

Pertec – Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição com Inclusão das Perdas não Técnicas a partir de Medições nas Subestações

A. Méffe, enerq/EPUSP; C. C. B. de Oliveira, enerq/EPUSP; U.S. Braga, enerq/EPUSP; C.A. Penin, enerq/EPUSP; T. P. L. Arango, enerq/EPUSP; E. Akira, ELETROPAULO; S.Jonathan, ELETROPAULO

Resumo- Atualmente a questão perdas vem sendo um assunto constante no setor elétrico. As empresas vêm se mobilizando em praticar ações que reduzam as perdas globais de energia e demanda, pois isto reflete diretamente na recuperação de receita. Neste ponto as empresas enfrentam um grande desafio que é estimar suas perdas técnicas.

A metodologia/tecnologia adotada pela Eletropaulo consiste em calcular as perdas técnicas por segmento no sistema de distribuição (medidor de energia, ramal de ligação, rede secundária, transformador de distribuição, rede primária e subestação de distribuição) dentro de uma política de cálculo periódico mensal com a utilização do software Pertec. Tal metodologia utiliza os dados de topologia da rede provenientes do sistema de geoprocessamento (GIS), os dados de consumo provenientes do faturamento e as curvas de carga típicas obtidas por campanha de medição. Apesar de a metodologia se mostrar confiável e capaz de representar bem a realidade de carregamento das redes, um problema permanece: como o principal dado de entrada é o consumo faturado, a curva de carga estimada pela metodologia fica bem abaixo da realidade em alimentadores com alta incidência de fraude e/ou furto de energia. Além disso, a perda técnica provocada pela própria fraude e pelo furto não é computada no cálculo.

Neste trabalho desenvolve-se uma metodologia para utilizar os dados de medições (nos transformadores das subestações e na saída dos circuitos primários de distribuição da Eletropaulo) para corrigir a curva de carga estimada a partir dos consumos faturados. Desta forma é possível distribuir, ao longo da rede elétrica, as perdas técnicas provocadas pelos consumidores que fraudam ou furtam energia. Como resultado tem-se o diagnóstico das perdas técnicas de modo rápido e preciso estratificado por segmento. Por diferença entre a perda total e a perda técnica obtêm-se as regiões com maior incidência de perdas não técnicas e, conseqüentemente, pode-se dirigir ações localizadas para minimizar essas perdas não técnicas.

Este artigo faz uma descrição sucinta da metodologia para cálculo de perdas, descreve de forma detalhada a metodologia para corrigir a curva de carga estimada e apresenta os resultados obtidos.

Palavras-chave— curvas de carga típicas, medições em subestações, correção de demanda, correção de energia.

I. INTRODUÇÃO

O tema perdas está se tornando cada vez mais importante no setor elétrico. A partir do momento em que as perdas entram no processo de revisão tarifária das concessionárias,

é necessário que elas sejam apuradas da forma mais correta possível, pois consta no contrato de concessão que as perdas técnicas são indicadores que serão controlados pelo órgão regulador. Para isso, a Eletropaulo possui atualmente uma metodologia e uma ferramenta computacional (Pertec) que permitem o cálculo detalhado das perdas técnicas em todos os segmentos de seu sistema de distribuição.

No cálculo de perdas técnicas obtidas pelo processamento do Pertec [0-4] na Eletropaulo, a base para o cálculo do fluxo de potência era a média dos consumos mensais faturados dos últimos três meses dos consumidores de média e baixa tensão. Os dados da rede eram obtidos do sistema de Gerência de Redes Aéreas de Distribuição da Eletropaulo (GRADE). A partir desses dados, calculavam-se as perdas técnicas por meio do Pertec, desde o medidor do consumidor BT, passando por toda a rede de distribuição e chegando até o transformador da subestação. A extração de dados de toda a rede elétrica realizada via mainframe tornava o processo moroso. Além disso, os resultados obtidos não eram satisfatórios, pois não eram consideradas as perdas técnicas provocadas pelas perdas não técnicas devidas à fraude e/ou furto de energia e nem mesmo as próprias perdas não técnicas. Assim, nem sempre a curva de carga estimada pelo Pertec em um circuito primário resultava na mesma energia da curva de carga medida.

