



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Avaliação Comparativa de Metodologias *Top-Down* e *Botton-Up* de Cálculo de Perdas utilizando um Sistema da ELEKTRO

Marcelo Escobar de Oliveira UNESP – Ilha Solteira escobar.oliveira@ieee.org	Antonio Padilha Feltrin UNESP – Ilha Solteira padilha@dee.feis.unesp.br	Antonio Vitor Salesse ELEKTRO Eletricidade e Serviços S. A. antonio.salesse@elektro.com.br
Jorge Fernando B. Aith ELEKTRO Eletricidade e Serviços S. A. jorge.aith@elektro.com.br	Ronaldo Fernandes Marques ELEKTRO Eletricidade e Serviços S. A. ronaldo.marques@elektro.com.br	Mauro Antonio Pereira M.FAP – Consultoria Elétrica mauro.pereira@mfap.com.br

Palavras-chave

perdas de energia
cálculo por segmentos
fator de carga
fator de perdas
fator de alocação

Resumo

Com o propósito de obter e localizar as perdas dos sistemas de distribuição, diversas pesquisas estão sendo apresentadas enfocadas nas perdas técnicas, pois através delas e do total de perdas, tem-se as perdas não-técnicas por subtração. Com isso, pode-se atuar com eficiência e economia, a fim de otimizar as perdas técnicas do sistema e/ou detectar áreas com indícios de perdas não técnicas em patamares críticos. As metodologias devem ser dispostas de acordo com a disponibilidade de dados da empresa, bem como com a frequência que se necessita avaliar as perdas. Neste trabalho, duas metodologias, uma que requer uma reduzida (*Top-Down*) e outra de extensa base de dados (*Botton-Up*), são apresentadas. Teoricamente, metodologias que utilizam uma extensa base de dados (*Botton-Up*) tendem a apresentar resultados satisfatórios comparados com os obtidos por metodologias *Top-Down*. Os resultados obtidos e apresentados para um sistema de distribuição real de uma concessionária paulista mostram que, quando as perdas técnicas são analisadas para um sistema como um todo, os valores se equivalem.

1. Introdução

Muitas distribuidoras de energia elétrica de diferentes países em desenvolvimento apresentam perdas nos sistemas que são, normalmente, divididas em técnicas e não-técnicas¹, sendo as perdas não técnicas associadas a ligações ilegais, falhas na medição, erros de leitura e de procedimentos, etc. Quando as perdas não-técnicas são insignificantes, como em muitos casos de distribuidoras de países desenvolvidos, as perdas técnicas são obtidas com facilidade pela diferença entre as medições de

energia comprada e vendida, porém este dado não permite uma ação eficiente no sentido de localizar e otimizar as perdas.

Uma metodologia que possibilite a obtenção dos valores das perdas técnicas de forma pontual, ou seja, em qual parte do sistema exatamente elas estão ocorrendo, viabilizará planos de ação mais eficazes na otimização das perdas de energia elétrica, sejam de natureza técnica ou não-técnica. Ferramentas eficientes para o cálculo das perdas são, portanto, sempre requeridas por concessionárias de distribuição. Tais ferramentas exigem metodologias apropriadas que dependem da quantidade e qualidade de dados que a empresa possui do seu sistema de distribuição.

As metodologias para cálculo das perdas técnicas na distribuição podem ser mais detalhadas e exatas em função dos dados disponíveis, mas em geral podem ser divididas²:

- *Top-Down* – quando poucos dados do sistema estão disponíveis, geralmente é feita uma estimação global das perdas do sistema a partir de comparação com sistemas similares. Alguns exemplos são descritos em trabalhos anteriores^{2,3};
- *Botton-Up* – quando se tem conhecimento completo e detalhado do sistema: curvas de carga de consumidores, de alimentadores, dados de rede de média tensão (MT), transformadores, redes de baixa tensão (BT), ramais de ligação, medidores, etc. Neste caso os cálculos elétricos podem ser feitos com mais precisão a partir de simulação de fluxo de potência para os diferentes níveis de carga^{1,4};
- Híbrida *Top-Down/Botton-Up* – Quando se têm dados detalhados de apenas uma parte da rede, e poucos dados de outras zonas.

Neste trabalho são apresentadas e comparadas duas metodologias para o cálculo das perdas técnicas nos segmentos do sistema de distribuição, sendo uma *Top-Down* e outra *Botton-Up*. A metodologia *Botton-Up* implementada, a qual requer uma extensa base de dados, baseia-se em trabalhos anteriores^{4,7}. Para esta metodologia é necessário o cadastro de todos os dados do sistema bem como de seus consumidores. Assim com as curvas individuais dos consumidores, agregam-se todas essas curvas nos transformadores correspondentes e, por conseguinte, na subestação. Enquanto que, para a metodologia *Top-Down* proposta neste trabalho, considera-se somente os dados mínimos: curva de carga na subestação, dados da rede de MT (topologia cabos), dados dos transformadores (número e kVA), dados médios da rede de BT (tipo de cabo e km). Se houver dados adicionais, como por exemplo, curva de carga dos alimentadores, a metodologia pode apresentar maior consistência e permitir outras análises.

