

XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA E DEMANDA POR SEGMENTO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

CARLOS C. BARIONI DE OLIVEIRA
NELSON KAGAN
ANDRÉ MÉFFE

EPUSP – Escola Politécnica da USP
EPUSP – Escola Politécnica da USP
EPUSP – Escola Politécnica da USP

SUNNY JONATHAN
SÉRGIO LUIZ CAPARROZ
JOSÉ LUIZ CAVARETTI

ELETROPAULO
ELETROPAULO
ELETROPAULO

Palavras-chave: perdas técnicas, curvas típicas de carga, distribuição de energia elétrica

Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000

1. INTRODUÇÃO

O trabalho tem por objetivo apresentar a metodologia desenvolvida e implementada na Eletropaulo Metropolitana para o cálculo das perdas técnicas de energia e demanda em seu sistema de distribuição. As perdas técnicas foram divididas em oito segmentos: medidor de energia, ramal de ligação, rede secundária, transformador de distribuição, rede primária, subestação de distribuição, rede de subtransmissão e outros. Neste último segmento, foram incorporadas as parcelas referentes a equipamentos (capacitores, reguladores de tensão, etc), perdas em conexões, corrente de fuga em isoladores, etc. Desenvolveu-se um sistema computacional, para uso em microcomputador, que conta com dois módulos principais. O primeiro módulo destina-se ao cálculo das perdas técnicas em redes específicas. O cálculo é feito de forma hierárquica, por exemplo, selecionada uma subestação específica, são calculadas as perdas na subestação e em todos os elementos a jusante (redes primárias, transformadores de distribuição, redes secundárias, ramais de ligação e medidores de energia). As perdas técnicas, em termos de energia e demanda, são obtidas através de cálculo elétrico específico para os segmentos envolvidos, com a utilização dos dados cadastrais da rede, dados de faturamento e curvas de carga típicas por classe de consumidor e tipo de atividade desenvolvida. Com a aplicação deste módulo para todo o sistema da Empresa, ou para uma parcela representativa, obtém-se um índice percentual de perdas para cada segmento. Estes índices são transferidos para o segundo módulo, que tem por objetivo efetuar o balanço de energia do sistema. A partir dos dados de energia nos pontos de suprimento, da energia total faturada mensalmente e dos índices de perdas por segmento, são obtidos os montantes de energia de perdas em cada segmento do sistema e uma avaliação das perdas não técnicas.

2. METODOLOGIA

2.1 Considerações gerais

As perdas de energia constituem atualmente um dos grandes desafios das concessionárias brasileiras. A evolução do processo institucional e de regulamentação do setor elétrico no Brasil, tem fomentado de forma ampla uma busca para uma maior eficiência das empresas concessionárias de energia elétrica.

As perdas de energia elétrica podem ser avaliadas e analisadas para os diversos segmentos do sistema elétrico: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Para uma concessionária de distribuição de energia elétrica, as perdas de energia normalmente são classificadas em perdas técnicas e não técnicas.

As perdas técnicas são decorrentes do transporte de energia elétrica e dependem das características do sistema, da carga atendida e dos equipamentos utilizados. Em geral as perdas são calculadas em termos de demanda (perda máxima) e energia, sendo comum no setor elétrico referenciar as perdas em termos percentuais da disponibilidade total da energia num determinado período de tempo.

O montante total de perdas para uma concessionária de distribuição, incluindo as perdas técnicas e não técnicas, é de fácil avaliação, caso todos os pontos de suprimento ou de geração própria disponham de medição específica. As perdas globais correspondem à diferença entre a energia comprada mais a de geração própria e aquela consumida na área da concessionária.

O conhecimento, ainda que de forma estimada, das perdas técnicas num sistema de distribuição, é importante porque, a partir deste montante, é possível se estimar as perdas não técnicas, estas também denominadas de perdas comerciais.

2.2 Caracterização dos principais segmentos do sistema de distribuição

A quantificação das perdas técnicas por segmento do sistema permite identificar as áreas e/ou componentes que apresentam maior contribuição e, conseqüentemente, priorizar ações para sua redução. Um segmento pode ser assim definido: “um segmento é constituído por todos os componentes que desempenham uma mesma função no sistema elétrico”. Assim, todos os transformadores de distribuição presentes num determinado sistema de distribuição constituem o segmento *transformador de distribuição*,

pois todos desempenham a mesma função: abaixar a tensão para níveis compatíveis ao consumo. Os segmentos estudados neste trabalho, ilustrados de forma simplificada na figura 1, serão referidos como:

- Rede de Subtransmissão;
- Subestação de Distribuição;
- Rede Primária;
- Transformador de Distribuição;
- Rede Secundária;
- Ramal de Ligação;
- Medidor de Energia;
- Outros.

Neste último segmento, foram incorporadas as parcelas referentes a equipamentos (capacitores, reguladores de tensão, etc), perdas em conexões, corrente de fuga em isoladores, etc.

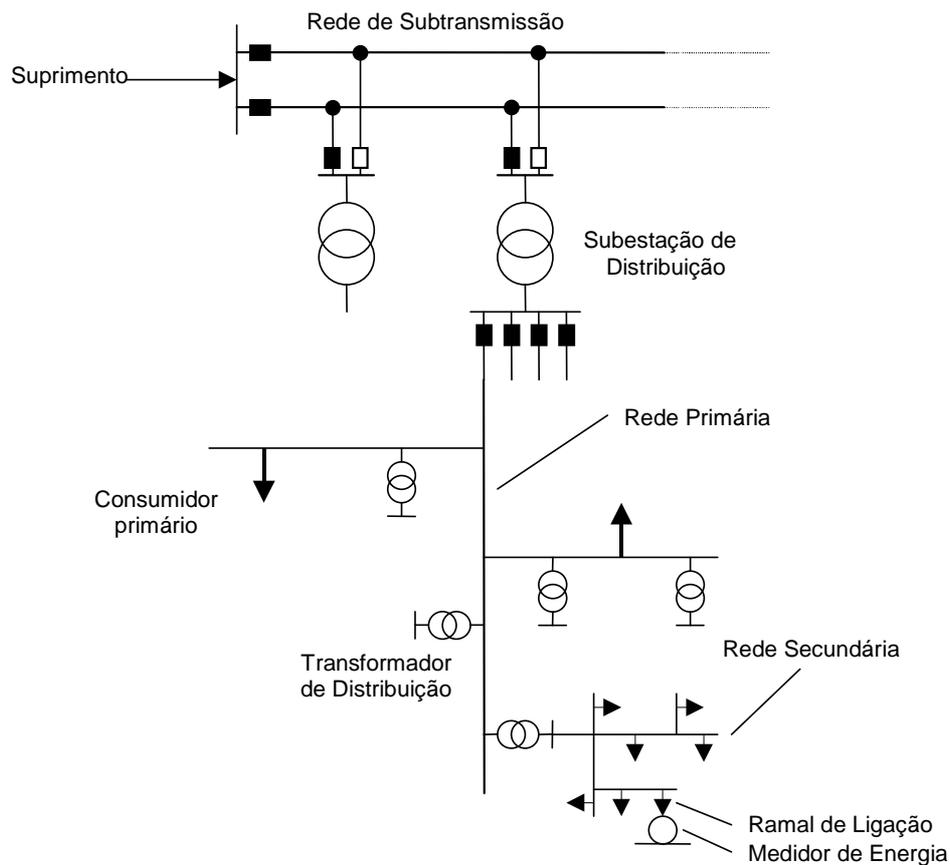


Figura 1 – Segmentos do sistema de distribuição

A tabela 1, preparada a partir das referências pesquisadas [1,2,3], apresenta faixas de valores esperados de perdas técnicas de energia nos principais segmentos de um sistema de distribuição, em porcentagem do total da energia requerida pelo sistema e em porcentagem do total de perdas técnicas de energia.