II. OBJETIVO

O objetivo principal deste trabalho é modificar esta metodologia de cálculo de perdas de modo a utilizar os dados de medições de curvas de carga automatizadas existentes nos transformadores de subestação. Com tais medições, é possível fazer com que a curva de carga estimada em um determinado transformador de subestação resulte na mesma energia que a curva de carga medida.

Por esta nova metodologia, o cálculo das perdas técnicas utiliza a rede elétrica obtida do sistema de cadastro georeferenciado (GIS) e o consumo mensal faturado. Além disso, novas curvas de cargas típicas foram obtidas por meio de campanha de medição. O processamento também é realizado desde o medidor até o transformador da subestação, porém, neste caso, são consideradas as medições de curva de carga existentes nos transformadores de subestações, obtidas automaticamente. Essas medições contemplam os valores de consumo efetivo, ou seja, todo o consumo faturado mais a

perda não técnica (fraude e/ou furto, erros de medição, erros de cadastro, erros de constante, entre outros), além da própria perda técnica.

Como o cálculo das perdas técnicas é realizado na plataforma GIS, os valores de perdas poderão ser obtidos automaticamente para todos os meses em todos os segmentos.

Além de diagnosticar as perdas técnicas ao longo da rede de distribuição de um modo mais preciso, para que possam ser tomadas ações para minimizá-las, a empresa poderá localizar geograficamente as perdas não técnicas em sua área de concessão por diferença entre a perda total e a perda técnica e, assim, tomar as devidas providências direcionando as turmas de combate à fraude para essas regiões específicas. Além de todas essas vantagens, a utilização das medições ainda resolve o problema dos consumos faturados se referirem a períodos de tempo diferentes (diferentes roteiros de leitura), que era outro fator que introduzia erros nos cálculos.

Este artigo faz uma descrição sucinta da metodologia de cálculo de perdas, descreve a metodologia para correção da curva de carga estimada e apresenta os resultados obtidos.

III. METODOLOGIA PERTEC

A metodologia proposta destina-se ao cálculo detalhado das perdas nos principais segmentos do sistema de distribuição. Para aplicar essa metodologia, são utilizadas informações provenientes de bases de dados onde estão cadastrados os dados das redes primárias, redes secundárias, transformadores de distribuição, subestações de distribuição e também os dados relativos aos consumidores de baixa e média tensão. A metodologia que será apresentada a seguir realiza o cálculo das perdas técnicas nos segmentos:

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

A. Representação da Carga – Curvas Típicas

Para representar os consumidores de média e baixa tensão, deve-se estabelecer, por meio de medições em campo, uma base de dados contendo as curvas típicas de carga dos consumidores em termos de potência ativa e reativa. Na indisponibilidade da curva típica em termos de potência reativa, pode-se fazer uma estimativa do fator de potência por uso final e em função do horário do dia.

Cada curva de carga típica é composta por uma curva média e por uma curva de desvio padrão apresentando, cada uma, 96 valores ao longo de um dia (intervalos de 15 minutos).

Até o início do desenvolvimento do presente trabalho, a Eletropaulo utilizava as curvas de carga típicas levantadas pelo CED – Centro de Excelência em Distribuição – [9] para calcular as perdas técnicas em sua rede. Nesse caso, os consumidores residenciais possuíam uma curva típica em função da faixa de consumo e os consumidores comerciais e industriais possuíam uma curva típica em função do tipo de

atividade desenvolvida.

Recentemente, a Eletropaulo realizou extensa campanha de medições para caracterização da carga durante seu processo de revisão tarifária. As curvas de carga obtidas nesse processo passaram a ser utilizadas também na metodologia de cálculo de perdas técnicas.