Algumas metodologias *Top-Down* são muito mais simples do que a proposta neste trabalho, como por exemplo, uma que relaciona as perdas com número de consumidores por km de alimentador ou perdas com kWh por consumidor². Estas metodologias mais simples possuem como desvantagem o fato de ser necessária a utilização de padrões obtidos para empresas similares. Aqui se busca uma metodologia que utilize os fatores de carga e de perdas^{5,6}. O fator de carga é por definição a relação entre a demanda média e a demanda máxima, necessitando de medição de energia e de demanda máxima para seu cálculo. Enquanto que o fator de perdas relaciona as perdas obtidas com a demanda média com as perdas obtidas com a demanda máxima, porém estas perdas em geral não susceptíveis de medição direta.

Este artigo está organizado da seguinte forma: na seção II apresenta-se uma distinção entre metodologias que requerem uma extensa e uma reduzida base de dados. Na seção III são descritas as metodologias propostas para determinar as perdas técnicas em cada um dos segmentos. Em seguida, na seção IV é executada uma análise de um sistema real da concessionária ELEKTRO. E, finalmente, na seção V são apresentadas as conclusões sobre as metodologias.

2. Base de Dados

Determinar qual metodologia utilizar para o cálculo das perdas depende do objetivo da análise e da disponibilidade de dados da empresa. Nesta seção serão apresentadas duas formas de obter as perdas técnicas nos segmentos do sistema de distribuição, utilizando-se de duas diferentes bases de dados: extensa (*Botton-Up*) e reduzida (*Top-Down*).

2.1. Base de Dados Extensa (Botton-Up)

Para se determinar as perdas técnicas de forma pontual é necessário que se tenha uma base de dados com o cadastro individual de cada consumidor, ou seja, possuir as curvas de carga de todos os consumidores. Uma forma adotada pelas empresas é a obtenção de curvas típicas por tipos de consumidores, aproveitando os dados das campanhas de medições realizadas por ocasião das revisões tarifárias. São obtidas curvas características para amostras de consumidores separados, normalmente, por grupos tarifários. Assim, com as curvas típicas e com o cadastro de consumo dos clientes, têm-se as curvas de carga individuais. A Figura 1 apresenta alguns dados necessários para a metodologia.

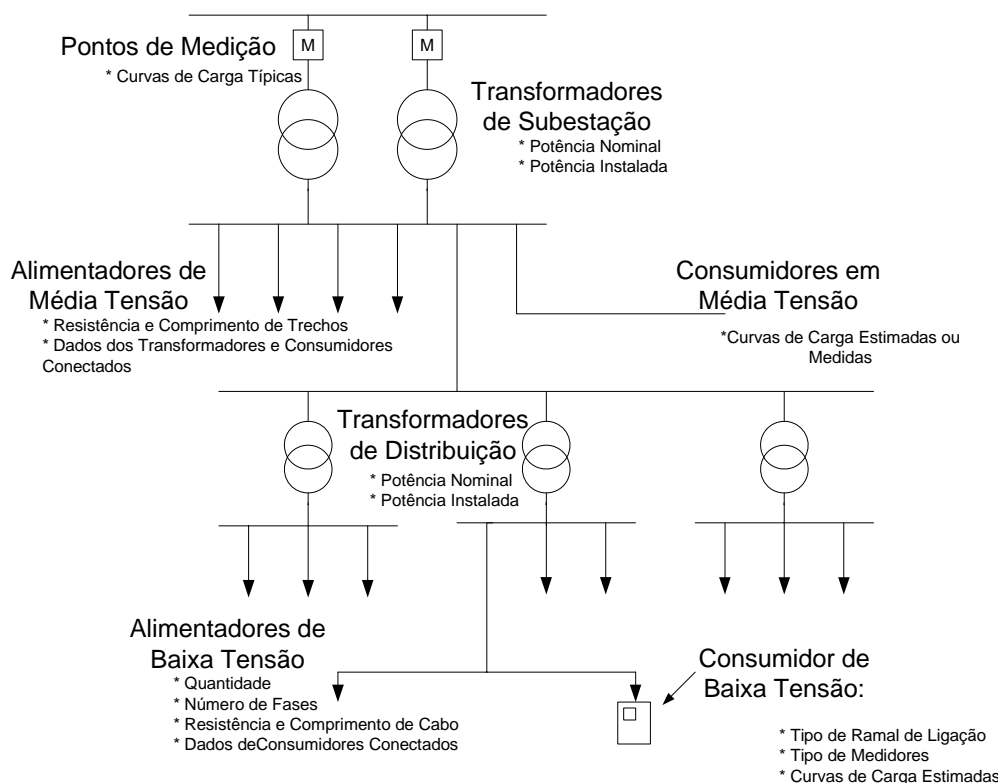


Fig. 1: Dados do sistema de distribuição para a metodologia *Botton-Up*.

