

**XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**METODOLOGIA AGREGADA PARA AVALIAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS  
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

KLEBER HASHIMOTO  
MARCOS ROBERTO GOVÊA

CSPE – COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA

IGOR RAFAELIEVICH PÈREZ MALIUK  
CARLOS MÁRCIO VIEIRA TAHAN

EPUSP – ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Palavras chave: cálculo agregado, perdas de energia

**Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000**

## 1. INTRODUÇÃO

No âmbito das recentes mudanças no setor elétrico brasileiro e de outros países, onde as concessionárias de serviço público de energia passaram das mãos do Estado para a iniciativa privada, o conhecimento das características operativas dos sistemas elétricos vem se revestindo de interesse crescente, tanto para as concessionárias de energia elétrica como para os órgãos reguladores e fiscalizadores desse serviço público. Para as concessionárias que, devido ao modelo de gestão onde se enfatiza a produtividade e o lucro, importa melhorar o desempenho do sistema elétrico, em particular, o nível de perdas. Para os órgãos reguladores e fiscalizadores que, por sua vez, interessa estimular o incremento da qualidade do produto e serviço de fornecimento de energia elétrica. Aliado ao desafio em se perseguir uma situação ótima, do ponto de vista técnico-operacional, o valor das perdas de energia se apresenta como um fator de importância no equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de energia elétrica uma vez que interfere também no cálculo das tarifas de fornecimento.

A dificuldade na avaliação das perdas técnicas nos sistemas de distribuição, através das técnicas convencionais de cálculo, reside fundamentalmente no grande esforço no levantamento, cadastro, atualização e processamento de dados, devido à grande quantidade de elementos que constituem o sistema. A compilação atualizada destes dados pressupõe o dispêndio de recursos computacionais que é tanto maior quanto maior for o sistema (maior quantidade de informações) e quanto maior for o detalhamento metodológico (maior esforço de processamento). Ademais, as concessionárias nem sempre dispõem de bases cadastrais suficientemente desenvolvidas capazes de disponibilizar os dados necessários para a avaliação das perdas técnicas a partir das características elétricas detalhadas (necessárias nos cálculos convencionais) dos diferentes segmentos que formam o sistema de distribuição.

Assim, torna-se necessário criar modelos simplificados que possibilitem a avaliação das perdas minimizando essas dificuldades inerentes ao tratamento de grande massa de dados iniciais. Além disso, para os órgãos reguladores e fiscalizadores que monitoram os níveis de perdas, há interesse em métodos que utilizem uma quantidade restrita de dados, pela facilidade de auditoria, controle e análise. Neste caso, para avaliar as perdas são requeridos modelos que garantam uma precisão adequada e que sejam suficientemente práticos para se obter resultados com o mínimo possível de dados a serem solicitados e, obviamente, viáveis de serem obtidos, considerando as condições usuais que as concessionárias se encontram.

Assim sendo, o objetivo deste trabalho é propor uma metodologia agregada para a avaliação das perdas técnicas em redes de distribuição, com base em métodos estatísticos e complementados com métodos determinísticos simplificados, levando em conta o compromisso entre precisão nos resultados e quantidade de dados necessários ([1] e [2]).

## 2. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO AGREGADA

Em Soares [3] há um resumo da metodologia prática mais abrangente no âmbito dos sistemas de distribuição brasileiros, dirigido à avaliação agregada das perdas técnicas. Neste trabalho também consta um relato detalhado de esforços realizados nesta área a partir de 1981 quando, segundo o autor, foi desenvolvido o primeiro estudo específico de perdas técnicas em redes de distribuição. De acordo com o autor, nos anos seguintes, diversas empresas se lançaram, com maior ou menor rigor, ao cálculo de suas perdas técnicas a partir de medições, de sistemas computacionais e de gerenciamento de redes disponíveis. Assinala-se nesta publicação que, de uma forma geral, os indicadores de perdas cresceram ao longo das últimas décadas e, atualmente, grande parte dos sistemas de distribuição brasileiros apresentam perdas expressivas como resultado do nível reduzido de investimentos em melhorias, devido à falta de recursos financeiros que afligiu o setor elétrico no período. Amêndola [4] também faz um relato de uma metodologia para o cálculo das perdas técnicas e comerciais em sistemas de distribuição utilizando métodos e algoritmos muito similares à exposta em Soares [3].

Na metodologia aqui proposta, o sistema de distribuição estudado deve ser dividido em subsistemas, de modo a garantir que haja consistência entre os dados de potência e energia supridas (medidas nas subestações) e fornecidas (energia medida entregue aos consumidores). Os subsistemas serão compostos pelos seguintes segmentos: Medidores, Ramais de ligação, Rede secundária, Transformadores de distribuição, Rede primária, Transformadores de subestações e "Outros".

Cada subsistema estará representado por um conjunto de dados formados por: Dados gerais de subsistema e Dados por segmento. Esses dados são de duas naturezas, conforme sejam classificatórios ou não:

- atributos: são aqueles que vão ser utilizados para formar grupos com características similares dentro de cada segmento;
- descritores: são todos os dados referentes a determinado segmento que serão necessários para a aplicação dos modelos.

Todos os atributos são também descritores. Deve existir tantos grupos quantas forem as combinações dos valores dos atributos. Cada grupo terá um elemento representante, identificado por uma combinação de atributos e, cujos valores dos demais descritores são calculados a partir dos valores dos correspondentes descritores pertencentes ao grupo que representa.

As perdas são calculadas para o elemento representante do grupo, e a partir daí obtém-se as perdas do grupo multiplicando as perdas do representante pelo número de elementos do grupo.

A identificação prévia da participação das perdas de cada segmento do sistema no cômputo total das perdas técnicas se presta como orientação para determinar o nível de detalhamento adequado da modelagem a ser adotada. Quanto maior a participação do segmento nas perdas, maior a necessidade em adotar uma boa precisão da estimativa o que, em geral, significa aumentar o nível de detalhamento do modelo e dos dados. A partir de publicações anteriores, particularmente [5] e [6], pôde-se identificar as expectativas de perdas nos principais segmentos onde ocorrem, cujas modelagens são abordadas nos itens que seguem.

### 3. MODELAGEM DOS SEGMENTOS

#### 3.1 Transformadores

As perdas de potência dos transformadores estão constituídas por perdas no ferro, que dependem da tensão e frequência, sendo praticamente constantes, e as perdas no cobre, que dependem da carga do transformador. Os transformadores são agrupados segundo duas variáveis, denominados de atributos (variáveis de classificatórias): potência e tensão nominal. A perda máxima, ou seja, no horário de ponta para um transformador, será calculada como:

$$\Delta P_{T_t} = \sum_{i=1}^{ng} \Delta P_{Fe_i} \times N_{t_i} + \overline{f_u}^2 \sum_{i=1}^{ng} \Delta P_{Cu_i} \times N_{t_i} \quad (1)$$

onde,

$\Delta P_{Fe_i}$  : perdas no ferro do grupo i;

$\Delta P_{Cu_i}$  : perdas no cobre do grupo i;

$N_{t_i}$  : número de transformadores do grupo i;

$\overline{f_u}$  : fator de utilização médio (=  $P_{max} / \Sigma P_{inst}$ );

ng : número de grupos deste subsistema.