É importante ressaltar que representar os consumidores industriais e comerciais de baixa tensão por curvas estratificadas por ramo de atividade é uma das várias opções possíveis para representação desses consumidores.

Uma prática que tem se tornado comum entre as concessionárias de energia é a utilização das curvas de carga típicas obtidas no processo de revisão tarifária. Assim, todos os consumidores BT são representados por curvas estratificadas por consumo mensal de energia e todos os consumidores MT são representados por curvas estratificadas por demanda ativa máxima. Em ambos os casos, cada categoria de consumo, formada pela combinação de uma classe de consumo com uma faixa de consumo (por exemplo, consumidor residencial entre 200 e 300 kWh) é composta por um conjunto de curvas típicas, cada uma com uma representatividade ou participação de mercado dentro da categoria.

B. Cálculo das Perdas por Segmento

B.1 Medidor de Energia

As perdas nos medidores de energia são basicamente devido às perdas no ferro das bobinas de potencial e, desta forma podem ser consideradas aproximadamente constantes, pois independem da carga. A literatura técnica apresenta valores médios que variam de 1,2 a 1,5 W por bobina.

Desta forma, a perda de energia nos medidores (e_m) será obtida por:

$$e_m = \frac{p_m \cdot N_m \cdot (i_1 + 2i_2 + 3i_3) \cdot T}{1000} \quad [\text{kWh}] \quad (4.3)$$

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];

B.2 Ramal de Ligação

Para o cálculo das perdas nos ramais de ligação, propõe-se a utilização de 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:

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

onde:

- k - é o número de condutores do ramal de ligação em que flui corrente;
- R - é a resistência ôhmica dos condutores [W/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 será obtido a partir do consumo de energia mensal do consumidor e de sua curva diária de carga típica em 144 pontos, o que resulta num intervalo (Δt) igual a 10 min.

Em função da modelagem da carga adotada, o condutor neutro apresentará corrente nula para os consumidores bifásicos e trifásicos e, portanto, utiliza-se $k = 2$ para consumidores monofásicos e bifásicos e $k = 3$ para consumidores trifásicos.

B.3 Rede Secundária

A partir dos dados dos consumidores e da topologia da rede secundária e dos dados de curvas típicas de carga de consumidores residenciais, comerciais e industriais, serão avaliadas as perdas em todos os trechos da rede secundária, por fase, bem como o carregamento das ETs.

A metodologia permite a determinação das demandas de cada ponto de carga (poste), em 144 intervalos de 10 minutos que compõem um dia típico de 24 horas, uma vez que são conhecidas as curvas de carga em kW de todos os consumidores ligados à rede secundária.

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).

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:

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

onde:

- R_i - é a resistência ôhmica do condutor i [W];
- I_i - 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_t - é o número de períodos do dia.
- N_{cond} - é o número de condutores no trecho (incluindo os condutores de fase e o de neutro).

É importante notar que, na expressão acima, são considerados os eventuais desequilíbrios que possam existir na rede secundária, uma vez que se realiza o cálculo elétrico por fase.

B.4 Transformador de Distribuição

Conforme apresentado no item anterior, o cálculo de corrente nos trechos da rede secundária é realizado dos trechos finais até a ET, determinando-se então as correntes por fase em cada um de seus terminais.

No entanto, uma ET pode apresentar diferentes tipos de montagens e cada qual deve receber um tratamento específico. Neste trabalho, foram considerados os seguintes tipos de

montagens para uma ET:

- transformador monofásico;
- transformador trifásico na ligação delta-estrela.

Para transformador monofásico, calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia $p_{t,i}$ por:

$$p_{t,i} = S \cdot \left[\frac{r}{2} \cdot (i_{t1,i}^2 + i_{t2,i}^2) + p_{Fe} \right] \quad [\text{kW}] \quad (3)$$

onde:

- S - é a potência nominal do transformador [kVA];
- r - é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador [pu];
- p_{Fe} - é perda nominal no ferro do transformador [pu];
- $i_{t1,i}$, $i_{t2,i}$ - são as correntes no enrolamento secundário do transformador no instante i [pu].