2.2. Base de Dados Reduzida (Top-Down)

Teoricamente, com uma reduzida base de dados, uma análise pontual não apresentará resultados tão consistentes quanto aqueles obtidos com a utilização de uma extensa base de dados. Porém, quando essa análise se estende a um conjunto de alimentadores, ou subestações, esta estimativa tende a ser equivalente para os dois casos.

Para a determinação das perdas técnicas de energia (e) com uma quantidade de dados mínima utiliza-se o fator de perdas (F_P)

$$F_P = \frac{e}{p_{max}T} \quad (1)$$

sendo que e representa as perdas de energia do sistema durante o período de tempo T .

Entretanto, o cálculo do fator de perdas por (1) pode ser inviável, pois as perdas de demanda (p_{max}) e energia (e) não são obtidas através de medições diretas; sendo suas estimativas baseadas no conhecimento prévio do próprio fator de perdas, que pode ser obtido através da curva diária de carga ou relacionando-o com o fator de carga. Com isso os dados para os cálculos se resumem as curvas medidas na subestação (ou alimentador) e alguns outros dados da rede.

2.2.1. Maneiras de Determinação do Fator de Perdas

O fator de perdas (F_P) é simplesmente o fator de carga das perdas. Assim, F_P é a relação entre as perdas médias (p_{med}) e as perdas máximas (p_{max}), em um período de tempo T :

$$F_P = \frac{p_{med}}{p_{max}} = \frac{1}{p_{max}} \frac{\int_0^T p(t) dt}{T} \quad (2)$$

As perdas nas redes resultam de uma associação de parcelas (cobre, ferro, etc), mas a parcela no cobre é mais acentuada. Portanto, as perdas podem ser calculadas como⁸:

$$p(t) \cong C [D(t)]^2 \quad (3)$$

em que:

$D(t)$: Demanda instantânea;

C : Constante.

Substituindo-se (3) em (2), pode-se calcular o fator de perdas pela equação seguinte:

$$F_P = \frac{1}{D_{max}^2} \frac{\int_0^T [D(t)]^2 dt}{T} \quad (4)$$

Quando as curvas de carga não são disponíveis relaciona-se o fator de perdas com o fator de carga (F_C). Sendo o fator de carga a relação entre a demanda média (D_{med}) e a demanda máxima (D_{max}), em um período de tempo⁷, tem-se.

$$F_C = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{E}{D_{max} T} \quad (5)$$

sendo E a energia fornecida ao sistema durante o período de tempo T .

A relação entre o fator de carga com o fator de perdas está descrita como^{5,6}:

$$F_P = (k) F_C + (1-k) F_C^2 \quad (6)$$

em que k é um coeficiente, que inicialmente foi definido como 0,30. Porém, estudos realizados na década de 80⁵ e recentemente apontam para um valor em torno de 0,16⁸.

Então o fator de perdas pode ser determinado através da equação (4) ou através de (6). Neste trabalho a preferência recaiu sobre usar a equação (4), pois se considera as curvas de carga, e evita-se a utilização padrões de k .

2.2.2. O Problema do Cálculo das Perdas de Demanda Máxima

Para determinar as perdas de energia na rede, através do fator de perdas, é necessário obter as perdas de demanda máxima. Para isso é necessário escolher um método de alocação de carga para então obter essas perdas.

O método “Metered feeder maximum demand” (MFMD)⁸ foi escolhido para que se tenha uma distribuição das cargas nos transformadores através de uma reduzida base de dados e assim estimar as

perdas nos segmentos da rede. Este método é baseado nas medições feitas na subestação (ou alimentador). Ou seja, não é necessário saber os dados individuais dos consumidores, basta conhecer a medição na subestação e o kVA total instalado dos transformadores na rede. E assim, o método *MFMD* irá alocar carga para cada transformador do sistema, possuindo ele carga ou não.

Assim, determina-se o fator de alocação (F_A) que é baseado na demanda máxima medida (D_{mm}), em kW (ou kVA) e no kVA nominal total dos transformadores de distribuição (kVA_{total}).

$$F_A = \frac{D_{mm}}{kVA_{total}} \quad (7)$$

Então, a carga alocada por transformador ($Carga_{transf}$) é determinada por:

$$Carga_{transf} = F_A (kVA_{transf}) \quad (8)$$

em que:

kVA_{transf} : kVA individual de cada transformador (kVA).

3. Cálculo das Perdas Técnicas por Segmentos

Nesta são apresentadas as metodologias implementadas para cada tipo de base de dados: extensa (*Botton-Up*) e reduzida (*Top-Down*). Para ambas as metodologias são descritas as formulações em cada um dos segmentos.