A priori, o fator de utilização utilizado para cada grupo i deveria ser o valor médio quadrático, que é obtido a partir dos fatores de utilização individuais. Na formulação acima foi proposta a utilização do fator de utilização médio. Dependendo da configuração de carregamento dos transformadores da empresa o erro estimado na utilização do valor médio pode ser até 13,8% (caso crítico onde metade dos transformadores tem  $f_u = 0,6$  e outra metade tem  $f_u = 1,4$ ). Nos casos reais, estima-se que este erro deva cair para valores menores que 3%.

Obviamente existem maneiras mais precisas para avaliação do fator de utilização:

- a partir de medições (sistema de gerenciamento, remotas, etc.);
- a partir de algoritmos de avaliação de carregamento (função kVAS, redes neurais, lógica fuzzy, etc.);
- a partir do levantamento de curvas típicas dos consumidores.

### 3.2 Alimentadores Primários

Primeiramente, os alimentadores são caracterizados segundo os alguns atributos: a) tensão nominal; b) resistência do condutor tronco  $R_t$ ; c) resistência do condutor ramal  $R_r$ ; d) densidade de carga; e) número de transformadores; f) área de ação; g) fator de potência. Uma vez caracterizados todos os alimentadores reais do sistema em estudo, eles são agrupados (através do método de Cluster [7] e [8]) formando as Famílias de Redes que apresentam características semelhantes.

A partir de cada família de redes agrupadas, segundo suas características semelhantes, são extraídas redes representantes, caracterizadas segundo alguns descritores, calculados pela média aritmética dos componentes da família ([9], [10] e [11]). Desta maneira, todas as redes reais são representadas apenas por algumas redes hipotéticas representantes, conforme ilustrado na Figura 1. Assim, a avaliação das perdas é efetuada sobre um universo bem menor que o conjunto inicial, ou seja, o conjunto das redes reais.

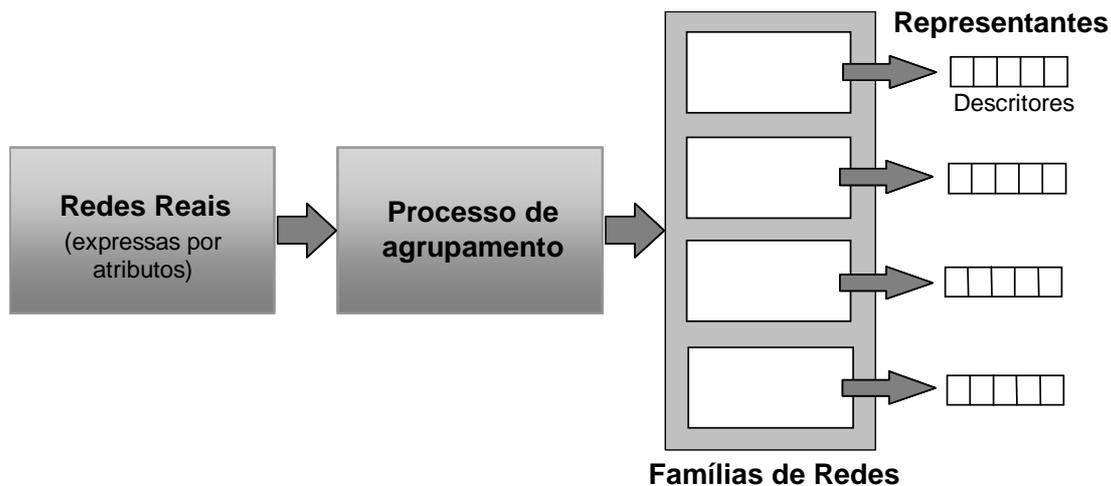
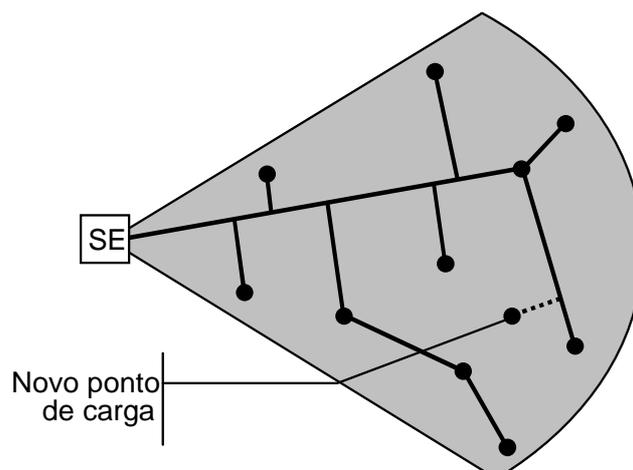


Figura 1 - Agrupamento dos alimentadores.

O modelo adotado neste trabalho baseia-se na metodologia proposta em Messenger ([9], [10] e [11]) e, no Brasil, em Gouvêa [7] e Valente [8]. A geração de alimentadores, identificada como um modelo de redes arborescentes, é descrito sucintamente a seguir e ilustrado na Figura 2:

- a área de influência de um alimentador é identificada por um setor circular, definida por um ângulo de atuação e uma área de atendimento;
- os pontos de carga (com cargas iguais) são gerados dentro deste setor, de forma aleatória, sendo condicionado por eventuais restrições urbanas e por uma lei que determina a densidade esperada ao longo do raio do setor. O primeiro ponto sorteado é conectado diretamente ao vértice do setor, que representa a subestação;
- o atendimento do novo ponto de carga é realizado através da extensão da rede, correspondente a um segmento do novo ponto de carga até a rede existente, pela menor distância,



condicionada a eventuais restrições urbanas (arruamento).

Figura 2 - Modelo do alimentador primário em regiões não urbanizadas: setor elementar.

As simulações citadas acima devem ser repetidas para diversas combinações dos atributos, de forma a procurar representar o universo real das redes em estudo. Assim, é necessário definir faixas de variação dos atributos que caracterizam os alimentadores, que são simulados fazendo-se uma combinação de todos os valores de cada atributo, até serem obtidos valores de probabilidade e erro pré-estabelecidos.

Como resultado das simulações obtém-se uma série de conjuntos de valores de perdas para cada combinação de atributos, tantos quantos forem o número de simulações efetuadas para alcançar o erro mínimo definido pelo operador.

Como conseqüência, as perdas do alimentador no modelo arborescente podem ser expressas através de uma função, resultado de uma correlação estatística (método dos mínimos quadrados) entre as perdas calculadas e o conjunto de atributos pré-definidos:

Como resultado, a perda de potência total é dada pela seguinte Expressão:

$$\Delta P_{TA} = \sum_{i=1}^{ng} \frac{N_{ai} L_{Ti} P_{maxi}^2}{M_{Pi}} \quad (2)$$

onde,

- $N_{ai}$  : número de alimentadores do grupo  $i$ ;
- $L_{Ti}$  : comprimento total (tronco + ramais) do alimentador representante do grupo  $i$ ;
- $P_{maxi}$  : potência máxima do alimentador representante do grupo  $i$ , obtido como a média quadrática da potência máxima dos alimentadores reais deste grupo;
- $M_{Pi}$  : momento de perdas dos alimentadores do grupo  $i$  calculado em função de parâmetros técnicos operacionais e topológicos da rede (conforme referências [5] e [6]);
- $ng$  : número de grupos deste subsistema, neste caso, correspondente ao número de redes representantes.