Tabela 1 – Nível esperado de perdas de energia

Segmento	Faixa Esperada (%)	
	Do total de perdas técnicas	Do total de energia
Sistemas de transmissão (redes e transformadores)	20 – 30	2,0 - 3,0
Transformadores de Subestações	9 – 15	0,5 - 2,0
Rede Primária	15 – 28	0,5 - 2,5
Transformadores de Distribuição	15 – 26	1,0 - 2,0
Rede Secundária	9 – 20	0,5 - 2,0
Ramais de Ligação	1 – 4	0,05 - 0,15

Medidores de Energia	2 - 5	0,2 - 0,4
Outros	9 - 11	0,2 - 0,8

2.3 Métodos geralmente utilizados na avaliação das perdas para os diversos segmentos [1-8]

2.3.1 Medidor de energia

Os medidores de energia ativa são compostos por um par de bobinas para cada fase. Assim, os medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos possuem, respectivamente, 1 par, 2 pares e 3 pares de bobinas. Cada elemento medidor é constituído por uma bobina de potencial e uma bobina de corrente. A perda que ocorre na bobina de corrente é assumida pelo consumidor, uma vez que ela é registrada pelo medidor. Já a perda na bobina de potencial é assumida pela concessionária. A perda de demanda na bobina de potencial não varia ao longo do dia, já que a bobina está submetida a uma tensão praticamente constante. As referências pesquisadas adotam um valor médio de perda por elemento medidor, da ordem de 1,2 a 1,5 W.

2.3.2 Ramal de ligação

As metodologias existentes para cálculo das perdas nos ramais de ligação estabelecem um ramal típico com bitola e comprimento médios para realizar o cálculo neste segmento, pois seria muito trabalhoso, requerendo grande quantidade de informações, calcular as perdas em cada ramal de ligação separadamente. Também são estabelecidas regras simples para a determinação das correntes nos condutores de fase e neutro dos ramais.

São calculadas as perdas de demanda, e as perdas de energia são obtidas indiretamente, através de uma estimativa do fator de perdas a partir do fator de carga, ou seja:

$$e_r = f_p \cdot p_M \cdot \Delta t \quad [\text{kWh}] \quad (1)$$

onde:

- f_p : fator de perdas;
- p_M : perda máxima de demanda [kW];
- Δt : período de análise [h]

O fator de perdas, por sua vez, é calculado a partir do fator de carga, f_C , pela expressão:

$$f_p = k \cdot f_C + (1-k) \cdot f_C^2 \quad (2)$$

sendo $0 < k < 1$.

2.3.3 Rede secundária

Neste segmento existem diversas metodologias para o cálculo das perdas de demanda, que podem ser classificadas em dois grandes grupos:

- perdas obtidas a partir de cálculo elétrico realizado para cada rede secundária;
- perdas obtidas a partir de expressões que buscam correlações entre as perdas e certos atributos das redes (por exemplo: queda de tensão, carregamento médio dos transformadores, etc)

Em todos os casos procura-se determinar o valor das perdas de demanda, e em seguida as perdas de energia são estimadas com o uso das expressões (1) e (2).

2.3.4 Transformadores de distribuição

As perdas num transformador são constituídas por duas parcelas: perdas no ferro e perdas no cobre. O cálculo das perdas no ferro é relativamente simples, pois seu valor pode ser considerado constante, dado que depende basicamente da tensão de alimentação do transformador. As perdas no cobre são mais difíceis de serem avaliadas, pois dependem do carregamento do transformador. De forma geral, nos

trabalhos pesquisados, os autores buscam estabelecer valores médios do fator de utilização dos transformadores, para o cálculo das perdas máximas de demanda. As perdas de energia também são separadas em duas parcelas, já que, para as perdas de energia no ferro, o fator de perdas será sempre 1,0. O fator de perdas para calcular as perdas de energia no cobre assume valores entre 0 e 1.

2.3.5 Rede primária

Neste segmento também existem diversas metodologias para o cálculo das perdas de demanda, que podem ser agrupadas em:

- perdas obtidas a partir de cálculo elétrico realizado para cada rede primária;
- modelos estatísticos para avaliação das perdas a partir de atributos que descrevem os alimentadores;
- utilização de modelos típicos de redes.

Assim como nos outros segmentos, as perdas de energia são obtidas a partir da estimativa do fator de perdas, expressões (1) e (2).

2.3.6 Transformadores de subestação

O cálculo das perdas neste segmento é análogo ao das perdas nos transformadores de distribuição. A diferença básica é que, pelo fato do número de unidades transformadoras ser bem menor, em geral é possível obter-se melhores informações acerca dos valores nominais de perdas no cobre e no ferro, além dos dados de carregamento dos transformadores.

2.3.7 Rede de subtransmissão

Neste segmento, as perdas de energia podem ser obtidas diretamente pelas medições nos pontos de fronteira da Empresa e nas subestações de distribuição, ou seja:

$$\varepsilon_P = \varepsilon_C + \varepsilon_G - \varepsilon_V - \varepsilon_{SE} \quad (3)$$

Onde ε_C é o valor das compras de energia de outras empresas, ε_G é a geração própria, descontando-se o consumo interno da unidade geradora, ε_V é o valor das vendas de energia a outras empresas e ε_{SE} é a quantidade de energia medida na entrada de todas as subestações de distribuição do sistema. Em não se dispondo das medições em todas as subestações, recai-se no caso de simulação de fluxo de potência, considerando a quantidade de períodos mais adequada à curva de carga do sistema.

2.3.8 Outros

As perdas nos outros segmentos (equipamentos, fuga em isoladores, efeito corona etc.), por serem de difícil determinação, em geral são avaliadas como sendo uma porcentagem das perdas já calculadas (por exemplo, 10%). Alguns autores propõem alguns valores típicos para equipamentos específicos (capacitores, reguladores de tensão, isoladores, conexões, etc).