3.1. Base de Dados Extensa (Botton-Up)

3.1.1. Rede de Média Tensão (MT)

Para a metodologia *Botton-Up* a carga alocada nos transformadores dependem da curva individual de cada consumidor, obtida com os dados de cada um deles. Com a carga alocada e com a topologia da rede realiza-se o fluxo de potência, o qual se baseia na técnica *backward/forward*⁹. Assim, obtêm-se os valores das perdas demanda média (D_{ext}^{MT}) e conseqüentemente, as perdas de energia (e_{ext}^{MT}) da Rede de Média Tensão.

$$e_{ext}^{MT} = (D_{ext}^{MT})T \quad (9)$$

3.1.2. Transformador (Subestação e Distribuição)

As perdas nos transformadores podem ser classificadas em perdas no ferro e perdas no cobre. A primeira depende da tensão aplicada nas bobinas do transformador. Enquanto que a última depende da carga suprida pelo transformador. As perdas nominais no ferro ($perdas_{fe}$) e cobre ($perdas_{cu}$) são padronizadas para cada tipo de transformador.

Quando se tem os dados detalhados dos consumidores através de sua localização e de sua curva de carga, essas curvas são agregadas ao transformador correspondente, obtendo-se portanto, a potência média no transformador (kVA_{medio}). Assim, tem-se as perdas técnicas de energia:

$$e_{ext}^{TR} = \left[perdas_{fe} + \left(\frac{kVA_{medio}}{kVA_{nom}} \right)^2 perdas_{cu} \right] T \quad (10)$$

em que:

kVA_{nom} : Potência nominal do transformador.

3.1.3. Rede de Baixa Tensão (BT)

Uma análise individual das redes BT requer um grande esforço computacional e também uma atualizada base de dados. As perdas técnicas nessas redes são calculadas através das curvas de carga estimadas dos consumidores em cada ponto do circuito. Com isso determinam-se as correntes nos ramos da rede e finalmente as perdas técnicas em cada circuito. Sabendo-se a curva de carga típica para cada tipo de consumidor e também o seu consumo obtém-se a curva diária de corrente requerida no ramo.

Dessa forma, considerando a topologia da rede secundária com o comprimento e a resistência ôhmica de cada ramo i , as perdas técnicas de energia na rede (e_{ext}^{BT}), em kWh , são obtidas por:

$$e_{ext}^{BT} = \sum_i^{n_{ramos}} \frac{r_i l_i \sum_p^{n_r} (I_{bt})_p^2}{1000} \quad (11)$$

em que:

- r_i : Resistência ôhmica dos condutores do ramo i (Ω/km);
- l_i : Comprimento do ramo i (km);
- I_{bt} : Corrente no período p (A);
- n_{ramos} : Número de ramos da rede BT;
- n_T : Número de períodos de medições em um dia.

3.1.4. Ramal de Ligação

Os ramais de ligação são conexões entre o consumidor e a rede secundária. Neste segmento, como na rede BT, as perdas são causadas pelo fluxo de corrente elétrica, i.e., perdas ôhmicas. O cálculo das perdas técnicas neste segmento requer uma extensa base de dados.

Com as curvas de carga individuais dos consumidores, obtém-se a corrente no ramal e conseqüentemente as perdas no condutor. Como os ramais são semelhantes para os diferentes tipos de consumidores tem-se uma resistência ôhmica média e comprimento médio específicos para os ramais de ligação. Assim, têm-se as perdas técnicas (e_{ext}^{RL}) dos ramais.

$$e_{ext}^{RL} = \frac{r_{med} l_{med} \sum_i^{n_r} (I_{ramal})_i^2}{1000} \quad (12)$$

em que:

- r_{med} : Resistência ôhmica média dos condutores (Ω /km);
- l_{med} : Comprimento médio dos ramais (km);
- I_{ramal} : Corrente no ramal de ligação (A);

3.1.5. Medidor de Energia

Os medidores de energia são compostos por um par de bobina por fase. Cada par de bobina é composto por uma bobina de potencial e uma bobina de corrente. Os consumidores são responsáveis pelas perdas na bobina de corrente, i.e., estas perdas são registradas pelo medidor de energia, pois elas dependem da carga. Entretanto, as perdas na bobina de potencial são de responsabilidade da empresa.

Para a metodologia *Botton-Up* tem-se as perdas de demanda nos medidores (D_{ext}^{MD})^{4,7}:

$$D_{ext}^{MD} = \frac{P_e}{1000} (n_{m1} + 2n_{m2} + 3n_{m3}) \quad (13)$$

em que:

- p_e : Perdas de demanda média para cada bobina de potencial do medidor, normalmente entre 1,2 e 1,5 watts;
 n_{mf} : Número de medidores monofásicos, bifásicos ou trifásicos ($f = 1, 2 \text{ e } 3$).