A Expressão 2 pode ser utilizada tanto para o cálculo das perdas de um alimentador individual como para um conjunto de alimentadores. No cálculo agregado propõe-se a utilização da mesma pelas redes representantes segundo a metodologia de agrupamento, diminuindo bastante o número de registros a serem processados e simplificando o cálculo.

### 3.3 Capacitores

A avaliação das perdas de potência em capacitores fixos e controláveis é função da potência instalada, do tempo de operação dos capacitores chaveáveis e ainda das perdas específicas por kVAr instalado que são determinadas fundamentalmente pelo tipo de material isolante (filme ou papel). Valores típicos dessas perdas são 0,25 W/kVAr para isolamento em filme e 2 a 3 W/kVAr para isolamento em papel. Por se tratar de um item não relevante no cômputo total das perdas, as simplificações do equacionamento abaixo são toleráveis.

$$\Delta P_{cap} = \Delta p_{cap} \times \Sigma (Q_n \times T_c) \quad (3)$$

onde,

- $\Delta p_{cap}$  : perdas específicas em W/kVAr;
- $Q_n$  : capacidade nominal instalada dos capacitores;
- $T_c$  : tempo de conexão.

### 3.4 Circuitos Secundários

Como no caso dos alimentadores primários o cálculo das perdas secundárias exige uma grande quantidade de dados, podendo atingir dezenas de milhares de trechos de rede. A inviabilidade prática, no âmbito e objetivos desta pesquisa, de avaliar as perdas através de métodos convencionais, em que a rede é representada detalhadamente, remetem ao estudo de modelos agregados.

Os fundamentos do modelo adotado estão nos trabalhos de Kagan [12] e Antunes [13], sobre planejamento de redes secundárias. Nestes trabalhos, foram analisadas cinco configurações topológicas dentro de uma área elementar. As tipologias analisadas são mostradas na Figura 3.

As perdas globais da rede secundária variam quadraticamente com a densidade da carga:

$$\Delta P_{\text{tot}} = C_{\text{per}} \delta^2 \quad (4)$$

onde,

$C_{\text{per}}$  : coeficiente de perdas da área elementar;  
 $\delta$  : densidade de carga (kVA/m).

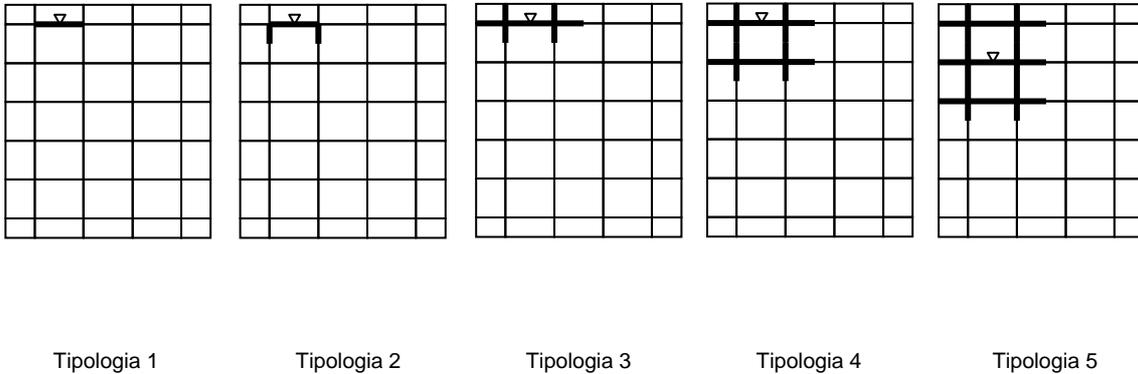


Figura 3 - Área elementar com cada cinco tipologias de circuitos secundários.

Define-se  $c_{\text{per}}$  como as perdas que ocorrem num circuito isolado de tipologia  $T_i$  e com densidade de carga 1kVA/m e resistência dos condutores 1ohm/km. Ou seja, a diferença entre  $C_{\text{per}}$  e  $c_{\text{per}}$  é que o primeiro representa as perdas de uma área elementar e o segundo as perdas de um circuito isolado.

Desta maneira, obteve-se a curva para o  $c_{\text{per}}$  para o caso de redes trifásicas e monofásicas, balanceadas e simétricas para sete tipologias de circuitos secundários e valores de comprimento de quadra de 40, 60, 80 e 100 m. Os pontos obtidos do coeficiente de perdas para todas as tipologias e as expressões ajustadas em função do comprimento dos circuitos são mostrados na Figura 4.

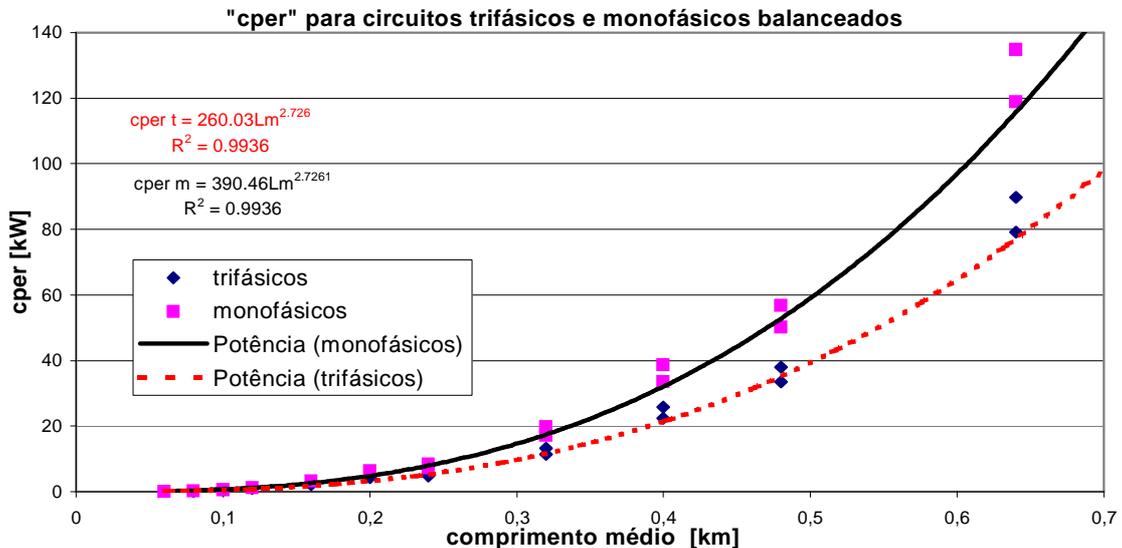


Figura 4 - Expressões ajustadas para  $c_{\text{pe}}$  em função do comprimento dos circuitos secundários.

Portanto, para circuitos trifásicos:

$$\Delta P_{\text{tot}} = 260,03 L_t \delta^2 R N_s \quad (5)$$

onde,

$L_t$  : comprimento total do circuito secundário;  
 $\delta$  : densidade de carga (kVA/m);  
 $R$  : resistência do condutor;  
 $N_s$  : número total de circuitos secundários.