2.4 Metodologia proposta para o cálculo das perdas de energia e demanda por segmento

2.4.1 Introdução

A metodologia proposta para o cálculo das perdas técnicas nos diversos segmentos de um sistema de distribuição, que será detalhada nos próximos sub-itens, pode ser resumida pelos passos a seguir:

- a) Atribui-se a cada medidor de energia um valor fixo de perdas.
- b) Calculam-se as perdas nos ramais de ligação, assumindo-se valores típicos de comprimento e de resistência ôhmica de condutores padronizados, utilizando curvas de carga típicas dos consumidores.
- c) Para cada rede secundária ligada a um transformador de distribuição, doravante denominado ET (estação transformadora), de um alimentador primário, calculam-se as perdas de energia e demanda a

partir de cálculo elétrico da rede, por fase, utilizando a metodologia de curvas de carga.

- d) Calculam-se as parcelas das perdas no ferro e no cobre nos transformadores de distribuição (ET's), a partir de seus dados nominais e da sua curva de carga diária, obtida pela agregação das curvas de carga dos consumidores secundários ligados à ET.
- e) Ao término do cálculo de todas as ET's de um alimentador primário, calculam-se as perdas de energia e demanda na rede primária a partir de cálculo elétrico da rede, por fase, utilizando a metodologia de curvas de carga, incluindo-se os consumidores primários. Ao final deste cálculo, obtém-se a curva de carga diária do alimentador.
- f) Repetem-se os passos anteriores para todos os alimentadores de uma determinada subestação. Em seguida, calculam-se as parcelas de perdas no ferro e no cobre nos transformadores da subestação de distribuição (SE), a partir de seus dados nominais e da sua curva de carga diária, obtida pela agregação das curvas de carga dos alimentadores que dela se derivam. Ao final deste cálculo, obtém-se a curva de carga diária da subestação.
- g) Em seguida, calcula-se a perda de energia na rede de subtransmissão, por meio de um balanço de energia, incluindo-se os consumidores atendidos em tensão de subtransmissão.
- h) A diferença entre a energia medida nos pontos de suprimento e a soma da energia faturada com as perdas calculadas nos passos anteriores é igual a soma das perdas não técnicas com as perdas técnicas classificadas no segmento "outros" (perdas em equipamentos, fuga em isoladores, etc).

2.4.2 Representação da carga

Antes de detalhar a metodologia proposta para o cálculo das perdas técnicas de energia em cada segmento, é necessário entender como a carga será representada, ou seja, os consumidores secundários, os consumidores primários e a carga de iluminação pública.

Os consumidores secundários são representados por curvas de carga típicas. A Eletropaulo dispõe de Base de Dados com curvas típicas para o seu sistema, obtidas através de medições em campo, realizadas no projeto de Curvas de Carga do CED - Centro de Excelência de Distribuição [9,10], nas quais os consumidores foram divididos em três tipos: residencial, comercial e industrial.

Para consumidores residenciais, a partir do consumo típico mensal, pode-se determinar a curva de carga típica, que é dividida em estratos de consumo. Tais consumidores foram divididos em quatro estratos de consumo mensal: de 0 a 200 kWh, de 200 a 400 kWh, de 400 a 500 kWh e acima de 500 kWh. Na figura 2 apresenta-se a curva de carga de consumidor residencial, no segundo estrato de consumo.

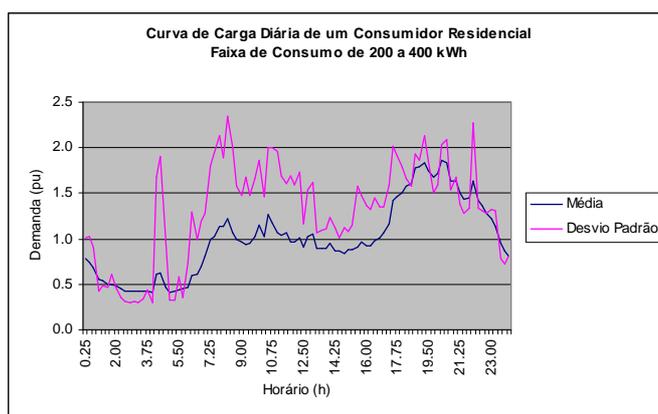


Figura 2 – Exemplo de curva de carga típica de consumidor residencial

Para consumidores comerciais e industriais, deve-se conhecer o tipo de atividade desenvolvida. Os consumidores comerciais foram divididos em 47 atividades principais e os industriais em 26 atividades principais. A figura 3 ilustra a curva de carga de um determinado ramo de atividade industrial (fabricação de estruturas de madeira e carpintaria).

Deve-se salientar que as curvas típicas de consumidores apresentam, para cada intervalo de 15 minutos, um valor médio e um valor de desvio padrão. O valor da demanda a ser utilizado em cada instante de tempo é uma variável aleatória, na qual é conhecida a distribuição de probabilidades correspondente, e não um valor determinado. Porém, para avaliar um valor que represente de forma adequada o carregamento da rede com dado grau de confiança, assume-se que a demanda é proporcional ao valor médio adicionado de uma certa porcentagem do desvio padrão global do circuito secundário. Em suma, neste modelo, utiliza-se a seguinte expressão para a avaliação da demanda, $D_{i,t}$, em cada consumidor:

$$D_{i,t} = D_{med_{i,t}} \left(1 + \frac{k\sigma_{ET,t}}{D_{med_{ET,t}}} \right) \quad (4)$$

onde:

- $\sigma_{ET,t}$ - é o desvio padrão do circuito secundário [kW], avaliado a partir dos desvios padrão de cada consumidor: $\sigma_{ET,t} = \sqrt{\sum_i (\sigma_{i,t}^2)}$;
- $D_{med_{ET,t}}$ - é a demanda média da ET [kW]. É determinada pela soma das médias das demandas de cada consumidor individual, no instante t: $D_{med_{ET,t}} = \sum_i D_{med_{i,t}}$;
- k - é o fator de proporcionalidade que é aplicado ao desvio padrão normalizado. Para distribuição normal (gaussiana), tem-se $k = 1,28$ para uma probabilidade de 90% de a demanda não exceder o valor $D_{i,t}$. Na presente metodologia foi utilizado o valor médio das curvas de carga típicas, uma vez que o desvio padrão agregado de muitos consumidores é bastante reduzido.

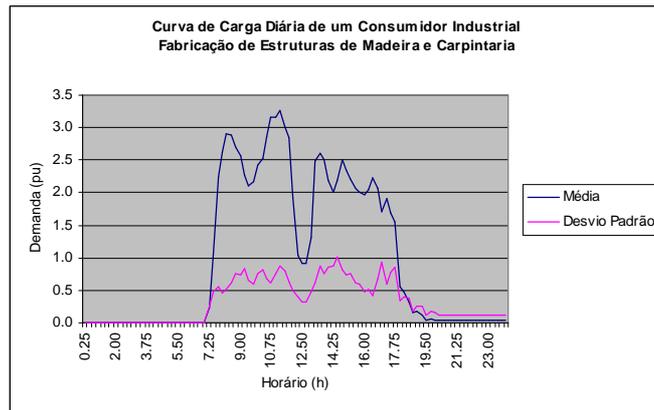


Figura 3 – Exemplo de curva de carga típica de consumidor industrial

Esta metodologia permite a determinação das demandas de cada consumidor em 96 intervalos de 15 minutos que compõem um dia típico de 24 horas. Dados o consumo mensal E em kWh e a curva de carga típica em pu de um determinado consumidor, inicialmente calcula-se a potência média P em kW por:

$$P = \frac{E}{720} \quad [\text{kW}] \quad (5)$$

Em seguida, para obter a curva de carga em kW desse consumidor, basta multiplicar cada ponto da curva de carga típica em pu (figuras 2 e 3) pela potência média P calculada por (5). A carga do consumidor é, por hipótese do modelo, dividida igualmente entre o número de condutores de fase que o alimentam.