Como as perdas nos medidores não dependem da carga, o fator de perdas é considerado unitário, e então, as perdas técnicas (e_{ext}^{MD}) são obtidas por:

$$e_{ext}^{MD} = D_{ext}^{MD} T \quad (14)$$

3.1.6. Outros

Como citado anteriormente, a escolha da metodologia para o cálculo das perdas técnicas depende do objetivo da análise e dos dados disponíveis. Alguns elementos da rede causadores de perdas normalmente requerem uma extensa e atualizada base de dados, a qual em muitos casos não está disponível. Porém, estes elementos muitas vezes não possuem uma considerável influência nas perdas técnicas de energia. Sendo assim, as perdas nas conexões, capacitores, reguladores de tensão são incorporados no segmento *Outros*. As perdas técnicas (e_{ext}^{Outros}) neste segmento são consideradas uma porcentagem das perdas técnicas obtidas nos demais segmentos.

$$e_{ext}^{Outros} = p_{ext}^{\%} (e_{ext}^{se.TR} + e_{ext}^{MT} + e_{ext}^{d.TR} + e_{ext}^{BT} + e_{ext}^{RL} + e_{ext}^{MD}) \quad (15)$$

em que $p_{ext}^{\%}$ é a porcentagem das perdas técnicas calculadas nos outros segmentos. E que, neste trabalho considerou-se 10%, conforme encontrado nas literaturas especializadas.

Em um estudo anterior⁴ foi estabelecido uma estimativa de níveis de perdas de energia em cada segmento do sistema elétrico, considerando o segmento *Outros* descrito acima, a faixa é 0,45 – 1,4 % da energia do sistema, ou 8,5 – 24 % ($p^{\%}$) das perdas técnicas dos outros segmentos. Outro trabalho² considera 2,3% da energia do sistema, incluindo as perdas nas redes de Baixa Tensão.

3.2. Base de Dados Reduzida (Top-Down)

3.2.1. Rede de Média Tensão (MT)

Na metodologia *Top-Down*, cada transformador de distribuição recebe a carga de acordo com (8). Com a carga alocada e com a topologia da rede realiza-se o fluxo de potência, também baseado na técnica *backward/forward*⁹, obtêm-se as perdas de demanda (D_{red}^{MT}) e de energia (e_{red}^{MT}).

$$e_{red}^{MT} = F_P (D_{red}^{MT}) T \quad (16)$$

3.2.2. Transformador (Subestação e Distribuição)

Com as cargas alocadas para cada transformador (8) tem-se as perdas de demanda máxima dadas por:

$$D_{red}^{TR} = perdas_{fe} + \left(\frac{C \text{ arg } a_{transf}}{kVA_{nom}} \right)^2 perdas_{cu} \quad (17)$$

Como apenas as perdas no cobre são dependentes da carga, as perdas técnicas de energia são obtidas por:

$$e_{red}^{TR} = \left[perdas_{fe} + F_P \left(\frac{C \text{ arg } a_{transf}}{kVA_{nom}} \right)^2 perdas_{cu} \right] T \quad (18)$$

3.2.3. Rede de Baixa Tensão (BT)

Para os cálculos na rede secundária, considera-se uma tipologia única, na qual o transformador encontra-se no centro geométrico e de carga do circuito em questão, conforme Figura 2.

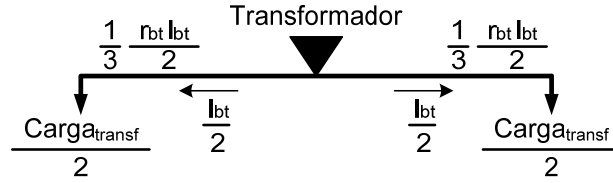


Fig. 2. Tipologia das redes de baixa tensão.

em que:

- r_{bt} : Resistência total da rede BT (Ω/km);
- l_{bt} : Comprimento da Rede de Baixa Tensão (km);
- I_{bt} : Corrente total da rede BT (A).

As perdas de demanda máxima (D_{red}^{BT}) são determinadas pela corrente (I_{bt}) obtida com a carga alocada para cada circuito através de (8).

$$D_{red}^{BT} = 2 \frac{l}{3} \frac{r_{bt} l_{bt}}{2} \left(\frac{I_{bt}}{2} \right)^2 \quad (19)$$

Desta forma, as perdas técnicas são calculadas através da equação do fator de perdas:

$$e_{red}^{BT} = F_P (D_{red}^{BT}) I \quad (20)$$

3.2.4. Outros

Na metodologia *Top-Down* as perdas nos ramais de ligação e medidores são incorporadas ao segmento *Outros*, devido a grande quantidade de dados necessária.

$$e_{red}^{Outros} = p_{red}^{Outros} (e_{red}^{se.TR} + e_{red}^{MT} + e_{red}^{d.TR} + e_{red}^{BT}) \quad (21)$$

em que p_{red}^{Outros} é a porcentagem das perdas técnicas calculadas nos outros segmentos. Este valor deve ser calibrado de acordo com as características de cada sistema. Neste trabalho foi considerado $p_{red}^{Outros} = 15\%$ da soma das perdas técnicas dos demais segmentos.