Até agora, tratou-se de circuitos trifásicos e monofásicos, balanceados e simétricos com respeito à posição do transformador. Na prática, estas características nem sempre são factíveis, o que obriga a levar

em conta as possíveis assimetrias e desbalanços das redes reais na obtenção de  $c_{per}$ . Deste modo, define-se desbalanço entre fases como:

$$D = [(I_{max} / I_{med}) - 1] * 100 \quad (6)$$

onde,

D : desbalanço (%);

$I_{max}$  : carregamento da fase mais carregada (A);

$I_{med}$  : carregamento médio (A)

$I_{med} = (I_a + I_b + I_c)/3$ , para circuitos trifásicos

$I_{med} = (I_a + I_b)/2$ , para circuitos monofásicos

As curvas do coeficiente de perdas e as expressões ajustadas para seu cálculo em função do comprimento dos circuitos, para desbalanços de 0%, 7,5%, 15% e 30% dos circuitos trifásicos, são mostrados na Figura 5 a seguir.

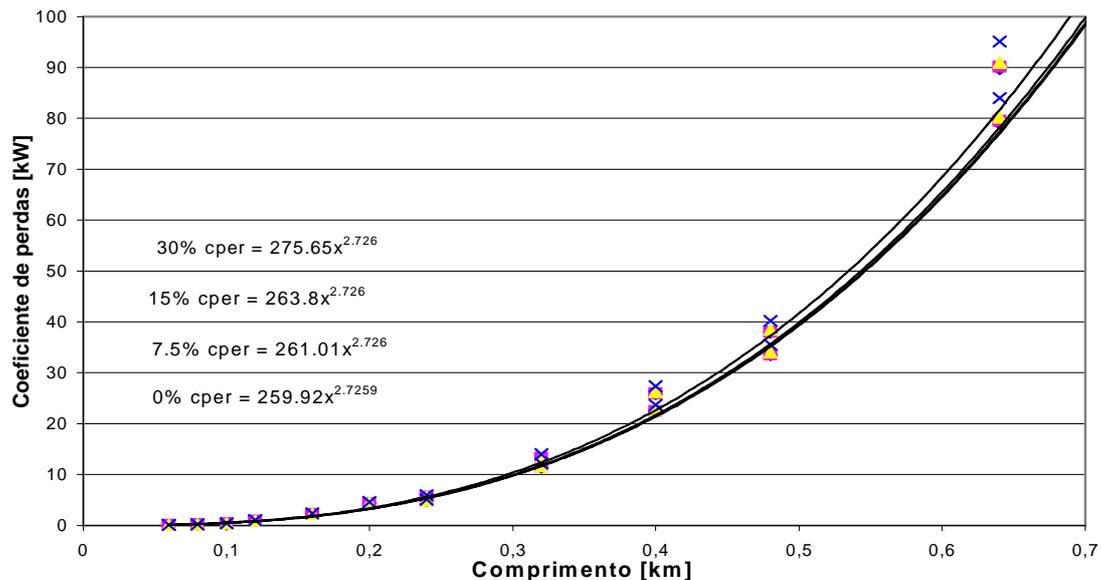


Figura 5 - Expressões ajustadas para  $c_{pe}$  em função do comprimento dos circuitos secundários para circuitos trifásicos, simétricos e com desbalanços de 7.5%, 15%, e 30%.

As considerações anteriores valem para circuitos secundários simétricos, ou seja, o comprimento total dos ramais em ambos os lados do transformador é o mesmo. Para avaliar a influência da assimetria do circuito define-se:

$$A = [(I_{max} / I_{med}) - 1] * 100 \quad (7)$$

onde,

A : assimetria (%);

$I_{max}$  : carregamento da derivação mais carregada;

$I_{med}$  : carregamento médio das duas derivações do circuito

$I_{med} = (I_1 + I_2)/2$ , para circuitos trifásicos e monofásicos

Foram obtidas as curvas do coeficiente de perdas para circuitos balanceados com assimetrias A iguais a 0%, 7,5%, 15% e 30%, apresentadas na Figura 6.

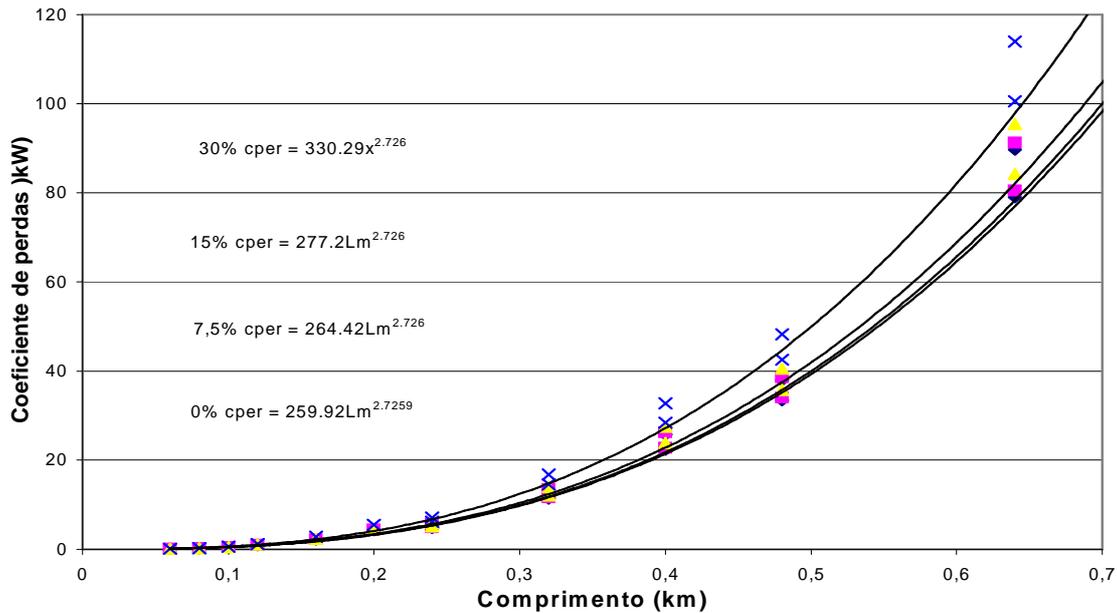


Figura 6 - Curvas e expressões de cper para redes com 7.5%, 15 % e 30% de assimetria.

Pode-se observar que o coeficiente de perdas, no caso dos circuitos desbalanceados e assimétricos com respeito aos balanceados (e, portanto, as perdas em cada circuito) apresenta um pequeno aumento, por outro lado, o expoente da função mantém-se praticamente constante. Assim, pode-se escrever a expressão de  $c_{per}$  como:

$$c_{per} = k L_t^{2,726} \quad (8)$$

Onde  $k$  vai ser uma função do grau de desbalanço  $D$  e assimetria  $A$ , que pode ser obtido como:

$$k = 0,0087 D^2 + 0,08 D + 0,0736 A^2 + 0,048 A + 259,92 \quad (9)$$

Nas Tabelas 1 e 2 são apresentadas comparações entre a influência do desbalanço e assimetria no valor das perdas.

Tabela 1 - Influência na avaliação das perdas devido ao desbalanço.

Desbalanço	Influência
7,5 %	0,4 %
15 %	1,2 %
30 %	6,1 %

Tabela 2 - Influência na avaliação das perdas devido à assimetria.