A representação dos consumidores primários é análoga à dos consumidores secundários, com sua classificação em 6 atividades principais. Caso existam consumidores sem curva de carga típica associada, o modelo adota uma curva de carga típica que não apresenta grandes variações ao longo do dia.

A carga de iluminação pública (IP) é representada por uma curva de carga, em kW, de valor constante nas fases e nos períodos adequados.

2.4.3 Perdas nos medidores de energia

As perdas nos medidores de energia são basicamente devido às perdas no ferro das bobinas de potencial, e podem ser consideradas aproximadamente constantes, pois independem da carga. Desta forma, a perda de energia nos medidores (e_m) será obtida por [1]:

$$e_m = \frac{p_m \cdot N_m \cdot (i_1 + 2i_2 + 3i_3) \cdot T}{1000} \quad [\text{kWh}] \quad (5)$$

onde:

p_m - é a perda média por elemento medidor de energia [W];

N_m - é o número total de medidores;

i_1 - é a percentagem de medidores monofásicos;

i_2 - é a percentagem de medidores bifásicos;

i_3 - é a percentagem de medidores trifásicos;

T - é o intervalo de tempo considerado [h];

De acordo com ensaios realizados pela Eletropaulo em seus medidores de energia, a perda média por elemento medidor foi estimada em 1,2 W.

2.4.4 Perdas nos ramais de ligação

Para o cálculo das perdas nos ramais de ligação, foi definido um ramal típico por classe de consumo, com comprimento e resistência ôhmica dos condutores pré-fixados. Desta forma, a perda de energia diária (e_r) no ramal de ligação de um consumidor será obtida por:

$$e_r = \frac{k \cdot R \cdot L \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{N_t} I_i^2}{1000} \quad [\text{kWh}] \quad (6)$$

onde:

k - é o número de condutores do ramal de ligação em que flui corrente ($k = 2$ para consumidores monofásicos e bifásicos e $k = 3$ para consumidores trifásicos);

R - é a resistência ôhmica dos condutores [Ω/km];

L - é o comprimento médio do ramal [km];

I_i - é a corrente no ramal no período i do dia [A];

Δt - é a duração do intervalo da curva de carga [h];

N_t - é o número de períodos do dia.

O valor da corrente em cada período do dia é obtido a partir do consumo de energia mensal do consumidor (dado obtido a partir do sistema de gerência de redes da Eletropaulo – GRADE) e de sua curva diária de carga típica em 96 pontos, o que resulta num intervalo Δt igual a 0,25 h (15 min). Utiliza-se o modelo de corrente constante com a tensão, no qual avalia-se a corrente absorvida por uma carga a partir da demanda instantânea e sua tensão nominal

2.4.5 Perdas na rede secundária

O modelo desenvolvido permite, a partir dos dados adquiridos do sistema GRADE, relativos aos consumidores e à topologia da rede secundária, e dos dados de curvas típicas de carga de consumidores residenciais, comerciais e industriais, avaliar as perdas em todos os trechos da rede secundária, por fase, bem como o carregamento das ET's.

Para o cálculo elétrico da rede secundária, parte-se do princípio de que a rede é radial e que cada trecho é representado pelos condutores de fase e de neutro (fases A, B, C e neutro N). A figura 4.a ilustra um trecho de rede, na qual são supostamente conhecidas as correntes nas três fases (I_A , I_B , I_C) e a corrente de neutro (I_N). Estas correntes são obtidas a partir do conhecimento da carga em cada um dos pontos de

entrega da rede secundária, como foi visto no item 2.4.2. Para determinar a corrente em um trecho, basta acumular as correntes, por fase e neutro, relativas às cargas dos trechos a jusante, conforme ilustrado na figura 4.b.

O procedimento de cálculo das correntes nos trechos é realizado dos trechos finais até a ET. Uma vez determinadas as correntes em todos os trechos (fases e neutro), pode-se então calcular as perdas na rede secundária. Para cada trecho de rede, a perda de energia diária (e_s) é calculada por:

$$e_s = \frac{1}{1000} \sum_{t=1}^{96} \left(\sum_{i=1}^{N_{cond}} (R_i \cdot I_{i,t}^2) \right) \cdot \Delta t \quad [\text{kWh}] \quad (7)$$

onde:

R_i - é a resistência ôhmica do condutor i [Ω];

$I_{i,t}$ - é a corrente no condutor i no intervalo de tempo t [A];

Δt - é a duração de cada intervalo da curva de carga diária [h]. Para uma curva de carga diária com 96 pontos, $\Delta t = 0,25$ h;

N_{cond} - é o número de condutores no trecho (incluindo os condutores de fase e o de neutro).

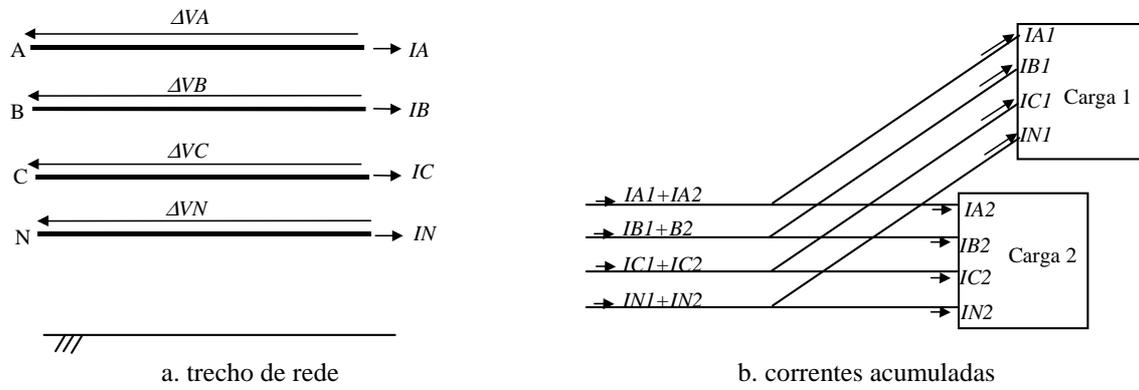


Figura 4 – Rede secundária

2.4.6 Perdas nos transformadores de distribuição

Conforme apresentado no sub-item anterior, o cálculo de corrente nos trechos da rede secundária é realizado dos trechos finais até a ET, determinando-se então o carregamento de cada fase das unidades transformadoras, em termos de curva de carga diária.