3.3. Perdas de Energia Totais

Então, as perdas técnicas de energia são a somas das perdas técnicas de cada um dos segmentos de acordo com as metodologias apresentadas anteriormente.

4. Análise dos Sistemas

Para avaliar a desempenho da metodologia proposta será utilizado um sistema de média tensão (138/13,8 kV), com 3 subestações.

4.1. Características do Sistema

Neste item serão apresentadas as características das subestações do sistema em análise. A Tabela 1 apresenta alguns desses dados.

Tabela 1: Dados dos sistemas analisados.

SUBESTAÇÃO	Consumo (MWh)	Número de Consumidores	Potência Nominal Instalada (MVA)	Número de Transf.	Comprimento Média Tensão (km)	Comprimento Baixa Tensão (km)
S/E 1	3442,47	13168	42,77	414	85,83	81,15
S/E 2	3998,98	18828	34,13	543	120,83	171,23
S/E 3	1098,89	6713	15,46	233	63,83	105,01
SISTEMA	8540,34	38709	92,35	1190	270,49	357,39

Note que o sistema analisado é um sistema de médio porte. A Figura 3 apresenta as características das subestações referentes a tipos de consumidores. Nota-se a predominância de consumidores residenciais em todas as subestações.

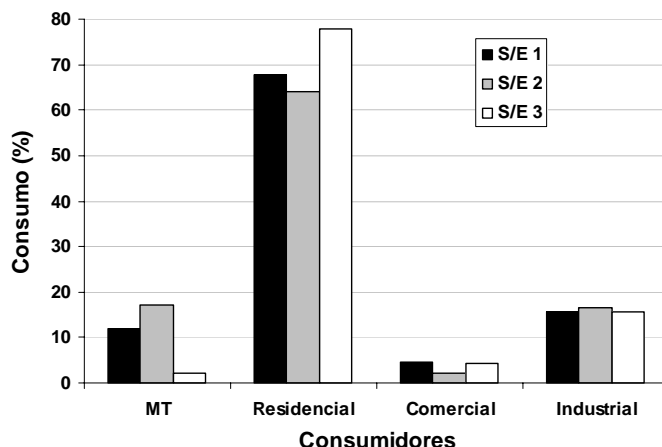


Figura 3: Tipo de consumidores para cada uma das Subestações.

A Figura 4 apresenta um diagrama simplificado das subestações do sistema. Sendo a subestação destacada não pertencente à empresa.

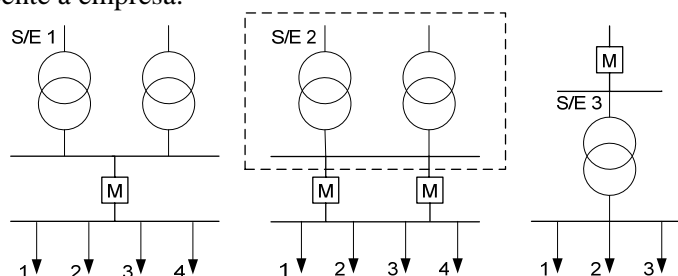


Figura 4: Diagrama do Sistema.

A Tabela 2 apresenta os valores de energia anualizados para o mês em análise. Os valores são referentes a Janeiro de 2007. Os valores de energia são anualizados, pois a medição da energia vendida (nos consumidores) não é feita ao mesmo tempo em que a energia é medida nos pontos de medição das subestações.

Tabela 2: Energia anualizada do Sistema.

Energias	Valores
Comprada (MWh/ano)	138710,98
Vendida (MWh/ano)	116377,52
Perdida (MWh/ano)	22333,46
Perdida (%)	16,10

A soma das curvas medidas nas subestações do sistema em Janeiro de 2007 e a curva média dessas curvas medidas são apresentadas nas Figuras 4 e 5, respectivamente. Os pontos de demanda máxima

(Fig. 5: 51,17 MVA e Fig. 6: 35,52 MVA) e de demanda média (Fig. 5 e 6: 23,64 MVA) estão destacados nas curvas.