Assimetria	Influência
7,5 %	1,7 %
15 %	6,7 %
30 %	27,1 %

Da mesma forma, a expressão para o cálculo do coeficiente de perdas  $c_{per}$  de circuitos secundários monofásicos, para os quais é válida a mesma expressão de  $c_{per}$ , o valor de  $k$  é calculado como:

$$k = 0,0124 D^2 + 0,375 D + 0,0823 A^2 + 0,49 A + 390,46 \quad (10)$$

Os valores de  $c_{per}$  foram obtidos para tensão de fase  $V_B = 220$  V, portanto, para o cálculo das perdas em alimentadores secundários com tensões diferentes da tensão de base, a expressão final seria:

$$\Delta P_{tas} = c_{per} \delta^2 R N_s (V_B / V)^2 \quad (11)$$

### 3.5 Ramais de Ligação

Considerando a dificuldade em levantar os dados atualizados e detalhados o suficiente para uma avaliação precisa e, devido à participação relativamente pequena (da ordem de 1 a 4 %) das perdas deste segmento no valor total das perdas na distribuição, o algoritmo para a sua avaliação pode ser simplificado. Assim, pode-se calcular as perdas nos ramais de ligação considerando a resistência média das fases dos ramais e a corrente média que por elas circulam. Para o cálculo das correntes ou cargas médias dos ramais de ligação alguns autores dos trabalhos consultados propõem uma consideração diferenciada das cargas dos

consumidores monofásicos bifásicos e trifásicos. No trabalho [3] propõe-se, por exemplo, considerar a carga dos consumidores bifásicos o dobro dos consumidores monofásicos e a carga dos consumidores trifásicos o triplo dos consumidores monofásicos. Com essas considerações e adicionando um coeficiente de ajuste na avaliação da potência máxima do conjunto de consumidores, as perdas nos ramais podem ser determinadas como:

$$\Delta P_r = f_{aj} \frac{1000 R P_r^2}{V_{fn}^2 \cos^2 \varphi} \frac{2N_1 + 3(N_2 + N_3)}{(N_1 + 2N_2 + 3N_3)^2} \quad (12)$$

onde,

- $P_r$  : potência máxima solicitada pelos ramais de ligação (kW);
- $R$  : resistência média da fase dos ramais de ligação;
- $\cos \varphi$  : fator de potência dos consumidores da área envolvida;
- $V_{fn}$  : tensão fase neutro nominal secundária;
- $N_1, N_2, N_3$  : número de consumidores monofásicos, bifásicos, trifásicos;
- $f_{aj}$  : fator de ajuste visa corrigir a utilização do valor médio ao invés do valor médio quadrático, através da consideração da distribuição de potência dos consumidores.

### 3.6 Medidores

A perda de medidores é basicamente definida pela potência absorvida por suas bobinas, mantendo-se aproximadamente constante em valores na faixa de 1,2 e 1,5 W, para os medidores convencionais. Portanto, conhecendo a quantidade de medidores existentes de cada tipo (monofásico, bifásico, trifásico) podem-se estabelecer as perdas de potência. Por outro lado, a perspectiva na utilização em larga escala de medidores eletrônicos, de perdas bem menores, nos coloca em um novo cenário para avaliação das perdas neste segmento.

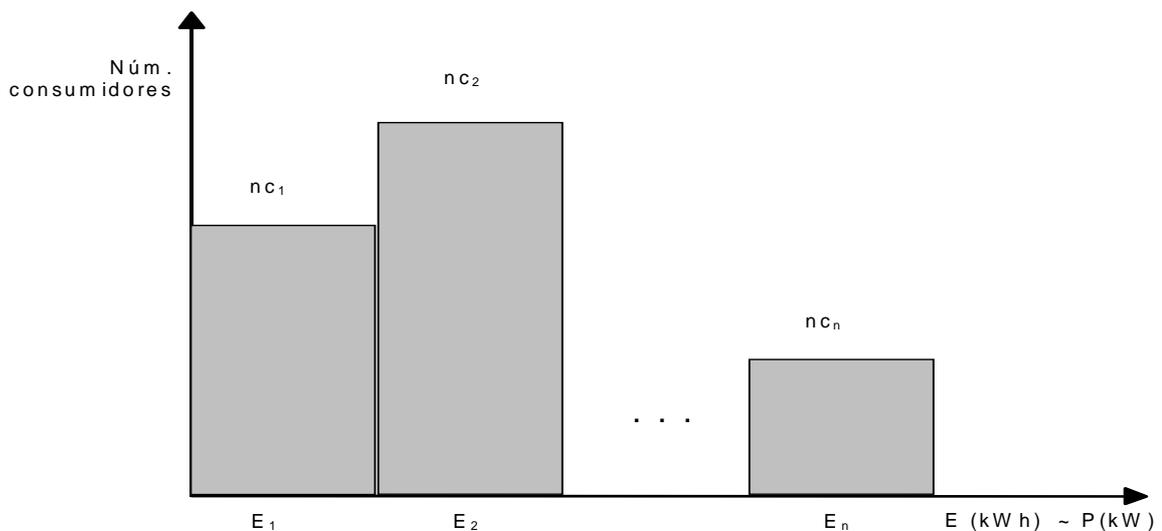


Figura 7 - Histograma dos consumidores para avaliação do fator de ajuste  $f_{aj}$ .

### 3.7 Perdas Diversas

Entre perdas diversas pode-se mencionar: a) perdas por fenômenos transitórios; b) perdas por efeito corona; c) perdas por corrente de fuga no isolamento dos equipamentos; d) perdas nos contatos; e) perdas provocadas pela existência de árvores em contato com as redes.

A avaliação destes tipos de perdas é, em vários casos, sensível a variáveis como tensão, materiais dos elementos isoladores, qualidade da manutenção, características de projeto dos equipamentos, grau de utilização dos componentes do sistema, grau de poluição, tipos de poluentes presentes na atmosfera e umidade do ar. Nesta metodologia, as perdas diversas serão avaliadas simplesmente a partir de uma porcentagem das perdas calculadas anteriormente, na faixa de 4 a 7%.

## 4. INFLUÊNCIA DO PERFIL DE CARGA

### 4.1 Fator de Perdas

Nesta metodologia, o fator de perdas é utilizado para calcular as perdas de energia a partir das perdas de demanda no horário de ponta. A ausência de um conhecimento completo das curvas de cargas e de perdas, leva a considerar curvas de cargas típicas (segundo referências [15], [16] e [17]), a partir das quais, pode-se calcular o fator de carga e o fator de perdas diretamente. Adicionalmente, na literatura consultada, levantou-se uma expressão amplamente utilizada para correlação entre fator de carga  $f_c$  e fator de perdas  $f_p$ :

$$f_p = k f_c + (1-k) f_c^2 \quad (13)$$

A título de ilustração, a partir de um conjunto de 6485 curvas de carga de consumidores residenciais e 3196 curvas de carga de transformadores de distribuição, levantadas para as três empresas distribuidoras do Estado de São Paulo da época (referências [15] e [16]), foram avaliados os valores do coeficiente  $k$  para cada segmento, resultando nos valores constantes da Tabela 3.

Segmento	Coef. k	Valor adotado
Subestação	$k_{SE}$	0,15
Alimentador	$k_{Al}$	0,16
Transformador de distribuição	$k_{td}$	0,18
Rede secundária	$k_{Sc}$	0,22
Ramal de ligação	$k_r$	0,28

Tabela 3 - Coeficiente k.