Para cada transformador, conhecendo-se a sua potência nominal, a perda nominal no ferro e a perda nominal no cobre à plena carga, calcula-se a perda de energia diária por:

$$e_t = p_{fe} \cdot S_N \cdot 24 + p_{Cu,pc} \cdot S_N \cdot \sum_{t=1}^{96} \left(\frac{S_i}{S_N} \right)^2 \cdot \Delta t \quad [\text{kWh}] \quad (8)$$

onde:

S_N - é a potência nominal do transformador [kVA];

S_i - é o carregamento do transformador no intervalo i da curva de carga [kVA];

p_{fe} - é a perda nominal no ferro [pu];

$p_{Cu,pc}$ - é a perda nominal no cobre à plena carga [pu];

Δt - duração do intervalo da curva de carga diária [h].

2.4.7 Perdas na rede primária

O cálculo das perdas na rede primária é realizado de forma análoga àquela apresentada para a rede secundária. Ou seja, parte-se do princípio de que a rede é radial, e representa-se a rede trecho a trecho, por meio dos condutores de fase e de neutro (fases A, B, C e neutro N). O cálculo elétrico é feito por meio de fluxo de potência trifásico, com a utilização da metodologia de curvas de carga, com o estabelecimento

das correntes em intervalos de 15 minutos.

Para a atribuição da carga às fases da rede primária, são necessários os dados de carregamento dos transformadores de distribuição, dos consumidores primários e da carga de iluminação pública. Para o cálculo do fluxo de potência, é necessário ainda se dispor dos dados de bancos de capacitores, ou seja, ponto de conexão à rede, potência nominal e período de utilização ao longo do dia.

2.4.8 Perdas nas subestações de distribuição

Ao término do cálculo elétrico da rede primária, dispõe-se da curva de carga diária do alimentador. A composição das curvas de carga de todos os alimentadores de uma subestação resulta na curva de carga dos seus transformadores. Para cada transformador, conhecendo-se a sua potência nominal, a perda nominal no ferro e a perda nominal no cobre à plena carga, calcula-se a perda de energia diária da mesma forma que nos transformadores de distribuição, conforme apresentado no item 2.4.6.

2.4.9 Perdas na rede de subtransmissão

As perdas na rede de subtransmissão são calculadas por meio de balanço de energia, a partir de um percentual de perdas, que é determinado pela aplicação de um programa de fluxo de potência utilizando-se os dados de planejamento da rede. Esse cálculo de fluxo de potência deve ser feito periodicamente para atualizar o nível percentual de perda de energia na rede de subtransmissão.

2.5 Balanço de energia no sistema de distribuição

A aplicação da metodologia de cálculo de perdas por segmento para todo o sistema de distribuição da Empresa, ou para uma parcela representativa, permite a obtenção de índices de perdas para todos os segmentos estudados. O índice de perdas de um determinado segmento do sistema é definido pela expressão:

$$e_p (\%) = \frac{E_p}{E_{montante}} 100 = \frac{E_p}{E_{jusante} + E_p} 100 \quad (9)$$

onde:

- E_p : perdas de energia no segmento [kWh];
- $E_{montante}$: energia fornecida ao segmento [kWh];
- $E_{jusante}$: energia fornecida ao(s) segmento(s) a jusante [kWh]

Desta forma, conhecendo-se o índice de perdas dos diversos segmentos do sistema, e os valores de energia adquiridos pela Empresa (energia nos pontos de fronteira) e a energia vendida aos consumidores (energia faturada), por nível de tensão, obtém-se uma boa estimativa do fluxo de energia no sistema, conforme ilustrado na figura 5.

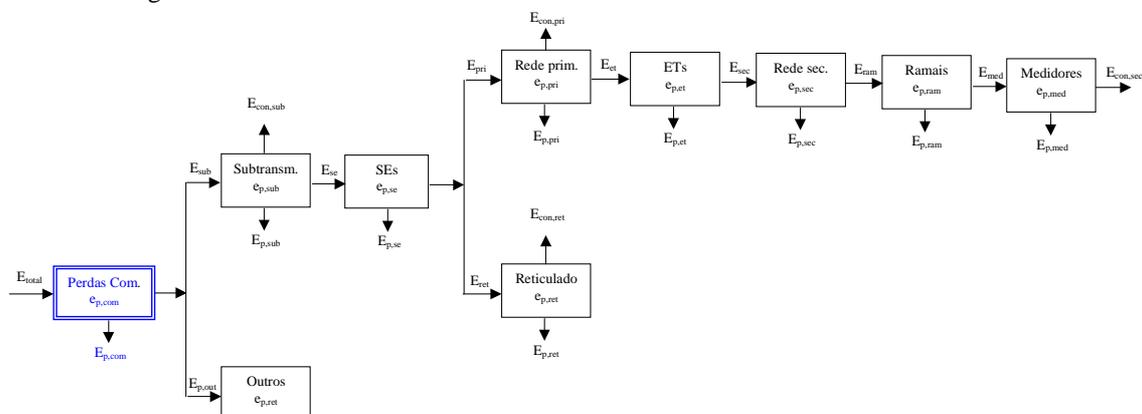


Figura 5 – Balanço de energia

A partir dos valores obtidos para as perdas técnicas nos diversos segmentos do sistema de distribuição, obtém-se a equação de balanço de energia:

$$E_{total} = E_{con} + E_{p,t} + E_{p,com} \quad (10)$$

onde:

E_{total} : energia total adquirida pela Concessionária, ou seja, a energia nos pontos de fronteira;

E_{con} : energia total faturada, obtida pela soma dos consumidores secundários, primários, em nível reticulado e de alta tensão, respectivamente, $E_{con,sec}$, $E_{con,pri}$, $E_{con,ret}$ e $E_{con,sub}$;

$E_{p,t}$: energia de perdas técnicas em todo o sistema de distribuição, obtida pela soma das parcelas de perdas técnicas em cada segmento;

$E_{p,com}$: energia de perdas comerciais em todo o sistema de distribuição.

A equação 10 permite obter estimativa do valor das perdas comerciais, $E_{p,com}$, e seu índice percentual:

$$e_{p,com} (\%) = \frac{E_{p,com}}{E_{tot}} 100 \quad (11)$$

3. EXEMPLO DE APLICAÇÃO

3.1 Introdução

A seguir será apresentado um exemplo de aplicação do sistema computacional desenvolvido e implantado na Eletropaulo, que se divide em dois módulos.

Com o primeiro módulo, denominado PERTEC – Cálculo de Perdas Técnicas, é possível calcular as perdas técnicas de energia e de demanda por segmento. Esse cálculo é detalhado, ou seja, são determinadas as perdas em cada componente de cada segmento.

Com o segundo módulo, denominado Módulo de Balanço de Energia, é possível calcular as perdas técnicas e não técnicas de energia a partir das perdas percentuais médias de energia determinadas pelo PERTEC. Dessa forma, é possível estimar as perdas por segmento para toda a área de concessão a partir das perdas médias percentuais de parte da Empresa.

