, 1989. p. 545-549.

AURÉLIO. **Dicionário Aurélio**. 3.ed. Curitiba: Positivo, 2004. 2120 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução nº 456**. Brasília: ANEEL, 2000. 53 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. Brasília: ANEEL, 2008. 337 p.

ALBERTO, B. L. A.; ALMEIDA, P. E. M.; DURÃES, R. L. Inteligência computacional nas distribuidoras de energia elétrica: evolução tecnológica, aplicações e impactos na redução das perdas não-técnicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 6 p.

BACELAR, J. **Relatório 214R/DIPL: perdas no sistema de distribuição da COELBA**. Salvador: COELBA, 1994. 16 p.

BASTOS, P. R. F. M.; FERREIRA, N.; SOUZA, B. A. Proposta de uma metodologia simplificada para cálculo das perdas técnicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 12 p.

CHANG, R. F.; LEOU, R. C.; LU, C. N. Distribution transformer load modeling using load research data. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 17, n. 2, p. 655-661, 2002.

CHEN, C. S.; HWANG, J. C.; CHO, M. Y.; CHEN, Y. W. Development of simplified loss models for distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 9, n. 3, p. 1545-1551, 1994.

CIRIC, R. M.; FELTRIN, A. P.; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 18, n. 4, p. 1283-1290, 2003.

CIPOLI, J. A.; MARCO, M. A.; SIMÃO, N.; TAKANAYAGI, H.; NOGUEIRA, E. C. Mitigação técnica das perdas nos circuitos secundários da distribuição e nos sistemas de medição. In CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA, 2., 2003, Salvador. **Anais...** Salvador: CITENEL, 2003. 7 p.

COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO – CODI. **CODI 3.2.19.34.0**: método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição. Rio de Janeiro: ABRADÉE, 1996. 205 p.

CORRÊA, S. A.; MÉFFE, A. Sistema de avaliação técnico-econômica e de priorização de alternativas de otimização das perdas em sistemas de distribuição. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 12 p.

DEKSNYS, R.; STANIULIS, R.; SABLINSKAS, A. Generalized calculation methodology of technical electric power losses in distribution network. In: POWER SYSTEMS COMPUTATIONS CONFERENCE, 15., 2005, Liege. **Anais...** Liege: PSCC, 2005. 6 p.

DONADEL, C.; ANICIO, J.; FREDES, M.; VAREJÃO, F.; COMARELA, G.; PERIM, G. A methodology to refine the technical losses calculation from estimates of non-technical losses. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 20., 2009, Praga. **Anais...** Praga: CIRED, 2009. 4 p.

DORTOLINA, C. A.; NADIRA, R. The loss that is unknown is no loss at all: a top-down/bottom-up approach for estimating distribution losses. **IEEE Transactions Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 1119-1125, 2005.

FALCÃO, D. M.; HENRIQUES, H. O. Load estimation in radial distribution systems using neural networks and fuzzy set techniques. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, New York, v. 2, p. 1002-1006, 2001.

FIGUEIREDO, K.; CHAVEZ, G.; VELLASCO, M.; ASSIS, C.; MENEZES, R. L.; PACHECO, M. A. C. Identificação de irregularidades em sistemas de baixa tensão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 12 p.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 108f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, 2006.

GALLEGO, R. A., MONTICELLI, A. J., ROMERO, R. Optimal capacitor placement in radial distribution networks. **IEEE Transactions Power Systems**, New York, v. 16, n. 4, p. 630–637, 2001.

GARCIA, D. R.; OLIVEIRA, L. C. O.; PEREIRA, M. A. Otimização técnica e econômica da aplicação de transformadores em redes de distribuição. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 1., 2001, Brasília. **Anais...** Brasília: CITENEL, 2001. 6 p.

GEMIGNANI, M.; TAHAN, C.; OLIVEIRA, C.; ZAMORA, F. Commercial losses estimations through consumers' behavior analysis. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 20., 2009, Praga. **Anais...** Praga: CIRED, 2009. 4 p.

GERBEC, D.; GASPERIC, S.; SMON, I.; GUBINA, F. Allocation of the load profiles to consumers using probabilistic neural networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 548-555, 2005.

GOMINHO, L. F. Inspeções por varredura: uma experiência no combate às perdas não-técnicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 8 p.

GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. Boca Raton: CRC, 2008. 856 p.

GUSTAFSON, M. W.; BAYLOR, J. S. The equivalent hours loss factor revisited. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 3, n. 4, p. 1502-1508, 1988.

