

SENDI 2004**XVII - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**

Desenvolvimento de Ferramenta Gerencial de Monitoramento e Avaliação de Perdas Totais e Fluxos Reativos no Sistema AES Eletropaulo

I. K. de Lima, A. Tenório, C. Capdeville – AES Eletropaulo, G. B. Schuch - UFRGS

E-mail: ivo.kleber@aes.com

Palavras-chave - Ferramenta Computacional, Perdas Técnicas e Comerciais, Fluxo de Potência Reativa, Sistemas de Medição, Bancos de Capacitores.

Resumo – Esse artigo apresenta o estágio atual do projeto de pesquisa e desenvolvimento chamado Desenvolvimento de Ferramenta Gerencial de Monitoramento e Avaliação de Perdas Totais e Fluxos Reativos no Sistema AES Eletropaulo. Essa metodologia, em desenvolvimento pela AES Eletropaulo em conjunto com a Universidade Federal do Rio Grande do Sul aliada a uma ferramenta computacional capaz de mapear topologicamente por regiões, por subestações ou circuitos de distribuição, as perdas totais, técnicas e comerciais, além do fluxo de energia reativa, pretende implantar na empresa um processo de cálculo de perdas totais baseado em medições. Relatamos aqui o estágio atual do projeto indicando, ao tempo de sua apresentação no SENDI, os resultados e as recomendações inferidas.

1. INTRODUÇÃO

A partir da demonstração de que as metodologias de cálculo de perdas totais e técnicas na maior parte do setor elétrico brasileiro emprega métodos estimativos o trabalho propõe um aperfeiçoamento por meio do emprego de uma metodologia que realize medições reais das grandezas elétricas envolvidas no cálculo e estude a propagação de erros envolvida nos vários segmentos.

O trabalho sintetiza, por uma breve análise das proposições dos autores mais influentes nas nesse assunto no setor, o estágio das metodologias consagradas e mais divulgadas.

Aponta as principais distorções dos sistemas de cálculo de perdas totais baseadas na decomposição de seu faturamento por transformadores, subestações e circuitos.

Divulga as iniciativas adotadas pela AES Eletropaulo para tratar o assunto na última década e aponta a diretriz adotada para solução do problema dividida nos vários projetos de pesquisa e desenvolvimento coordenados para esse fim. Essa diretriz é beneficiada pelo processo de implantação de sua infraestrutura de telemetria.

Descreve o cerne do projeto de pesquisa e desenvolvimento relatado nesse trabalho e conclui pela necessidade de metodologias integradoras que suportem o processo de tomada de decisão tanto gerencial quanto técnica.

2. ANÁLISE DAS BASES METODOLÓGICAS EMPREGADAS ATUALMENTE

Os sistemas de distribuição de energia elétrica apresentam perdas inerentes a todo o processo de transporte de energia. Parte da energia adquirida para suprimento do mercado das distribuidoras é perdida nos vários segmentos do sistema.

A redução das perdas é um requisito fundamental, pois resulta em uma melhoria na qualidade do fornecimento da energia elétrica e possibilita a redução de custos para a concessionária. Do ponto de vista global, a redução das perdas pode postergar os investimentos necessários para o adequado funcionamento do sistema elétrico, resultando em economia de recursos financeiros.

As perdas podem ser classificadas em perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes do processo de transmissão, transformação, distribuição e medição da energia. As perdas comerciais são decorrentes de erros na medição, fraudes, etc.

Além dessa classificação, as perdas técnicas (e comerciais) podem ser de demanda ou de energia. A perda de demanda é a diferença entre a demanda que entra em um componente do sistema elétrico e a demanda que sai do mesmo, em um dado instante. A perda de energia é a diferença entre a energia que entra e a que sai do componente, em um dado intervalo de tempo.

Para a determinação das perdas, são propostas várias metodologias na literatura. Elas diferem entre si em alguns aspectos como, por exemplo: tamanho da base de dados necessária para a sua implementação, precisão dos resultados obtidos e segmentos do sistema considerados na modelagem. O termo segmento é definido por Méffe [1]: “um segmento é um conjunto de componentes que desempenham uma mesma função no setor elétrico”. Como exemplo de segmentos do sistema de distribuição podem ser citados o medidor de energia, a rede secundária e o transformador de distribuição.

Conforme Strauch [2], as metodologias para cálculo das perdas, de forma geral, apresentam um maior detalhamento nas perdas do sistema primário e dos transformadores das subestações, tratando as perdas na rede secundária através de modelos simplificados, que consideram a rede geometricamente simétrica em relação ao transformador, com a carga uniformemente distribuída e com condutor único para toda a rede.