Para transformador trifásico na ligação delta-estrela, calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia $p_{t,i}$ por:

$$p_{t,i} = S \cdot \left[\frac{r}{3} \cdot (i_{A,i}^2 + i_{B,i}^2 + i_{C,i}^2) + p_{Fe} \right] \quad [\text{kW}] \quad (4)$$

onde:

- S - é a potência nominal do transformador [kVA];
- r - é a resistência ou perda no cobre à plena carga do transformador [pu];
- p_{Fe} - é perda nominal no ferro do transformador [pu];
- $i_{A,i}$, $i_{B,i}$, $i_{C,i}$ - são as correntes no enrolamento secundário do transformador no instante i [pu].

As correntes $i_{A,i}$, $i_{B,i}$, $i_{C,i}$ e $i_{N,i}$ são resultados de cálculo a partir das correntes absorvidas pelos consumidores atendidos pelo circuito.

Para cada um dos tipos de montagem descritos acima, pode-se então avaliar a perda de demanda na ET correspondente para cada instante do dia. Finalmente, a perda de energia é calculada por:

$$e_t = \sum_{i=1}^{N_t} p_{t,i} \cdot \Delta t \quad [\text{kWh}] \quad (5)$$

onde:

- $p_{t,i}$ - é a perda de demanda na ET no instante i do dia [kW];
- N_t - é o número de períodos do dia.
- Δt - duração do intervalo da curva de carga diária [h].

B.5 Rede Primária

A metodologia proposta para o cálculo das perdas na rede primária é 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 10 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.

Assim como na rede secundária, o tipo de abordagem adotada no cálculo da rede primária considera os desequilíbrios de correntes, não havendo necessidade de estimar um fator de desequilíbrio.

B.6 Subestação de Distribuição

Ao término do cálculo elétrico da rede primária, dispõe-se da curva de carga diária (em termos de corrente por fase) do alimentador. A composição das curvas de carga de todos os alimentadores resulta na curva de carga dos transformadores da subestação.

Conhecendo-se o transformador em que cada circuito de uma SE está ligado, determina-se a curva de carga em termos de corrente (por fase) para cada transformador. Em seguida, calcula-se a potência aparente por fase de cada transformador, uma vez que é conhecida a tensão nominal. Assim, obtém-se a curva de potência total trifásica passante em cada transformador da SE.

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 demanda em cada instante do dia de um transformador de SE $p_{T,i}$ por:

$$p_{T,i} = p_{Fe} + p_{Cu,pc} \cdot \left(\frac{S_i}{S}\right)^2 \quad [\text{kW}] \quad (6)$$

onde:

- S - é a potência nominal do transformador [MVA];
- S_i - é a potência aparente trifásica no instante i [MVA];
- p_{Fe} - é a perda nominal no ferro do transformador [kW];
- $p_{Cu,pc}$ - é a perda nominal à plena carga no cobre do transformador [kW]

e a perda de energia é calculada por:

$$e_T = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{N_i} p_{T,i} \quad [\text{kWh}] \quad (7)$$

onde:

- Δt - é a duração do intervalo da curva de carga [h].
- N_i - é o número de períodos do dia.

Finalmente, para saber o total de perda de energia na subestação, basta somar as perdas de energia de seus respectivos transformadores.

IV. CORREÇÃO DOS CONSUMOS FATURADOS

A partir da metodologia descrita na seção anterior, é possível realizar o cálculo de perdas técnicas e o cálculo da demanda para um determinado circuito primário em 96 instantes do dia, utilizando a metodologia de curvas típicas de carga [1] e o consumo faturado. Esse mesmo cálculo é feito para todos os circuitos de um determinado transformador da subestação, a fim de obter a energia e a demanda máxima calculadas no transformador.