3.2 Aplicação do PERTEC

O PERTEC realiza o cálculo detalhado das perdas técnicas por segmento. São calculadas as perdas nos segmentos: subestação de distribuição, rede primária, transformador de distribuição, rede secundária, ramal de ligação e medidor de energia.

Para ilustrar a aplicação deste *software*, foram calculadas as perdas técnicas de energia na área atendida pela subestação fictícia ELPA, da qual se derivam 4 circuitos primários também fictícios: ELPA-0102, ELPA-0103, ELPA-0104 e ELPA-0105.

O PERTEC apresenta os resultados de diversas maneiras. No relatório detalhado são mostradas as perdas calculadas para cada componente de cada segmento. As figuras 6 e 7 mostram, respectivamente, as telas de relatório detalhado para os segmentos transformador de distribuição (ou ET – Estação Transformadora) e ramal de ligação.

O campo ET informa o código da ET na qual os componentes de um determinado segmento estão ligados e o campo Circuito, o código do circuito a que a ET pertence. Assim, escolhendo-se o relatório detalhado para ramal de ligação, por exemplo, serão apresentados os valores de perdas para todos os ramais de ligação dos consumidores que estão ligados a uma mesma ET. O mesmo raciocínio vale para o segmento

medidor de energia.

No campo Perda (kWh) está a perda mensal de energia. Em seguida, no primeiro campo Perda (%), está a perda mensal de energia em % da energia que entra no segmento. Os campos Perda (W) e Perda (%) apresentam, respectivamente, a perda máxima diária de demanda, em W, e a perda máxima de demanda em % da demanda máxima diária. No campo Energia está a energia suprida (energia dos consumidores mais a energia de iluminação pública) por aquele componente, no campo Demanda, a demanda máxima diária naquele componente e, no campo Tensão, o nível de tensão em V.

Tomando-se como exemplo a figura 6, nota-se que a ET082537 apresenta perda de 381,35 kWh ou 2,31%. Olhando agora a figura 7, os valores para a ET082537, respectivamente 29,74 kWh e 0,18% são as perdas de energia nos ramais de ligação de todos os consumidores ligados naquela ET.

Nota-se também que, na parte inferior da tela de relatório detalhado, são apresentados os valores médio, mínimo e máximo de perda percentual de energia que ocorrem no segmento, além do total de perda de energia em kWh.

Circuito	ET	Perda (kWh)	Perda (%)	Perda (W)	Perda (%)	Energia (kWh)	Demanda (kW)
ELPA 0102	ET082537	381.34861	2.31115	757.63601	2.19312	16119	34.54596
ELPA 0102	ET093850	248.89085	21.79638	347.02525	14.31892	893	2.42354
ELPA 0102	ET051317	333.64747	3.66499	559.28654	2.56116	8770	21.83726
ELPA 0102	ET140101	433.66658	2.10654	865.53303	1.50428	20153	57.53793
ELPA 0102	ET140102	465.57392	1.93742	1012.08741	1.51075	23565	66.99259
ELPA 0102	ET039162	410.15769	2.64308	720.94892	2.10664	15108	34.22262
ELPA 0102	ET033099	312.68274	2.36064	958.37287	2.62033	12933	36.57447
ELPA 0102	ET068979	289.00047	1.93389	783.63094	1.97489	14655	39.67969
ELPA 0102	ET014033	303.01079	3.03587	603.39096	2.28858	9678	26.36525
ELPA 0102	ET047404	429.79657	2.00224	1501.94818	2.53654	21036	59.21242
ELPA 0102	ET047405	433.97474	2.15287	1132.76078	2.09867	19724	53.97505
ELPA 0102	ET093833	220.25523	4.91284	326.54811	3.18394	4263	10.25611
ELPA 0102	ET141058	328.56679	4.70958	530.98811	2.34455	6648	22.64772
ELPA 0102	ET006116	367.22425	1.92726	1058.68552	2.1972	18687	48.18343
ELPA 0102	IP17E091	66.41417	3.08178	106.83121	1.9278	2089	5.5416
ELPA 0102	ET046735	412.7986	2.6455	959.57426	2.38572	15191	40.22156
ELPA 0102	ET046048	447.81409	2.06045	1030.64819	1.74002	21286	59.23205
ELPA 0102	ET048148	352.46693	3.74946	548.29536	2.7945	9048	19.62054
ELPA 0102	ET004257	389.17518	2.17402	1093.46596	2.27778	17512	48.00575
ELPA 0102	ET007484	583.02371	2.65023	2208.96751	3.75451	21416	58.83507
ELPA 0102	IP17E077	120.19137	2.49859	223.56768	1.82257	4690	12.26663
ELPA 0102	ET027836	488.30952	1.89706	1099.77364	1.5613	25252	70.4396
ELPA 0102	ET057499	336.67049	2.65499	684.96121	2.16967	12344	31.56987
ELPA 0102	ET002718	367.63706	2.27489	581.31483	1.63629	15793	35.52639

Perda de Energia (%): ET Média: 2.23 Máximo: 55.08 Mínimo: 0.94 Total (kWh): 167056.56

Figura 6 – Relatório detalhado para transformador de distribuição

Relatório Detalhado - Ramais de Ligação

Sair

As perdas de energia referem-se ao período de 1 mês. * Perdas estimadas. Elementos estimados: 32. Total de elementos: 498.

Circuito	ET	Perda (kWh)	Perda (%)	Perda (W)	Perda (%)	Energia (kWh)	Demanda (kW)	Tensão (V)
ELPA 0102	ET082537	29.73592	0.18414	137.36706	0.39764	16119	34.54596	230
ELPA 0102	ET093850	0.88358	0.09885	7.07236	0.29182	893	2.42354	230
ELPA 0102	ET051317	37.40511	0.4247	221.03041	1.01217	8770	21.83726	230
ELPA 0102	ET140101	18.95013	0.09394	179.00955	0.31112	20153	57.53793	240
ELPA 0102	ET140102	35.54175	0.1506	354.17143	0.52867	23565	66.99259	240
ELPA 0102	ET039162	22.04786	0.14572	126.68574	0.37018	15108	34.22262	230
ELPA 0102	ET033099	11.87869	0.09176	110.63503	0.30249	12933	36.57447	230
ELPA 0102	ET068979	16.18701	0.11033	147.81577	0.37252	14655	39.67969	230
ELPA 0102	ET014033	10.17272	0.105	95.81827	0.36343	9678	26.36525	240
ELPA 0102	ET047404	21.02501	0.09985	200.42877	0.33849	21036	59.21242	230
ELPA 0102	ET047405	16.30654	0.08261	148.5774	0.27527	19724	53.97505	230
ELPA 0102	ET093833	9.99103	0.23382	54.49795	0.53137	4263	10.25611	230
ELPA 0102	ET141058	39.26002	0.58709	323.86193	1.43	6648	22.64772	220
ELPA 0102	ET006116	24.73785	0.1322	195.21783	0.40516	18687	48.18343	230
ELPA 0102	IP17E091	0	0	0	0	2089	5.5416	240
ELPA 0102	ET046735	15.85796	0.10428	141.5016	0.35181	15191	40.22156	230
ELPA 0102	ET0468048	26.37834	0.12377	249.32435	0.42093	21286	59.23205	230
ELPA 0102	ET048148	10.71671	0.1183	44.08882	0.22471	9048	19.62054	230
ELPA 0102	ET004257	18.53576	0.10573	176.34969	0.36735	17512	48.00575	230
ELPA 0102	ET007484	21.8949	0.10213	206.6715	0.35127	21416	58.83507	230
ELPA 0102	IP17E077	0	0	0	0	4690	12.26663	240
ELPA 0102	ET027836	23.36399	0.09244	218.78539	0.3106	25252	70.4396	230
ELPA 0102	ET057499	17.61434	0.14249	116.92507	0.37037	12344	31.56987	230
ELPA 0102	ET002718	20.63311	0.13048	105.57775	0.29718	15793	35.52639	230