HASHIMOTO, K.; GOUVÊA, M. R.; TAHAN, C. M. V. Aggregated methodology for the evaluation of technical losses in distribution systems. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITIO: LATIN AMERICA, 2002, São Paulo. **Anais...** São Paulo: IEEE/PES, 2002. 6 p.

JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V.; GOUVÊA, M. R.; AHN, S. U.; FIGUEIREDO, F. M. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **IEEE Transactions Power Delivery**, New York, v. 15, n. 1, p. 375-380, 2000.

JURICIC, R. Lois théoriques des quantités d'ouvrages dans les réseaux électriques. **Revue Générale d'Electricité – R.G.E.**, France, v. 80, n. 4, p.323-329, 1971.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005. 328 p.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. Boca Raton: CRC, 2006. 421 p.

KISSULA, G. L.; SOARES, A. J. S. S.; RAVGLIO, M. A.; BACHEGA, R. J. Nova metodologia para estimativa das perdas de transformadores de distribuição. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 12 p.

LEAL, A. G.; JARDINI, J. A.; MAGRINI, L. C.; AHN, S. U. Distribution transformer losses evaluation: A new analytical methodology and artificial neural network approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 24, n. 2, p. 705-712, 2009.

MÉFFE, A.; OLIVEIRA, C. C. B.; KAGAN, N.; JONATHAN, S.; CAPARROZ, S.; CAVARETTI, J. L. Technical and economic analysis for the reduction of losses in distribution systems. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITIO: LATIN AMERICA, 2002, São Paulo. **Anais...** São Paulo: IEEE/PES, 2002. 6 p.

NIZAR, A. H.; DONG, Z. Y.; WANG, Y. Power utility nontechnical loss analysis with extreme learning machine method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 3, p. 946-955, 2008.

OLIVEIRA, M. E.; PADILHA-FELTRIN, A.; CANDIAN, F. J. Investigation of the relationship between load and loss factors for a Brazilian electric utility. In TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITIO: LATIN AMERICA, 2006, Caracas. **Anais...** Caracas: IEEE/PES, 2006. 6 p.

OLIVEIRA, M. L.; BOSON, D. F. A.; PADILHA-FELTRIN, A. A statistical analysis of loss factor to determine the energy losses. In TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITIO: LATIN AMERICA, 2008, Bogotá. **Anais...** Bogotá: IEEE/PES, 2008. 6 p.

OLIVEIRA, M. E.; PADILHA-FELTRIN, A. A top-down approach for distribution loss evaluation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, 2009 (Aceito para publicação).

PEREIRA JÚNIOR, B. R.; COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. Alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmo evolutivo multi-objetivo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 16., 2006, Salvador: **Anais...** Salvador: CBA, 2006. 6 p.

RAO, P. S. N.; DEEKSHIT, R. Energy loss estimation in distribution feeders. **IEEE Transactions Power Delivery**, New York, v. 21, n. 3, p. 1092-1100, 2006.

SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C. C. B.; MÉFFE, A.; ROSA, M. A. Loss estimation in LV circuits using intelligent techniques – the RGE experience. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 17., 2003, Barcelona. **Anais...** Barcelona: CIRED, 2003. 6 p.

SENJYU, T.; HIGA, S.; UEZATO, K. Future load curve shaping based on similarity using fuzzy logic approach. **IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 145, n. 4, p. 375-380, 1998.

SENJYU, T.; MANDAL, P.; UEZATO, K.; FUNABASHI, T. Next day load curve forecasting using hybrid correction method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 1, p. 102-109, 2005.

SILVA, C. C.; NUNES, T. C. A. Dispositivo antifurto para equipamentos da rede de distribuição aérea. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 9 p.

SQUAIELLA, D. J. F. **Planejamento agregado em redes de distribuição secundária – Modelo alternativo para empresas com cadastro de redes reduzido**. 2004. 120 f. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

SRINIVASAN, D.; LIEW, A. C.; CHANG, C. S. Forecasting daily load curves using a hybrid fuzzy-neural approach. **IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 141, n. 6, p. 561-567, 1994.

VALENTE, A. L.; FILHO, A. A.; RAMALHO, J. P.; STRAUCH, M. T. Probabilistic methodology for technical losses calculation in distribution networks. In TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITIO: LATIN AMERICA, 2002, São Paulo. **Anais...** São Paulo: IEEE/PES, 2002. 5 p.

VAREJÃO, F. M.; MARGOTO, L. R.; NOGUEIRA, G. M.; COMETTI, E. S.; FERRO, R.; DRAGO, I. Extensão de ambiente de detecção de perdas comerciais através de análise de características temporais das curvas de consumo de consumidores. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 12 p.