Após esse primeiro cálculo das perdas, procede-se ao cálculo dos fatores de correção a partir da curva de carga estimada em um determinado transformador de SE e das medições disponíveis nesse mesmo transformador. Os fatores de correção calculados devem multiplicar o consumo faturado dos consumidores de tal forma que, em um segundo cálculo de perdas, as curvas de carga estimada e medida possuam a mesma energia mensal. O mesmo tipo de cálculo deve ser

realizado para que, no instante de ponta medido, a demanda estimada seja igual à demanda medida.

Para isso, são calculados dois fatores de correção: um para que a energia da curva de carga calculada se aproxime da energia da curva de carga medida e outro para que, no instante de ponta (medida), a curva de carga calculada tenha o mesmo valor de demanda que a curva de carga medida.

A. Correção de Energia/Demanda no Pertec

Para fechar o balanço entre energias/demandas medida e calculada, deve-se usar a equação

$$\begin{aligned} Med &= CalcEP + \Delta EP + \\ &CalcET + \Delta ET + \\ &CalcIP \end{aligned} \quad (8)$$

sendo que DEP e DET são os acréscimos de energia/demanda a serem calculados, respectivamente para EPs (consumidores MT) e ETs (transformadores de distribuição), para que o balanço feche. Sem o balanço, a diferença entre o valor calculado e medido deve ser repartida entre EPs e ETs conforme as equações:

$$\Delta EP = k[med - (CalcEP + CalcET + CalcIP)]$$

$$\Delta ET = (1 - k)[med - (CalcEP + CalcET + CalcIP)] \quad (9)$$

sendo k a proporção da diferença entre medido e calculado que se deseja atribuir às EPs. Por consequência, $(1 - k)$ dessa diferença deve ser atribuída às ETs.

Após o cálculo de DEP e DET, deve-se calcular os fatores multiplicativos das energias/demandas calculadas de ETs e EPs, conforme expressões a seguir.

$$k_{EP} = \frac{CalcEP + \Delta EP}{CalcEP}$$

$$k_{ET} = \frac{CalcET + \Delta ET}{CalcET} \quad (10)$$

A aplicação dos fatores conforme equação (11) leva à equação (9).

$$\begin{aligned} Med &= k_{EP}CalcEP + \\ &k_{ET}CalcET + CalcIP \end{aligned} \quad (11)$$

Foram esses os fatores de correção implementados no iPertec, software desenvolvido para o cálculo de perdas técnicas da Eletropaulo. O iPertec utiliza a mesma metodologia do Pertec, com a diferença de considerar os dados de medições em transformadores de subestação, além de realizar acesso direto ao sistema GIS da Eletropaulo.

V. APLICAÇÃO PILOTO

A. Histórico

Como já foi mencionado antes, um dos grandes problemas para calcular perdas de energia em base mensal é que um dos principais insumos para seu cálculo é o consumo mensal faturado. Entretanto, os dados de consumos da empresa referem-se a períodos de consumo diferentes.

Para contornar este problema, o presente projeto tinha o objetivo de instalar medidores com telemedição em cada consumidor de uma área piloto a fim de monitorar seus respectivos consumos em intervalos determinados e realizar leituras simultâneas de todos os consumidores a fim de obter a energia efetivamente consumida em um determinado período de tempo para cada consumidor.

A figura 1 a seguir mostra o alimentador da área piloto.



Figura 1 – Alimentador ANB 102

Na figura 1 pode-se observar o alimentador ANB 102 da subestação Anhembi. Este alimentador possui 2 consumidores em média tensão, 3.920 consumidores em baixa tensão e consumo estimado em aproximadamente 1.250,00 MWh/mês.

No início do projeto, a Eletropaulo optou por utilizar uma tecnologia nova em telemedições, baseada em medidores PLCs - Power Line Communication. Assim, a empresa teve de encomendar junto ao fabricante os medidores necessários para equipar a área piloto. Tal iniciativa se deveu ao fato de se obter uma relação benefício/custo mais atrativa e também pelo fato de a Eletropaulo abrir um leque de possibilidades de uso dos PLCs após o domínio da tecnologia, com a integração de três projetos de perdas e também do programa de P&D em andamento.