### 4.2 Fator de Carga

A partir das seguintes hipóteses:

- as potências máximas individuais  $P_{maxJ}$  dos elementos a jusante são iguais entre si; e,
- os fatores de carga individuais  $f_{cJ}$  dos elementos a jusante são iguais entre si;

Demonstra-se que:

$$f_{cJ} = f_{cM} \times f_{coin} \quad (14)$$

A Expressão 16, que correlaciona o fator de carga a montante a partir do fator de carga a jusante através de um fator de coincidência, simplifica o tratamento das curvas de carga entre os diversos segmentos do subsistema.

Os fatores de carga dos subsistemas são avaliados a partir da demanda máxima e da energia fornecida pelo subsistema E, durante o período de tempo T, enquanto que, para cada segmento, o fator de carga é calculado a partir do fator de coincidência.

### 4.3 Fator de Coincidência

A partir das curvas de carga citadas no item 4.1 e dos

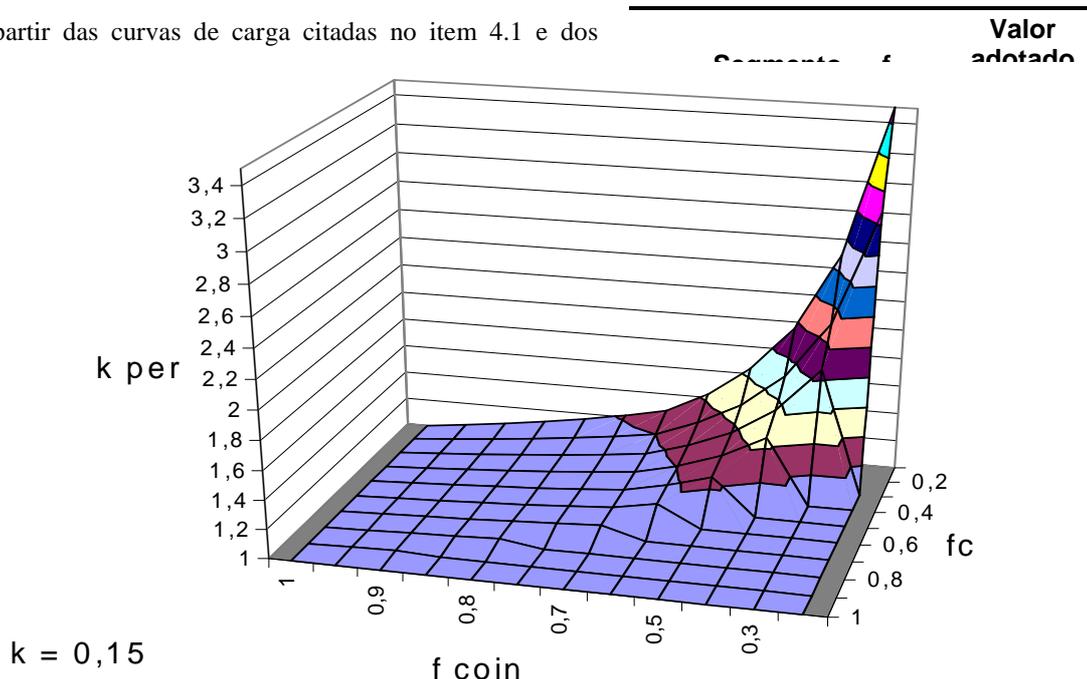


Figura 8 - Curva do fator de ajuste em função do fator de coincidência e a fator de carga.

modelos adotados para cada segmento, foram levantados os valores constantes na Tabela 4. A combinação dos valores de fator de coincidência e fator de carga pode trazer erro na avaliação das perdas, tanto menor quanto maior for  $f_{\text{coin}}$  e  $f_c$ . Assim, foi levantado o gráfico constante da Figura 8, referente ao erro para  $f_{\text{coin}}$  e  $f_c$  unitários. Para o caso de transformadores residenciais, onde  $k=0,18$ ,  $f_{\text{coin}}=0,78$  e  $f_c=0,41$  tem-se um erro de apenas 6%.

## 5. APLICAÇÃO

A metodologia proposta está em fase experimental, onde um programa computacional está sendo desenvolvido ([1] e [2]).

### 5.1 Levantamento dos Dados

O sistema em estudo deverá ser composto por três grandes grupos de dados (Figura 9):

- Dados gerais do subsistema: globais do subsistema como um todo;
- Dados gerais do segmento: globais do segmento, aplicados igualmente a todos os subsistemas;
- Dados do grupo: específicos de cada grupo, para cada segmento.

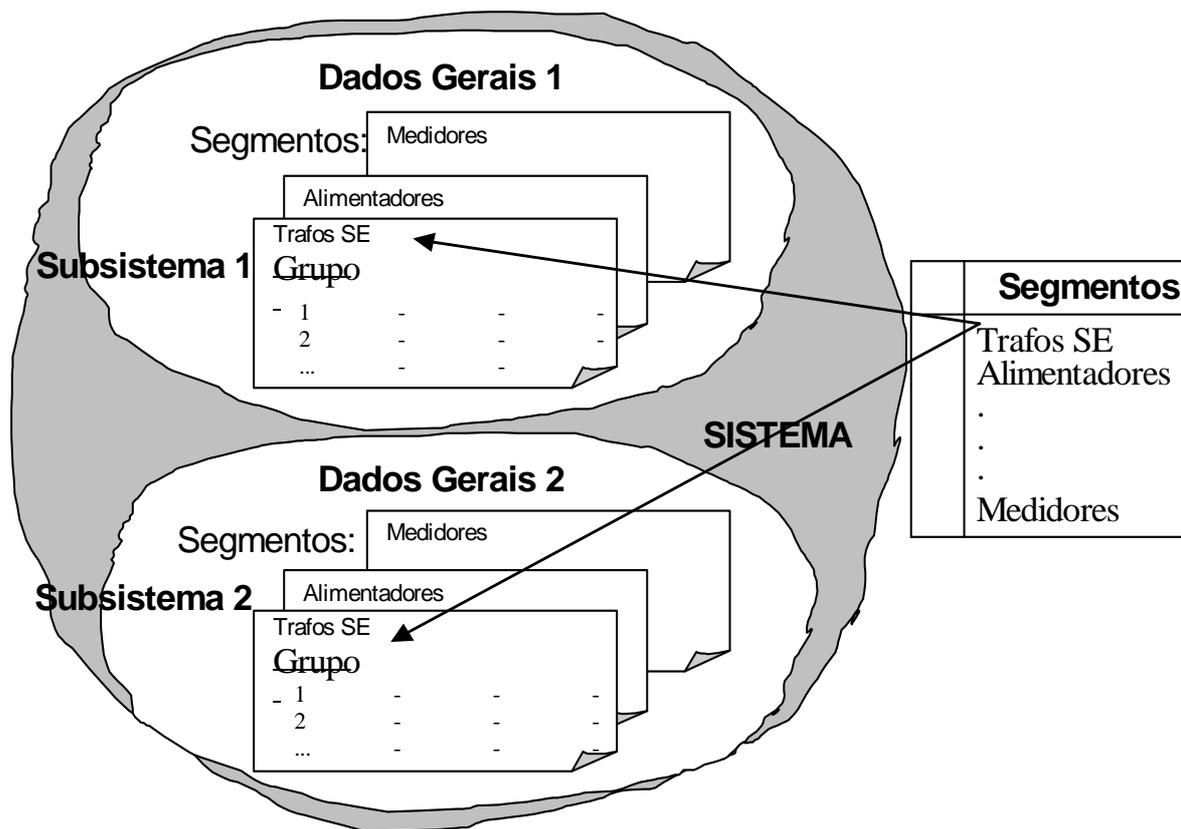


Figura 9 – Visão esquemática da organização dos dados.