APÊNDICE A – OTIMIZAÇÃO

O cálculo das perdas técnicas e a localização dos pontos críticos do sistema tem sido um grande desafio para pesquisadores e empresas de todo o mundo. Outro desafio tem sido a forma e as atitudes a serem tomadas para que a energia perdida seja reduzida e, portanto, causando uma diminuição nos gastos das empresas, ou até mesmo, ser utilizada para atender um futuro ponto de consumo.

Por serem inerentes ao sistema, as perdas técnicas não podem ser eliminadas em sua totalidade, assim busca-se sua redução através de ações que financeiramente compense a energia que será “ganha”. Nas redes de média tensão, a ação mais comum para redução de perdas é a instalação de banco de capacitores, pois trata-se de um ação com baixo custo comparada com o recondutoramento de trechos de média tensão. Em Gallego et al. (2001) e Pereira Júnior et al. (2006) são propostos métodos para a alocação ótima de bancos de capacitores visando a melhoria do perfil de tensão e, consequentemente, redução das perdas na média tensão. Em Garcia et al. (2001) é apresentado um estudo de otimização das perdas técnicas nos transformadores de distribuição. Em Corrêa e Méffe (2008) propõe-se um método para determinar o nível ótimo das perdas, considerando indicadores econômicos para a priorização de obras no sistema, para um horizonte de planejamento de 20 anos.

Neste apêndice é apresentado um algoritmo genético convencional que visa a otimização das perdas técnicas dos segmentos que mais contribuem para os elevados índices: *Rede de Média Tensão e Transformador de Distribuição*. As ações propostas para a redução das perdas técnicas com o menor investimento possível são:

- ❖ *Instalação de bancos de capacitores*: Esses equipamentos são adicionados ao circuito para correção do fator de potência, melhoria do perfil de tensão, aumento da capacidade do circuito e redução de perdas;
- ❖ *Recondutoramento de trechos de rede*: A ação de troca de condutores aumenta a capacidade de condução de corrente. Neste trabalho, além de considerar o limite máximo dos condutores, realiza-se também a troca quando o índice de perdas em um específico trecho excederem um valor pré-estabelecido. Este limite de perdas pré-estabelecido refere-se à energia passante no trecho;
- ❖ *Troca de transformadores de distribuição*: Da mesma forma como realizado na troca de condutores, a troca de transformadores é normalmente realizada quando o carregamento ultrapassa a sua capacidade. Além desta consideração, neste trabalho será realizada também a troca de transformadores com elevados índices de perdas;
- ❖ *Reposicionamento de transformadores de distribuição*: Com o crescimento aleatório de carga, e conseqüentemente, o aumento da rede, esta ação é realizada calculando o novo centro de carga da rede e o transformador é realocada para este ponto (ou ponto mais próximo).

A.1 Algoritmo Genético (AG) implementado

Algoritmo Genético é uma técnica baseada na seleção natural, sendo utilizada na ciência da computação para encontrar soluções aproximadas em problemas de otimização e busca. O algoritmo genético é um processo evolutivo que começa com um conjunto de soluções candidatas iniciais, sendo que essas soluções (ou indivíduos) geralmente são criadas aleatoriamente. A evolução é realizada através de gerações, nas quais cada indivíduo é analisado e alguns são selecionados para a próxima geração, e recombinações ou mutações para formar uma nova população. Sendo um problema de minimização, o indivíduo que possuir menor valor de adaptação (função objetivo) representará a melhor solução.

O algoritmo genético implementado neste trabalho tem como objetivo a otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição. O processo de cálculo das perdas técnicas por segmentos (*Rede de Média Tensão* e *Transformador de Distribuição*) pode ser realizado pelos métodos *NTD* e *CODI-MOD*, esta escolha depende das ações que devem ser tomadas.

Para uma análise das redes de baixa tensão, seria necessária a utilização de um método *Bottom-Up*, como a *CODI-MOD*.

❖ **MODELO MATEMÁTICO:**

O problema de otimização de perdas técnicas busca minimizar as perdas com o menor investimento possível, considerando as ações de troca de condutores e transformadores, e a instalação de banco de capacitores. Assim, o problema pode ser descrito da seguinte maneira:

$$\text{Min } fo = C_{MWh} P_D T_h + \sum_{i=1}^{N_{Tcond}} (C_{cond})_i d_i + \sum_{j=1}^{N_{Ttransf}} (C_{transf})_j d_j + \sum_{k=1}^{NB} (C_{bc})_k d_k \quad (\text{A.1})$$