Perda de Energia (%): Ramal de Ligação Média: 0.16 Máximo: 2.52 Mínimo: 0.04 Total (kWh): 11692.13

Figura 7 – Relatório detalhado para ramal de ligação

Como o relatório detalhado é extenso, o PERTEC dispõe de uma ferramenta para realizar buscas neste relatório. Essa ferramenta permite localizar uma determinada ET no relatório ou todas as ET's que se encontrarem dentro de uma determinada faixa de perdas de energia. Também é possível agrupar os resultados do relatório detalhado. Assim, para os segmentos transformador de distribuição, rede secundária, ramal de ligação e medidor de energia, é possível agrupar os resultados do cálculo de acordo com o circuito, subestação ou regional a que eles pertencem. A figura 8 apresenta a tela de relatório por circuito para o segmento transformador de distribuição. Por essa tela, nota-se que o circuito ELPA-0102 é o que apresenta maior perda percentual no segmento transformador de distribuição.

Relatório por Circuito - ET's

Sair

As perdas de energia referem-se ao período de 1 mês. * Perdas estimadas.

Circuito	Perda (kWh)	Perda (%)	Perda (kW)	Perda (%)	Energia (kWh)	Demanda (kW)
ELPA 0102	47583.8307	2.3453	120.07427	2.25571	1981317	5323.13255
ELPA 0103	35432.8294	2.14884	93.71834	2.15133	1613492	4356.28804
ELPA 0104	41871.502	2.28894	106.94453	2.26755	1787425	4716.29641
ELPA 0105	42168.3982	2.14216	109.35033	2.10959	1926328	5183.48646

Figura 8 – Relatório por circuito para transformador de distribuição

Da mesma forma, é possível agrupar os resultados do relatório detalhado para o segmento rede primária de acordo com a subestação ou a regional a que os circuitos primários pertencem, e agrupar os resultados do relatório detalhado para o segmento subestação de distribuição de acordo com a regional a que as subestações pertencem. Pode-se também obter um relatório geral por segmento onde tem-se as perdas (de energia e de demanda) percentuais mínima e máxima com suas respectivas ocorrências, as perdas médias percentuais e o total de perdas de energia e de demanda para cada segmento. Esse relatório pode ser impresso e salvo para posterior consulta.

O PERTEC ainda disponibiliza uma ferramenta gráfica que permite visualizar, de forma simplificada, a distribuição dos componentes de um determinado segmento dentro de algumas faixas de perdas de energia. A figura 9 mostra a tela que apresenta o histograma da perda de energia para o segmento rede secundária. Nota-se que a maior parte das redes secundárias calculadas (55,62%) apresentam perda de energia entre 0,0 e 1,0%. Da mesma forma, fica mais claro notar que as redes secundárias que apresentam perda entre 2,0 e 3,0% representam 11,65% do total das redes secundárias.

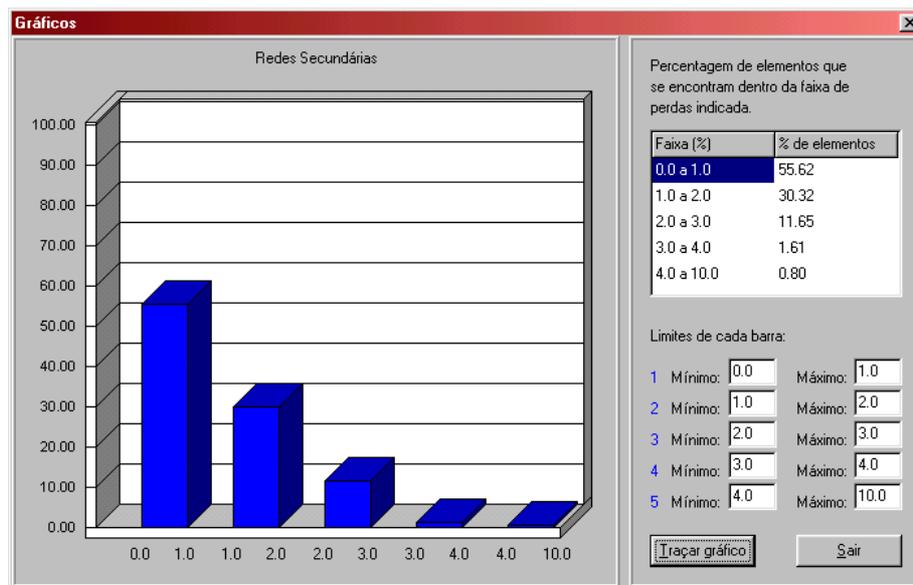


Figura 9 – Histograma da perda de energia no segmento rede secundária

3.3 Aplicação do Módulo de Balanço de Energia

O Módulo de Balanço de Energia calcula a perda de energia em 9 segmentos. Com exceção dos segmentos subtransmissão, sistema reticulado (uma pequena parcela do sistema Eletropaulo) e outros, todos os demais segmentos têm seu nível de perda percentual de energia determinado pelo módulo PERTEC. Entretanto, esses valores percentuais podem ser alterados pelo usuário.

Basicamente, o Módulo de Balanço de Energia necessita dos seguintes dados para o cálculo: totais de energia faturada em baixa tensão, em média tensão, em alta tensão e em nível reticulado (MWh), o total de energia adquirida nos pontos de fronteira (MWh) e as perdas percentuais de energia para cada segmento (valores adquiridos do módulo PERTEC).

Como resultados do cálculo, tem-se o total de perdas de energia (MWh) em cada segmento, o total de perdas técnicas (em MWh e em %) e o total de perdas não técnicas (MWh e em %).

A figura 10 mostra a tela principal do Módulo de Balanço de Energia, onde se tem um exemplo de cálculo com dados de entrada hipotéticos. Após o cálculo, pode-se imprimir e salvar os resultados, que também podem ser visualizados num diagrama, conforme mostra a figura 11, com o fluxo de energia nos diversos segmentos do sistema de distribuição.