De acordo com Strauch [2], a metodologia tradicionalmente utilizada pelas concessionárias supõe que o cálculo das perdas seja feito para vários segmentos do sistema de distribuição, a saber: rede primária, transformadores de distribuição, rede secundária, ramais de ligação, medidores e equipamentos (capacitores, reguladores de tensão, etc.) e outros (fuga nos isoladores, efeito corona, etc.).

Das principais metodologias pesquisadas, uma é considerada a mais abrangente, desenvolvida por Méffe [1], por considerar os seguintes segmentos: sistema de alta tensão, subestação de distribuição, rede primária, transformador de distribuição, rede secundária, ramal de ligação, medidor de energia e “outros”. No segmento “outros” o autor contempla os demais segmentos como equipamentos, perdas em conexões, corrente de fuga em isoladores etc. Poucas são as metodologias que consideram tantos segmentos quanto os citados anteriormente.

Conforme Cordeiro et alli [3], a perda de energia na alta tensão pode ser determinada através de um balanço de energia. Deve-se somar o valor da energia comprada de outras empresas, com o valor de geração própria da empresa. O resultado dessa soma deve ser subtraído da soma entre o valor da energia vendida a outras empresas com a quantidade de energia medida em todas as subestações de distribuição do sistema. O resultado final é o valor da energia perdida na alta tensão. Fica claro que este procedimento exige grande precisão na medição.

De acordo com Méffe [1], existem mais duas formas para a determinação das perdas neste segmento: através de estudos de fluxo de carga ou através de medição, combinada com o uso de estimadores de estado.

No segmento subestação de distribuição, as perdas são compostas, basicamente, pelas perdas em seus transformadores. As perdas nos transformadores são compostas pelas perdas no ferro e perdas no cobre. As perdas no ferro são independentes da carga, enquanto as perdas no cobre dependem da carga. Conforme CCON [4] e CODI, citado por Méffe [1], as perdas nos transformadores podem ser determinadas de duas formas, em função do banco de dados disponível na concessionária. Em ambas, calcula-se primeiro a perda de demanda, através de fórmulas específicas para as perdas no ferro e no cobre para em seguida calcular a perda de energia, utilizando o fator de perdas. O fator de perdas é obtido através do fator de carga, por uma fórmula empírica, apresentada em Eletrobrás [5]. No trabalho desenvolvido por Méffe [1], é realizada a composição das curvas de carga de todos os alimentadores da rede primária, resultando na curva de carga dos transformadores da subestação. Após a determinação das curvas de carga, calcula-se a potência aparente por fase de cada transformador, de forma a obter a curva de potência total trifásica passante. Por fim, calcula-se a perda de demanda em cada instante do dia e a perda de energia de acordo com o intervalo de duração da curva de carga.

Para a determinação das perdas na rede primária, CCON [4] e CODI, citado por Méffe [1], utilizam um modelo estatístico baseado no algoritmo, denominado Árvore Cronológica de Comprimento Mínimo, que simula a criação de um circuito que atende uma determinada zona de ação convexa. Esta metodologia trata o sistema como um todo e é mais adequada quando poucos dados estão disponíveis, pois seus resultados são aproximados. Para Bacelar [6], se a concessionária possui uma adequada base de dados, a metodologia mais indicada para o cálculo das perdas no

segmento da rede primária é o estudo de fluxo de carga, utilizando um modelo de carga do tipo corrente constante quando existir a predominância de cargas comerciais e residenciais, ou, potência constante no caso da predominância ser de cargas industriais e irrigação. Méffe [1] apresenta uma metodologia para este segmento que considera a rede trecho a trecho, com uma configuração radial, representando-a por meio dos condutores de fase e de neutro. O cálculo elétrico é realizado através de fluxo de carga trifásico, com o uso da metodologia de curvas de carga. O carregamento da rede primária é obtido pela agregação das curvas de carga dos transformadores de distribuição, dos consumidores primários e da carga de iluminação pública.

O próximo segmento a ser apresentado é o transformador de distribuição. A determinação das perdas neste segmento é muito semelhante ao que foi apresentado para os transformadores da subestação. É necessário conhecer as perdas nominais no ferro e no cobre e a curva de carga diária do transformador. Valores nominais de perdas no ferro e no cobre são dados fornecidos pelos fabricantes. As metodologias pesquisadas para este segmento apresentam grande semelhança, até mesmo nas fórmulas utilizadas. A diferença se concentra na obtenção da curva de carga dos equipamentos. Na descrição do segmento subestação foram apresentadas as duas metodologias utilizadas por CCON [4] e CODI, citado por Méffe [1]. Bacelar [6] apresenta a mesma metodologia utilizada pelo CCON [4]. Méffe [1] considera quatro diferentes tipos de montagem para os transformadores, a saber: um (1) transformador monofásico, dois (2) transformadores monofásicos na ligação delta aberto, três (3) transformadores monofásicos na ligação delta fechado e um (1) transformador trifásico na ligação delta-estrela.