Paralelamente, foi adotada uma solução alternativa. Ao invés de se utilizar a medição prevista, foi aproveitada a medição de demanda nos transformadores de potência das subestações de distribuição para obter efetuar os ajustes necessários ao cálculo de perdas.

Dada esta nova condição, a região piloto não se restringiu a apenas um alimentador como previsto, mas foi expandida para toda a rede da Eletropaulo, visto que neste cenário foi possível obter a medição de demanda em intervalos de 15 minutos de todos os transformadores localizados nas subestações da empresa.

A seguir são apresentados os resultados obtidos com os dados disponibilizados.

B. Resultados Obtidos

O software iPerfec desenvolvido para a Eletropaulo possibilita realizar o cálculo de perdas utilizando ou não a correção de energia/demanda descrita na seção anterior (IV).

A partir dos dados existentes no sistema GIS da Eletropaulo, o iPerfec foi utilizado para realizar o cálculo de perdas em toda empresa nos segmentos considerados pela metodologia.

Com a finalidade de avaliar o impacto da correção de energia/demanda, foram realizados dois processamentos para a empresa toda, obtendo-se assim dois resultados de perdas: com correção e sem correção.

Esses resultados são mostrados nas Tabelas 1 e 2. É importante lembrar que as perdas percentuais em cada segmento estão expressas em função da energia a montante de cada segmento (ou energia entregue a cada segmento). Já a perda percentual total está expressa em função da energia a montante da subestação.

Observa-se que ocorreu uma pequena variação das perdas em cada segmento ao efetuar a correção de energia/demanda. Embora as diferenças observadas entre os dois cálculos sejam pequenas, ressalta-se que o mesmo não ocorre ao analisar os resultados em kWh, cuja variação foi mais acentuada. É com os valores das perdas em kWh que a Eletropaulo fará o balanço de energia na área atendida por um determinado transformador de SE a fim de identificar as perdas não técnicas nessa área.

Ao realizar um cálculo com correção de energia/demanda, os consumos faturados são sempre corrigidos para valores maiores, na grande maioria dos casos, a fim de repartir a energia furtada entre os consumidores que são faturados pela empresa.

Também é possível ocorrer o inverso, ou seja, os consumos faturados são corrigidos para valores menores. Tal situação ocorreria em regiões com baixo índice de furto e/ou fraude na qual a curva de carga estimada resultou em uma energia acima da energia da curva de carga medida, o que pode acontecer dependendo dos roteiros de leitura utilizados nos consumidores da região considerada.

Tabela 1 – Perdas com correção

Segmento	Perda de Energia [%]
Medidor de Energia	0,31
Ramal de Ligação	0,54
Rede Secundária	1,56
Transformador de Distribuição	2,77
Rede Primária	0,96
Subestação de Distribuição	0,53
Total	5,16

Tabela 2 – Perdas sem correção

Segmento	Perda de Energia [%]
Medidor de Energia	0,40
Ramal de Ligação	0,34
Rede Secundária	1,21
Transformador de Distribuição	2,86

Rede Primária	1,65
Subestação de Distribuição	0,77
Total	4,87

No caso do medidor de energia, como sua perda independente da carga, sua perda percentual diminuiu porque a perda em kWh é a mesma, porém a base de cálculo aumentou. A base de cálculo da perda percentual, no caso do medidor, é o consumo faturado dos consumidores BT mais as perdas nos próprios medidores. Como ao realizar a correção o consumo faturado aumenta, a base de cálculo também aumenta e, portanto, a perda percentual diminui.

No caso do ramal de ligação e da rede secundária, ocorreu um pequeno aumento das perdas, o já que era esperado, pois a correção da energia/demanda aumentou as cargas e, conseqüentemente, as perdas.