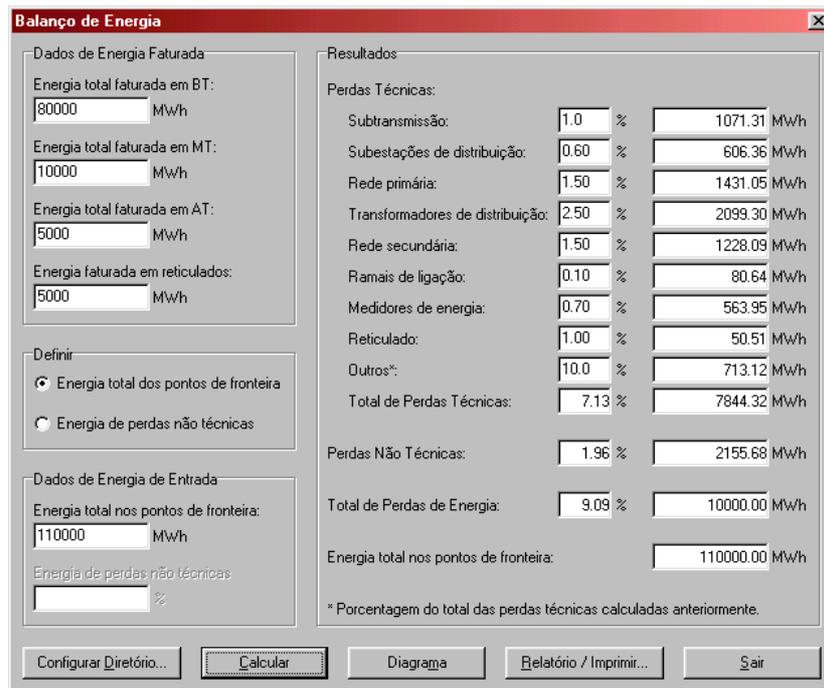


Figura 10 – Exemplo de cálculo com o Módulo de Balço de Energia

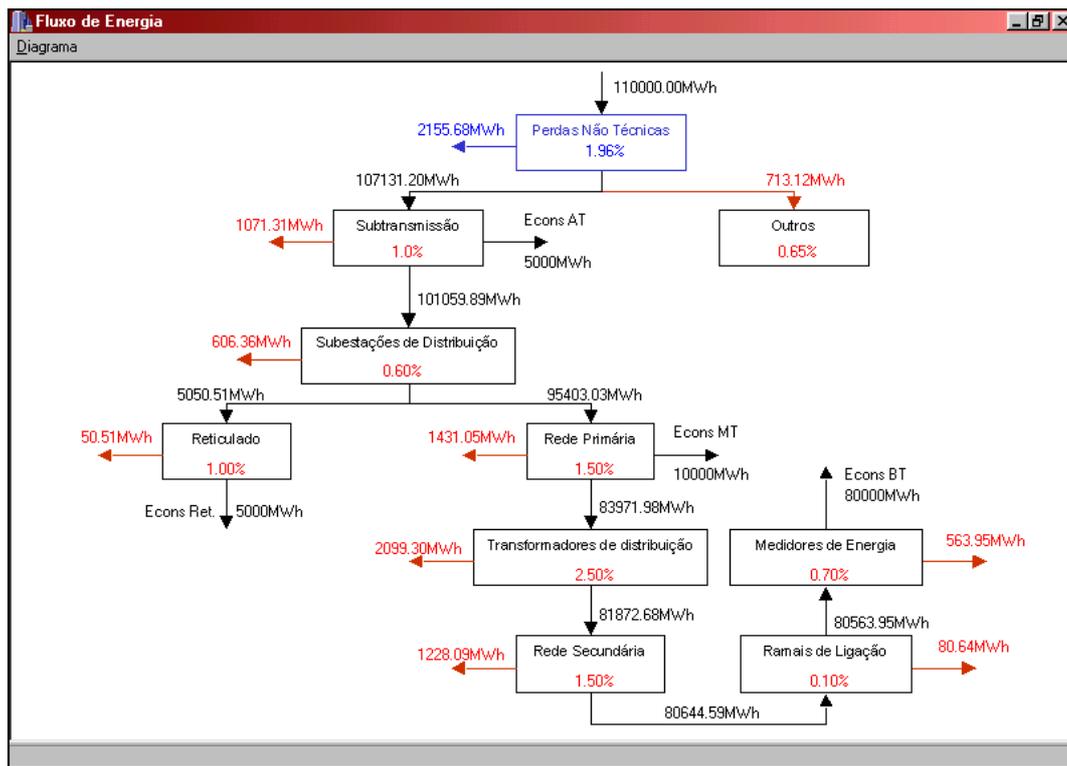


Figura 11 – Diagrama do fluxo de energia no sistema de distribuição

4. CONCLUSÕES

O artigo apresentou uma nova metodologia para o cálculo das perdas técnicas de energia e demanda por segmento de uma empresa de distribuição de energia. As perdas são calculadas de forma detalhada, através de cálculo elétrico específico para cada elemento de um determinado segmento do sistema, eliminando as simplificações existentes nos modelos encontrados na bibliografia pesquisada, inclusive o cálculo indireto da energia de perdas a partir da estimativa do fator de perdas.

A aplicação do modelo exige que a empresa possua um bom sistema de gerência de redes, pois os dados cadastrais da rede e os dados de faturamento, em conjunto com a disponibilidade de curvas de carga típicas que possam representar adequadamente os consumidores, são os insumos básicos para a utilização da metodologia, que implementada num *software* para uso em microcomputadores.

O *software* desenvolvido foi implantado na Eletropaulo, e está sendo utilizado para a avaliação das perdas globais e por segmento do sistema, além da identificação das redes/áreas com índices de perdas mais elevados, permitindo a elaboração de planos de ação para a sua redução.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CODI – Comitê de Distribuição. Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição, Doc. Técnico CODI-3.2.19.34.0, 1996.
- [2] BACELAR, J. Perdas no Sistema de Distribuição da COELBA, Relatório 214R – COELBA, 1994.
- [3] CIPOLI, J A; BORGES, J A M. Avaliação das Perdas de Energia no Sistema Elétrico, I SIDEE – Seminário Internacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 1990.
- [4] AMENDOLA, A G; BACELAR, J S e outros. Determinação de Perdas em Sistemas de Distribuição, XII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Blumenau, 1992.
- [5] GOUVEA, M R. Bases Conceituais para o Planejamento de Investimentos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Tese de Doutorado, EPUSP, 1993.
- [6] GRAINGER, J J; KENDREW, T J. Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems, CIRED, 1989.
- [7] FLATEN, D L. Distribution System Losses Calculated by Percent Loading, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, Nº 3, August 1988.
- [8] POVEDA, M E. A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads, IEEE Transmission and Distribution Conference, New Orleans, 1999.
- [9] JARDINI, J A e outros. Curvas Diárias de Carga – Base de Dados Estabelecida com Medições em Campo, CIRED, 1996.
- [10] JARDINI, J A et alli. Residential and Commercial Daily Load Curve Representation by Statistical Function for Engineering Studies Purposes, CIRED, 1995.