Sujeito à:

$$I^{mt} \in \{I_1^{mt}, I_2^{mt}, \dots, I_n^{mt}\}$$

$$TR \in \{TR_1, TR_2, \dots, TR_n\}$$

$$kVAr \in \{kVAr_1, kVAr_2, \dots, kVAr_n\}$$

$$d_i \in \{0/1\}$$

$$I_j \leq I_{max,j}$$

$$kVA_i \leq TR_{nomi} \quad i = 1, 2, \dots, NB$$

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad i = 1, 2, \dots, NB$$

em que:

- C_{MWh} : Custo das perdas [R\$/MWh];
- P_D : Perdas técnicas de demanda [MW];
- T_h : Tempo [h];
- N_{Tcond} : Número de condutores trocados;
- C_{cond} : Custo do condutor trocado;
- $N_{Ttransf}$: Número de transformadores de distribuição trocados;
- C_{transf} : Custo do transformador trocado;
- NB : Número de barras do alimentador;
- C_{bc} : Custo do banco de capacitor fixo instalado;

d_i	: Representa os condutores e transformadores que devem ser trocados, e banco de capacitores que devem ser instalados (1-trocar e 0-não);
I^{mt}	: Conjunto de condutores disponíveis para serem inseridos na rede;
TR	: Conjunto de transformadores disponíveis para serem inseridos na rede;
$kVar$	: Conjunto de banco de capacitores disponíveis para serem instalados no sistema;
I_j	: Corrente no trecho j [A];
$I_{max j}$	: Corrente máxima admissível no trecho j [A];
TR_{nomi}	: Potência nominal do transformador de distribuição da barra i [kVA];
kVA_i	: Carga instalada no transformador de distribuição da barra i [kVA];
V_i	: Tensão na barra i [kV];
V_{max}	: Limite máximo de tensão [kV];
V_{min}	: Limite mínimo de tensão [kV].

❖ CODIFICAÇÃO:

A codificação do problema é realizada em base decimal, devido a impossibilidade do uso da codificação binária neste tipo de problema. Considerando os conjuntos de transformadores e condutores disponíveis para serem trocados e o conjunto de banco de capacitores a serem instalados, a estrutura do indivíduo é dividida em três partes. A primeira parte do indivíduo corresponde aos transformadores de distribuição, a segunda parte relaciona-se às linhas de distribuição e a última parte corresponde aos capacitores que serão instalados na rede.

❖ SELEÇÃO:

A seleção na ciência da computação imita a seleção natural e sobrevivência do mais apto. Os melhores indivíduos, ou seja, aqueles que possuem melhor função objetivo (menor para minimização e maior para maximização) são selecionados para gerar uma nova população através de recombinação e mutação.

A seleção normalmente segue os seguintes procedimentos: cálculo, aptidão e a seleção propriamente dita. O primeiro passo seria calcular o valor da função objetivo para cada um dos indivíduos da população. O seguinte passo seria a probabilidade que um indivíduo possui de ser escolhido por um processo de seleção. Por fim, os indivíduos aptos são selecionados para reprodução. As técnicas mais comumente utilizadas para seleção são: roda da roleta e seleção por torneio. No primeiro caso uma “roleta” é criada e “girada” obtendo um valor aleatório que se relaciona com um dado indivíduo. Enquanto, na seleção por torneio alguns grupos de indivíduos são gerados aleatoriamente e o melhor de cada grupo é selecionado, levando-se em consideração o seu valor de aptidão. Neste trabalho escolheu-se a seleção por torneio, que é a técnica mais comumente usada.

❖ **RECOMBINAÇÃO:**

A recombinação é realizada de acordo com uma probabilidade pré-determinada. Consiste basicamente no cruzamento de dois indivíduos (pais) que podem gerar um ou mais indivíduos (filhos). Gera-se aleatoriamente uma probabilidade, caso esse valor seja menor do que o valor pré-determinado, realiza-se o cruzamento. Para o problema proposto são selecionados três pontos de recombinação.

❖ **MUTAÇÃO:**

A mutação é um mecanismo que aumenta a diversidade dos indivíduos ou da população. Porém, possui a desvantagem de em alguns casos descaracterizar uma informação que seja boa para o indivíduo. Ela é aplicada com uma dada probabilidade em cada um dos bits do indivíduo. Da mesma forma que na recombinação, na mutação são selecionados três pontos do indivíduo.

❖ **CRITÉRIO DE CONVERGÊNCIA:**

O critério de convergência adotado é um número máximo de gerações pré-determinado.

A.2 Análise do alimentador 2 da subestação SE 3

A análise do algoritmo implementado foi realizada utilizando o alimentador 2 da subestação SE 3. O objetivo é analisar quais os pontos críticos do alimentador para que sejam tomadas decisões imediatas para a redução das perdas técnicas. Porém, qualquer investimento

em relação ao custo das perdas para um mês (conforme calculado neste trabalho) não seria recompensado com a redução das perdas, portanto, considerou-se as perdas para um ano. Com isso tem-se as perdas anual no alimentador 2, multiplicando os valores da Tabela 6.13 por 12 meses.