Já no transformador de distribuição e na subestação de distribuição o movimento foi inverso, ou seja, as perdas diminuíram. Tal situação também pode ocorrer dependendo do nível de carregamento dos transformadores nesses segmentos. Em transformadores com baixo carregamento, as perdas percentuais são elevadas e diminuem ao aumentar o carregamento.

Na rede primária, a redução de perdas ao realizar a correção de energia/demanda foi inesperada e tal fato ainda está sendo investigado, mas a principal suspeita está nos dados de medições utilizados. Como o fornecimento de tais dados ainda não está 100% automatizada, as medições de algumas SEs ainda são fornecidas por processos manuais em que pode ocorrer falha humana. Além disso, parte das medições utilizadas pela Eletropaulo é fornecida por outras empresas.

Finalmente, nota-se que o resultado global de perdas sofreu um pequeno aumento ao realizar a correção de energia/demanda. O presente trabalho ainda não terminou e maiores investigações ainda são necessárias para concluí-lo. É importante notar como a qualidade dos dados pode influir no resultado final das perdas técnicas.

VI. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou de forma sucinta a metodologia para cálculo de perdas técnicas utilizada atualmente pela Eletropaulo. A metodologia utilizada [0-4] já está bastante consolidada no setor e já é adotada por outras empresas.

No entanto, com o objetivo de aprimorar o cálculo para considerar as perdas técnicas ocorridas devido às perdas não técnicas e com a necessidade de contornar as dificuldades encontradas na utilização da metodologia, foi introduzida uma modificação para considerar os dados de medição disponíveis nos transformadores de subestações. Paralelamente à modificação da metodologia, foi realizada a migração do Pertec do sistema GRADE p/ o sistema GIS, o que melhorou bastante o desempenho da ferramenta, além de tornar possível a disponibilização dos resultados calculados na intranet da empresa.

Os novos resultados obtidos estão mais de acordo com a realidade da Eletropaulo, além de abrir a possibilidade de levantar as perdas não técnicas nas diversas regiões da área de concessão.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [0] MÉFFE, A. Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 2001.
- [1] OLIVEIRA, C C B de; KAGAN, N; MÉFFE, A; JONATHAN, S; CAPARROZ, S L; CAVARETTI, J L. Cálculo das Perdas Técnicas de Energia e Demanda por Segmento do Sistema de Distribuição, XIV SENDI, Foz do Iguaçu, Novembro de 2000.
- [2] OLIVEIRA, C C B de; KAGAN, N; MÉFFE, A; JONATHAN, S; CAPARROZ, S L; CAVARETTI, J L. A New Method For The Computation Of Technical Losses In Electrical Power Distribution Systems, CIRED 2001, Amsterdam, 2001.
- [3] OLIVEIRA, C C B de; KAGAN, N; MÉFFE, A; JONATHAN, S; CAPARROZ, S L; CAVARETTI, J L. Technical and Economic Analysis for the Reduction of Losses in Distribution Systems, Transmission & Distribution Latin America 2002, São Paulo, 2002.
- [4] SCHMIDT, H P; OLIVEIRA, C C B de; MÉFFE, A; ROSA, M A da. Loss Estimation In Lv Circuits Using Intelligent Techniques - The RGE Experience, CIRED 2003, Barcelona, 2003.
- [5] 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, Agosto de 1996.
- [6] JARDINI, J A; TAHAN, C M V; CASOLARI, R P; AHN, S U; FIGUEIREDO, F M. Curvas Diárias de Carga – Base de Dados Estabelecida com Medições em Campo, CIRED, Argentina, 1996.
- [7] JARDINI, J A; CASOLARI, R P; FERRARI, E L e outros. Curvas Diárias de Carga de Consumidores Comerciais e Industriais, XIII SENDI, São Paulo, Maio de 1997.
- [8] JARDINI, J A; CASOLARI, R P; FERRARI, E L e outros. Curva de Carga de Consumidores Industriais de Média Tensão da Eletropaulo, CED 202 / PLAN 006 / NT 004 / OR, São Paulo, Setembro de 1995.