Para cada configuração o referido autor mostra a modelagem adotada para o cálculo das perdas de demanda e energia. Vale ressaltar que esta abordagem considera os desequilíbrios de correntes nos transformadores, tornando desnecessária a estimação de um fator de desequilíbrio. A metodologia apresentada por Strauch [2] é semelhante à apresentada por CCON [4]. Em seu trabalho, a referida autora obtém as perdas totais de demanda através da soma das perdas no ferro e no cobre (as perdas no cobre são ponderadas pelo fator de utilização do respectivo transformador). Considerando o intervalo de tempo de estudo e o fator de perdas da rede, Strauch [2] determina as perdas de energia. Os fatores de utilização e perdas, citados anteriormente, são obtidos com o uso das curvas de carga agregadas do circuito a jusante do transformador em questão.

Diversas são as metodologias para a determinação das perdas na rede secundária. A mesma metodologia é proposta por CCON [4], CODI, citado por Méffe [1], e Bacelar [6]. Ela se baseia na correlação entre a perda de demanda máxima e a máxima queda de tensão no circuito secundário ou na correlação entre a perda de demanda e o carregamento do transformador que possui circuito secundário associado. Cada um destes métodos apresenta uma expressão para a estimativa das perdas totais na rede secundária, e são diferentes entre si pela necessidade de um maior ou menor banco de dados. Esta metodologia é adequada para calcular as perdas de maneira simplificada.

A metodologia proposta por Méffe [1] considera a rede secundária em uma topologia radial e representa cada trecho pelos condutores de fase e neutro. As correntes na rede secundária são obtidas para cada condutor de fase e neutro, a partir do conhecimento da carga em cada poste da rede. Com a composição das correntes de todos os trechos, pode-se calcular as perdas de energia. A expressão para o cálculo destas perdas considera a resistência elétrica dos condutores, a corrente passante, o número de condutores no trecho e a duração de cada intervalo da curva de carga diária. Este método leva em conta possíveis desequilíbrios que possam existir na rede por efetuar um cálculo por fase. A proposta de Strauch [2] para o cálculo das perdas na rede secundária é a utilização de um modelo probabilístico, pelo fato das perdas nesse segmento variarem com a aleatoriedade da carga. Essa metodologia é adequada para concessionárias que não possuam uma base de dados muito completa.

Para a determinação das perdas nos ramais de ligação deve-se conhecer a resistência elétrica de cada condutor do ramal e a corrente em cada um dos condutores em cada instante do dia. De forma geral, as metodologias existentes estabelecem um ramal típico para realizar os cálculos neste segmento, poupando o trabalho de considerar cada ramal separadamente. Além disso, as perdas nos ramais de ligação são suficientemente pequenas, o que justifica uma metodologia mais simples de cálculo. Para definir uma metodologia, algumas hipóteses são adotadas por CCON [4] e CODI, citado por Méffe [1], a saber: estabelece-se um ramal típico, representado por comprimento e bitola médios; a demanda do consumidor trifásico é o triplo do consumidor monofásico; a demanda do consumidor bifásico é o dobro do consumidor monofásico; o ramal monofásico tem dois (2) condutores percorridos por corrente; os ramais bifásico e trifásico têm três (3) condutores percorridos por corrente. De posse dessas hipóteses é determinada uma expressão para o cálculo da perda total de demanda, de acordo com CCON [4]. A perda de energia é obtida pelo produto do valor da perda de demanda, pelo fator de perdas correspondente e o período de análise (em horas). O fator de perdas é obtido pela expressão empírica definida em Eletrobrás [5].

Bacelar [6] apresenta uma metodologia semelhante à citada anteriormente para o cálculo da perda de demanda, porém na sua formulação não são explicitamente considerados o fator de potência e a tensão do circuito. A expressão apresentada por Bacelar [6] é mais simplificada, considerando somente a resistência elétrica média do ramal, a média dos valores absolutos das correntes nos condutores de fase, o número de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos e o fator de simultaneidade. Na proposta apresentada por Méffe [1] é definido um ramal típico por classe de consumo, com comprimento e resistência pré-definidos. Calcula-se então a perda de energia diária para cada ramal de ligação. Para isso o autor faz uso da corrente no ramal, em cada período do dia, obtida a partir do consumo mensal de energia do respectivo consumidor e de sua curva diária de carga típica. Com as curvas de perda de todos os ramais pertencentes a um mesmo transformador, basta somá-las para obter a curva de perda total. A partir da curva total, obtêm-se a perda máxima de demanda e a perda de energia. Pelo fato deste segmento não apresentar uma participação considerável no valor total das perdas no sistema de distribuição, todas as metodologias apresentam soluções simplificadas para a determinação das perdas.