Durante a recombinação e a mutação deve-se levar em conta algumas considerações:

- *Troca de transformadores*: A troca deve ser realizada considerando a redução das perdas técnicas no equipamento. Transformadores com elevados índices de perdas técnicas ou com sobrecarga são escolhidos para serem trocados;
- *Recondutoramento de trechos de MT*: No caso das linhas de MT deve-se trocar apenas para linhas com capacidade térmica maior que a anterior, pois além de diminuir sobrecarga, reduz os índices de perdas;
- *Instalação de banco de capacitores*: A principal restrição para a instalação de banco de capacitores é o fator de potência do sistema.

Caso estas considerações não sejam atendidas pelos indivíduos, estes sofrerão penalizações e conseqüentemente, interferirá de forma negativa em sua descendência.

O alimentador possui 103 transformadores de distribuição (sendo 5 particulares), com uma potência instalada de 11.120 kVA. As perdas totais do alimentador, determinadas pelo método *CODI-MOD* são: 1.310,16 MWh/ano. O AG visa ações para redução das perdas nas redes MT e nos transformadores de distribuição. Nestes segmentos as perdas correspondem a 72,12% das perdas totais do alimentador, conforme Tabela 6.13.

O custo das perdas adotado foi de 0,095 R\$/kWh (0,049 US\$/kWh) e de banco de capacitores fixos foi de R\$ 3.034,20 por 300 kVAr (US\$ 2.081 por 300 kVAr), de acordo com Gallego et al. (2001). Para os transformadores os valores adotados para 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA e 75 kVA são respectivamente, R\$ 1.853,23; R\$ 3.789,40; R\$ 6.047,55 e R\$ 7.867,02.

Inicialmente, identificou-se os trechos e transformadores com elevados índices de perdas técnicas. Na Tabela A.1 são apresentados os resultados obtidos pelo algoritmo genético. As taxas de recombinação e mutação adotadas foram 0,70 e 0,05, respectivamente. Considerou-se uma população inicial de 200 indivíduos e 500 gerações.

Tabela A.1: Configurações: Inicial e Incumbente.

CONFIGURAÇÃO	PERDAS	CUSTOS	
		PERDAS	INVESTIMENTO
	(MWh/ano)	R\$	R\$
Inicial	1.310,19	124.468,05	-
Incumbente	1.131,94	107.534,30	141.709,26

Nota-se um investimento acima da economia obtida com a redução das perdas (R\$ 16.933,75). Isto deve-se principalmente ao alto custo de recondutoramento de rede de média tensão. Da configuração inicial do sistema para a solução incumbente houve a troca de um trecho de rede de 2,6 km, com o custo da troca em 44.000,00 R\$/km, portanto, somente o custo deste recondutoramento ficou em R\$ 114.000,00. Os demais investimentos foram: instalação de 3 bancos de capacitores (um de 100 kVAr e dois de 200 kVAr) com custo total de R\$ 4.045,60, e troca de 6 transformadores com custo total de R\$ 23.263,66.

Esses resultados mostram que não é possível a atuação para redução de perdas, considerando troca de condutores e transformadores, e instalação de capacitores para um período de um ano. Essas ações em conjunto devem ser consideradas em horizontes de planejamentos maiores que um ano. Porém, quando se considera apenas a instalação de banco de capacitores, a redução das perdas pode compensar rapidamente o investimento. Para os mesmos bancos de capacitores, instalados nos mesmos pontos da configuração incumbente obtida, houve uma redução de 77,50 MWh/ano, o que corresponde a R\$ 7.362,5 em perdas. Sendo o investimento de R\$ 4.045,60.

Conclui-se, portanto, que a ação imediata com melhor custo/benefício para redução das perdas é a instalação de banco de capacitores na rede de média tensão. O algoritmo mostrou-se eficiente para localizar a melhor configuração para o sistema, considerando ações em conjunto. Entretanto, melhorias podem ser aplicadas ao algoritmo implementado de modo a buscar melhores soluções para o sistema.

Os elevados valores das ações realizadas para a redução das perdas técnicas, principalmente, em relação à troca de transformadores e recondutoramento de trechos de MT, não permitem uma ação imediata de otimização das perdas técnicas. Com isso, recomenda-se uma análise de planejamento do sistema a médio e longo prazo para que os investimentos sejam compensados pelo montante de perdas eliminadas do sistema.