### 5.2 Subsistemas

O sistema em estudo deverá ser dividido em subsistemas (regionais, cidades, outros) de subestações de distribuição, onde a soma de todos os subsistemas tem que representar o sistema estudado na sua totalidade e que cada subsistema apresente redes com perfis semelhantes. Deverá ser fornecido o valor da

energia suprida a cada subsistema e o seu respectivo consumo em BT e MT. Assim, nesta divisão, é importante garantir que a energia fornecida a cada subsistema seja tão somente para alimentar as cargas computadas nos consumos BT e MT deste mesmo subsistema.

### 5.3 Matriz de Dados

Para uma visão geral de todos os dados necessários para esta metodologia agregada, são apresentadas a seguir as matrizes de dados necessárias, a partir das quais é evidenciada a quantidade limitada de dados necessários na metodologia proposta:

Dados Gerais para cada subsistema:

$P_{max}$	E	T	$\cos \varphi_s$	$\cos \varphi_r$	$E_{MT}$	$E_{BT}$	$S_{te}$	$\cos \varphi_{te}$	$P_d\%$	$f_{uSE}$	$f_{utd}$
-----------	---	---	------------------	------------------	----------	----------	----------	---------------------	---------	-----------	-----------

Dados Gerais dos segmentos:

$k_{SE}$	$k_{Al}$	$k_{td}$	$k_{Sc}$	$k_r$	$f_{coinSE}$	$f_{coinAl}$	$f_{coin td}$	$f_{coinSc}$	$f_{aj}$
----------	----------	----------	----------	-------	--------------	--------------	---------------	--------------	----------

Dados dos grupos para cada subsistema:

<b>Subestações</b>	$S_{nom}$	$V_{nom}$	$N_t$	$\Delta P_{Cu}$	$\Delta P_{Fe}$					
<b>Alimentadores</b>	$V_{nom}$	$R_t$	$R_r$	$\sigma$	$N_a$	C%	$L_T$	$\cos \varphi$	$\theta$	$N_p$
<b>Trafos Distrib.</b>	$S_{nom}$	$V_{nom}$	$N_t$	$\Delta P_{Cu}$	$\Delta P_{Fe}$					
<b>Circs.Secundários</b>	Tipo	$V_{nom}$	L	$S_{nomT}$	R	C%	$N_{Sc}$	D%	A%	
<b>Ramais</b>	$N_1$	$N_2$	$N_3$	$V_{fn}$	$R_m$	$L_m$				
<b>Medidores</b>	$N_1$	$N_2$	$N_3$							
<b>Capacitores</b>	$C_{fp}$	$C_{ff}$	$C_{cp}$	$C_{cf}$	$T_{cp}$	$T_{cf}$				

Obs.: os dados em destaque são referentes aos atributos.

### 5.4 Procedimento de Cálculo

A avaliação das perdas técnicas proposta nesta metodologia é efetuada na seguinte ordem, para cada subsistema: a) Subestações de distribuição; b) Alimentadores primários; c) Capacitores; d) Transformadores de distribuição; e) Circuitos secundários; f) Ramais de ligação; g) Medidores.

A potência total de entrada do subsistema é fornecida a partir dos Dados Gerais do Subsistema. Deste montante total de potência passante é avaliado o total de perdas deste subsistema. Para o cômputo da potência injetada no próximo segmento (alimentadores primários) são descontadas as perdas a montante (transformadores das subestações), e assim por diante. No caso dos alimentadores primários, é necessário descontar as perdas dos capacitores e dos consumidores em média tensão. Também, a potência injetada para o segmento Circuitos Secundários, deve-se descontar a potência fornecida aos transformadores exclusivos. Uma visão esquemática do fluxo de energia entre os segmentos é mostrada na Figura 10 a seguir.

O fator de carga do subsistema é calculado a partir dos dados gerais do subsistema. Em seguida, para cada transição de segmento, a partir do fator de coincidência do segmento, calcula-se o fator de carga do segmento a jusante. Em posse do fator de carga, determina-se o fator de perdas e conseqüentemente, as perdas em energia.

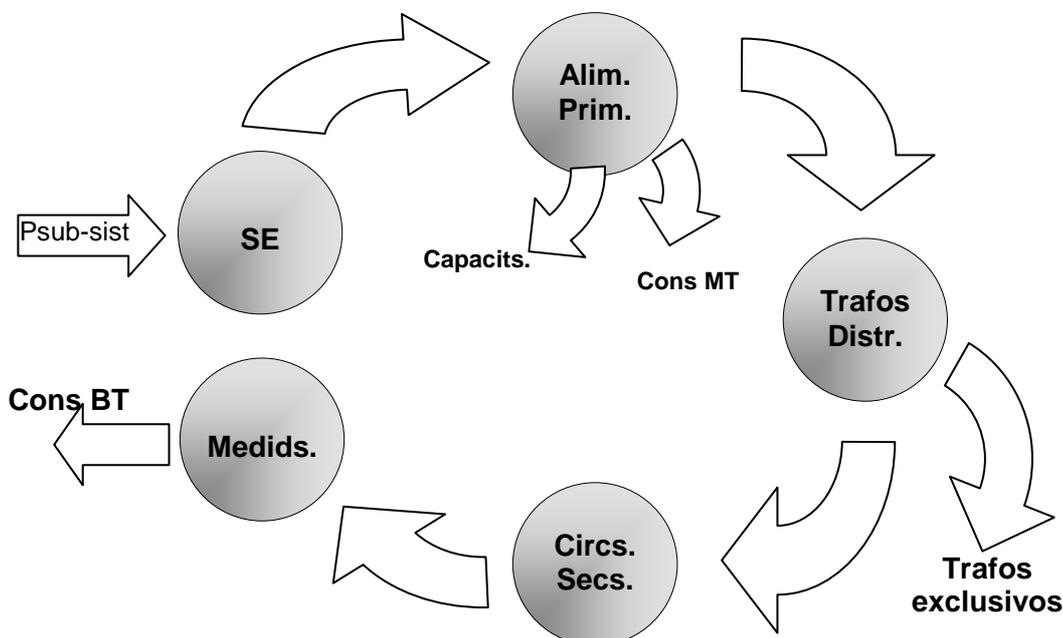


Figura 10 - Fluxo de energia entre os segmentos

## 6. CONCLUSÃO

A partir dos trabalhos consultados ficou evidenciado o esforço realizado na busca de modelos para a determinação das perdas técnicas nos diversos segmentos do sistema de distribuição. Embora não apresentados neste trabalho, vários esforços voltados ao levantamento das perdas baseados na descrição detalhada das redes têm sido levado a cabo nas empresas de distribuição, demonstrando o interesse, importância e necessidade na exploração deste tema. Entretanto, tais modelos, em geral, estão voltados para otimização operacional.