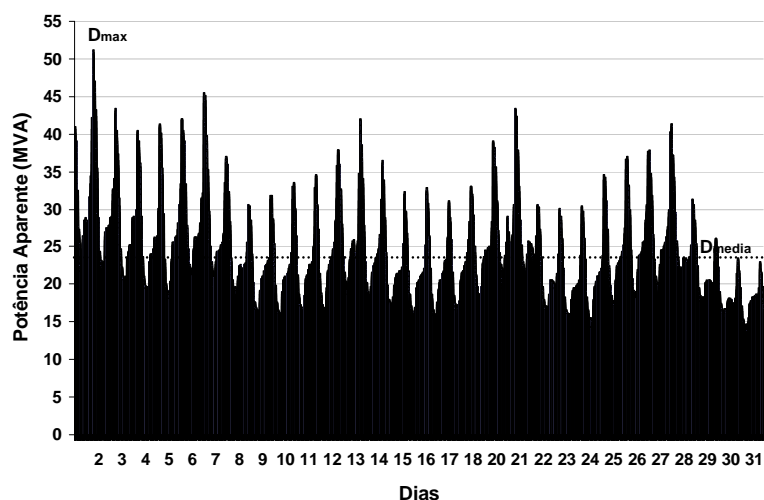


Figura 5: Curva de Carga Medida para o Sistema (intervalo: 10 minutos) – Janeiro/2007.

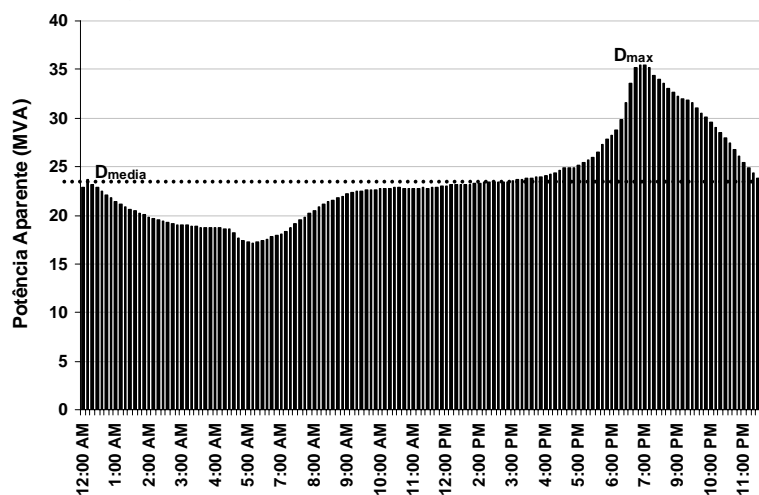


Figura 6: Curva de Carga Média referente à Curva da Figura 5 – Janeiro/2007.

4.2. Resultados do Sistema

Para o cálculo das perdas através da metodologia *Top-Down* é necessária a determinação dos fatores para cada uma das subestações utilizando-se das curvas medidas. A Tabela 3 apresenta os valores dos fatores de carga, de perdas e o fator de alocação. Todos os valores apresentados foram obtidos com a curva mensal medida apresentada na Figura 5.

Tabela 3: Parâmetros do Sistema.

SUBESTAÇÃO	Fator de Carga	Fator de Perdas	Fator de Alocação
S/E 1	0,4457	0,2143	0,5373
S/E 2	0,5445	0,3089	0,5221
S/E 3	0,3576	0,1404	0,6741

Uma vez calculados os parâmetros, parte-se para o cálculo das perdas em ambas as metodologias. A Tabela 4 apresenta os valores de perdas técnicas obtidos em cada uma das metodologias, para cada um dos segmentos das subestações.

Tabela 4: Perdas Técnicas de Energia.

SEGMENTOS	S/E 1				S/E 2				S/E 3			
	Top-Down		Botton-Up		Top-Down		Botton-Up		Top-Down		Botton-Up	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Transformadores (S/E)	-	-	-	-	-	-	-	-	14,79	0,13	18,03	0,16
Média Tensão	99,23	0,86	35,21	0,30	63,61	0,55	26,32	0,23	27,74	0,24	15,20	0,13
Transformadores de Distrib.	142,63	1,23	139,26	1,20	129,26	1,12	115,02	1,00	60,31	0,52	49,52	0,43
Baixa Tensão	26,87	0,23	18,96	0,16	51,02	0,44	32,42	0,28	30,37	0,26	10,95	0,09
Ramal de Ligação	-	-	16,32	0,14	-	-	17,01	0,15	-	-	9,03	0,08
Medidores	-	-	28,03	0,24	-	-	32,95	0,29	-	-	12,48	0,11
Outros	40,31	0,35	23,78	0,21	36,58	0,32	22,37	0,19	17,76	0,15	11,52	0,10
SISTEMA	309,04	2,67	261,56	2,26	280,47	2,43	246,09	2,13	150,97	1,31	126,73	1,10

As perdas técnicas de energia obtidas por ambos os métodos são comparadas com as perdas energia totais calculadas pela diferença da energia de entrada (comprada) e energia de saída (vendida). A Tabela 5 apresenta os valores totais das perdas, lembrando que as perdas calculadas com as energias de entrada e saída incluem as perdas não técnicas, enquanto que as perdas obtidas pelos métodos propostos não as incluem.