Validações preliminares da metodologia proposta, face aos resultados obtidos através de cálculos convencionais detalhados, vem indicando expectativas otimistas, de forma que a simplificação apontada constitui uma ferramenta adequada para avaliação das perdas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, para as finalidades que se destina.

Por conseqüência, observa-se que as perdas comerciais podem ser avaliadas a partir da diferença entre a perda total e a perda técnica. No entanto, é necessário garantir que não exista fluxo de energia entre os subsistemas definidos no levantamento dos dados, de tal forma que os dados de consumo e energia total injetada para cada subsistema apresentem coerência entre si, permitindo uma avaliação correta das perdas comerciais deste subsistema.

Para avaliação da eficiência global das empresas o regulador necessita de ferramentas de avaliação das perdas, de maneira tal que garanta o tratamento isonômico entre as concessionárias e aplicável, na prática, a partir dos recursos de informação das mesmas. Considerando os atributos de praticidade e precisão e, por outro lado, sendo vencida a fase experimental em que se encontra, espera-se que a metodologia apresentada neste trabalho poderá ser utilizada tanto em aplicações de gestão estratégica como em aplicações regulatórias, visando a diminuição do desperdício.

## 7. BIBLIOGRAFIA

- [1] PÉREZ M.I.R. GOUVEA M.R., 2000, “Metodologia agregada para avaliação de perdas em sistemas de distribuição”. São Paulo, (Dissertação de mestrado- EPUSP).
- [2] GOUVÊA M.R., PÉREZ M.I.R., HASHIMOTO K., 2000, “Metodologia agregada para avaliação de perdas em sistemas de distribuição”. Relatório, CSPE.
- [3] SOARES A.J., 1996, “Método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição” Doc. Técnico: CODI-3.2.19.34.0
- [4] AMÊNDOLA A. 1996, “Determinação das perdas técnicas por segmentos de um sistema de distribuição”, CIREN, Vol 6, p 3-8.
- [5] CIPOLI J.A. 1993, “Engenharia de distribuição” Rio de Janeiro, Qualitymark, 340p.
- [6] BACELAR J., “Perda nos componentes de rede de distribuição”, p 86-89.
- [7] GOUVÊA M.R. 1993. “Bases conceituais para o planejamento de investimentos em sistemas de distribuição de energia elétrica” Tese de doutoramento, USP.
- [8] VALENTE A.L, 1997, “Modelo probabilístico para avaliação do desempenho de redes de distribuição primária”. Tese de doutoramento, USP.
- [9] MESSENGER P. , 1980 “Modélisation des réseaux MT aériens” EDF bulletin de la direction des études et recherches – serie B Reseaux electriques. Matériels electriques n.2 p 25-53.
- [10] MESSENGER P. 1992. “Modélisation du développement de la structure d’un réseau rural en moyenne tension”. Revue Générale de L’électricité. Julho-Agosto 1992. P472-486.
- [11] MESSENGER P. 1991. “L’équilibre optimal entre investissements lourds et matériels d’exploitation des réseaux MT arborescents”. EDF bulletin de la direction des études et recherches – série B Reseaux electriques, Matériels electriques n1 p 33-38.
- [12] KAGAN N., 1988, “Planejamento de redes de distribuição secundária –Uma modelagem de programação dinâmica.” São Paulo, (Dissertação de mestrado, EPUSP).
- [13] ANTUNES A.U. 1999, “Metodologia para planejamento agregado de investimentos em redes de distribuição secundárias.” São Paulo, (Dissertação de mestrado- EPUSP).
- [14] GOUVÊA M.R., 1979, “Um método para o planejamento de redes radiais de distribuição secundária” São Paulo (Dissertação de mestrado – EPUSP).
- [15] CASOLARI R. P., JARDINI J. A. 1996 “Curvas de carga de consumidores industriais – Agregação com outras cargas” São Paulo, BT Técnico, EPUSP.
- [16] FERRARI E.L., 1996 “Utilização de curvas de carga de consumidores residenciais medidas para a determinação de diversidade de carga e carregamento de transformadores de distribuição” São Paulo (Dissertação de mestrado – EPUSP).
- [17] JARDINI J. A. 1997, “Aplicação de curvas de cargas residenciais medidas para avaliação da diversidade de cargas” São Paulo, XIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica.
- [18] VIERA J.A., 1996 “Perdas técnicas en redes de distribución de UET”, CIREN, Vol 6, p 9-14.
- [19] AGUERO, C. A. ; PRADO P.O.; 1996, “Evaluación de pérdidas en redes de distribución a partir de la lectura de medidores domiciliarios”. CIREN, Vol 6, pp 33 – 37.
- [20] ALVAREZ M. et. at., 1996, “Perdidas en la distribución y comercialización de la energía eléctrica”. CIREN, Vol 6, pp 39 – 44.
- [21] ARGUMOSA, D.E. ; RIVERA, M.C., 1996, “Modelo para la estimación expeditiva de perdidas eléctricas em ambiente GIS” CIREN, Vol 6 , pp 27 – 32.
- [22] BARAN, M.E. 1989, “Network reconfiguration in distribution system for loss reduction and load balancing” IEEE Transaction on PWRD, April 1989, V4, N2, p1401-1407.

- [23] DA SILVA R. K., BEZERRA U. H. “Um modelo para fluxo de potência desbalanceado em sistemas radiais de distribuição de energia”.
- [24] GHOSH A.K. et. al. 1997 “Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12 (1) pp 45-51.
- [25] GUSTAFSON M.W. 1988, “The equivalent hours loss factor revisited”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 3 (4) pp 1502-1508.
- [26] GUSTAFSON M.W. 1989, “Approximating the system losses equation”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 4 (3) pp 850-855.
- [27] HÉLIO N. 1779, “Otimização do dimensionamento de redes de distribuição aéreas secundárias” CEMIG.
- [28] MACQUEEN, C.N. 1996, “An algorithm for the allocation of distribution system demand and energy losses”, IEEE transaction on power systems, February 1996, V11, i1, p338-343.
- [29] NAZARKO J. 1999 “The fuzzy regression approach to peak load estimation in power distribution systems”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 14 (3) pp 809-814.
- [30] SHENKMAN, A.L. 1990, “Energy loss computation by using statistical techniques”, IEEE Transaction on PWRD, January 1990, V5, n1, p254-258.
- [31] SHULTZ, R.D. 1982, “Determination of subsystem loss factors for loss allocation with limited data”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, May 1982, V1, pas101, p1053-1058.
- [32] SOARES A.J, 1996, “Metodologia para determinação, análise e otimização de perdas técnicas em sistemas de distribuição”, CIRED, Vol 6, p 15-20.
- [33] SUN, D.I.N. 1980 “Calculation of energy losses in distribution system”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, July-August 1980, V1, pas101, p1347-1356.
- [34] TATELSKI, R. 1996 “Energy summation method for energy loss computation in radial distribution networks”, IEEE transaction on power systems, May 1996, V11, i2, p1104-1111.
- [35] TALESKI R., RAJICIC D. 1997 “Distribution network reconfiguration for energy loss reduction”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12 (1) pp 398-406.
- [36] WILLIAM, H KERSTINNG; W. HORWARD PHILLIPS; 1995 “Distribution feeder line model” IEEE Transaction on industry application Vol 31 No 4 July/August 1995 p715-720.