Tabela 5: Perdas Técnicas de Energia Totais.

Perdas de Energia	Global	Técnicas	
	Comprada - Vendida	Top-Down	Botton-Up
MWh	1861,12	740,48	634,37
%	16,10	6,41	5,49

Além dos valores numéricos obtidos pelas metodologias é importante também apresentar uma comparação entre elas referente ao esforço computacional exigido por ambas para o sistema analisado. A Tabela 6 apresenta os dados necessários e o tempo computacional para os cálculo das perdas em cada um dos segmentos.

Tabela 6: Comparação Computacional entre as Metodologias Top-Down e Botton-Up.

Segmentos	Top-Down		Botton-Up	
	Dados Necessários	Tempo Computacional (seg.)	Dados Necessários	Tempo Computacional (seg.)
Média Tensão	Tipologia	4,79	Tipologia	27,58
	Dados Transformadores		Curvas de Carga Estimadas por Transformador	
Transformadores	Potência Nominal	0,80	Potência Nominal	0,30
	Perdas Nominais (ferro e cobre)		Curvas de Carga Estimadas por Transformador	
Baixa Tensão	Resistência e Comprimento Médio das Redes	1,20	Tipologia detalhada das redes	23,17
	Dados Transformadores		Curvas de Carga Estimadas dos Consumidores	
Ramal de Ligação	-	-	Resistência e Comprimento Médio dos Ramais	1,17
	-		Curvas de Carga Estimadas dos Consumidores	
Medidores	-	-	Perdas Elétrica das Bobinas	17,82
	-		Quantidade de Medidores de Energia (Monofásico, Bifásico e Trifásico)	
SISTEMA	Curvas de Carga Medidas	6,79	Curvas de Carga Típicas	70,04

Nota-se uma grande discrepância entre as metodologias, chegando a quase 1000% de diferença do tempo computacional gasto por ambas as metodologias.

5. Conclusões

A grande maioria das metodologias propostas para o cálculo das perdas nos sistemas de distribuição é direcionada principalmente a obtenção das perdas técnicas, pois quantificar perdas não-técnicas torna-se praticamente inviável, dado que envolve informações desde a data de instalação de medidores, vida útil de equipamentos e ainda hábitos das diversas classes de consumo. O estudo das perdas técnicas por segmento no sistema de distribuição, apresentado neste trabalho, é requisito essencial na definição de níveis ótimos das perdas e principalmente para o fornecimento de recursos para um plano de ação eficaz, que promova a otimização das perdas técnicas e a redução das perdas não-técnicas do sistema.

Neste artigo foram apresentadas e comparadas duas metodologias para o cálculo das perdas técnicas de energia nos segmentos da rede de distribuição. A metodologia a ser adotada depende do objetivo do estudo, da quantidade de dados disponíveis pela empresa, e ainda da frequência que se deseja elaborar a análise. Observa-se que o sistema testado possui perdas técnicas relativamente baixas, e mesmo assim quando comparadas, as metodologias apresentam diferença de aproximadamente 15%, o que inviabiliza o uso de metodologias simplistas (considerando, com base em outras empresas, apenas perdas por km de rede e/ou número de consumidores), e destaca a importância de uma metodologia *Top-Down* como a apresentada. Além disto, as metodologias por segmento podem permitir a verificação das partes dos sistemas, desde que possuam medição de fluxo de energia (por exemplo: subestações ou alimentadores), com patamares críticos de perdas não técnicas, e assim ser um dado complementar para direcionar inspeções.

6. Referências bibliográficas

- 1 DEKSNYS, R. & STANIULIS, R. & SABLINSKAS, A.. Generalized calculation methodology of technical electric power losses in distribution network. In: Power Systems Computations Conference, 15. Liege, Ed. Liege, 2005.
- 2 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 Trans. Power Systems, 2005.
- 3 NAGENDRA RAO, P. S. & DEEKSHIT, R.. Energy loss estimation in distribution feeders. IEEE Trans. Power Delivery, 2006.
- 4 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: IEEE/PES T&D 2002 LATIN AMERICA. São Paulo, Ed. Paulista, 2002.
- 5 GUSTAFSON, M. W. & BAYLOR, J. S. The equivalent hours loss factor revisited. IEEE Trans. on Power Systems, 1988.
- 6 MIKIC, O. M. Variance-based energy loss computation in low voltage distribution networks. IEEE Trans. Power Systems, 2007.
- 7 Comitê de Distribuição (CODI). Método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição. CODI-19-34, ABRADÉE, 1996.
- 8 GONEN, T. Electric power distribution system engineering, CRC, 2nd edition, 2007.
- 9 SHIRMOHAMMADI, D. & HONG, H.W. & SEMLYEN, A. & LUO, G. X.. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. IEEE Trans. Power Systems, 1988.