Seguindo esse raciocínio, Strauch [2] apresenta uma metodologia semelhante à apresentada em CCON [4], onde é considerado o valor de resistência média das fases dos ramais e a corrente média que circula por elas. Além disso, considera-se que a corrente ou carga dos consumidores bifásicos e trifásicos seja o dobro e o triplo, respectivamente, da carga média dos consumidores monofásicos. Com base nessas hipóteses e com o uso de uma expressão semelhante à apresentada por CCON [4], calcula-se a perda de demanda no ramal de ligação. Finalmente, calcula-se a perda de energia utilizando-se o valor de perda de demanda anteriormente calculado, o período de tempo considerado e o fator de perdas.

Os medidores de energia ativa possuem um par de bobinas por fase. Dessa forma, medidores monofásicos possuem um par de bobinas, os bifásicos possuem dois pares e os trifásicos, três pares de bobinas. Cada par de bobinas é constituído por uma bobina de corrente e uma de potencial. A preocupação no estudo desse segmento é referente à bobina de potencial, presente no medidor, cuja perda é assumida pela concessionária. A perda que ocorre na bobina de corrente é assumida pelo consumidor. Por estar submetida a uma tensão praticamente constante ao longo do dia, assume-se que a perda na bobina de potencial não varie com a carga.

Desta forma torna-se uma tarefa relativamente simples calcular a perda de demanda neste segmento, bastando, para isso, o conhecimento do número total de medidores monofásicos, bifásicos e trifásicos e o valor da perda de demanda em cada par de bobinas. Todas as metodologias pesquisadas apresentam valores médios para a perda de demanda em cada par de bobinas. CCON

[4], CODI, citado por Méffe [1], e Bacelar [6] adotam uma perda média de 1,2W por cada par de bobinas. Conhecendo-se o valor médio das perdas e o número de medidores em cada categoria de consumo, a perda de demanda é diretamente calculada. A perda de energia é obtida pela multiplicação da perda de demanda, calculada anteriormente, pelo período de análise. Méffe [1] e Strauch [2] adotam a mesma metodologia citada anteriormente.

As perdas técnicas no segmento definido como “outros” são determinadas através da atribuição de um valor percentual das perdas totais. Isto acontece principalmente pela dificuldade de sua medição e avaliação. O que se faz é adotar um percentual típico, indicado na literatura, como 10%, por exemplo. O CCON [4] e CODI, citado por Méffe [1], propõem uma forma de cálculo para as perdas em equipamentos (reguladores de tensão, capacitores, medidores de energia reativa, medidores de demanda, etc.), que consiste no produto entre a perda de demanda em determinado equipamento “*i*” e o número total de equipamentos do tipo “*i*”. A perda de energia elétrica no equipamento “*i*” é obtida pelo produto entre a sua perda de demanda e o período de tempo considerado. As perdas nos equipamentos são de difícil obtenção, como citado anteriormente, embora seu equacionamento seja considerado simples.

Com relação à bibliografia estrangeira consultada, poucos são os autores que procuram modelar todos os segmentos relacionados anteriormente. Em geral, procura-se modelar a carga e alguns dos segmentos do sistema de distribuição. Poveda [7] apresenta uma metodologia para o cálculo em sistemas com perdas comerciais elevadas. Ele considera a rede primária, os transformadores de distribuição, a rede secundária, os ramais de ligação e os medidores. Flaten [8] apresenta uma metodologia para calcular as perdas por meio do carregamento percentual de cada componente do sistema. O autor aplica o método para o cálculo das perdas em transformadores de subestações, em transformadores com conversão de alta tensão primária para média tensão primária (*step-down transformers*), em transformadores de distribuição, na rede primária e na rede secundária. Grainger e Kendrew [9] também utilizam a definição empírica para o fator de perdas, apresentada em Eletrobrás [5] e consideram cinco (5) segmentos para o cálculo das perdas: subestação de distribuição, rede primária, transformadores de distribuição, rede secundária e ramal de ligação.

De uma forma geral, as metodologias desenvolvidas para cada segmento seguem a mesma tendência. O segmento que apresenta a maior semelhança é o dos transformadores de distribuição. Com exceção do trabalho desenvolvido por Méffe [1], todos os outros investigados utilizam uma estimativa do fator de perdas para o cálculo da perda de energia. As perdas comerciais nos sistemas de distribuição podem ser estimadas a partir da diferença entre as perdas totais do sistema e as perdas técnicas.

3. A METODOLOGIA PROPOSTA PELO PROJETO

O processo de apuração das perdas técnicas e comerciais (totais) nas distribuidoras de energia baseia-se na comparação dos dados dos pontos de conexão entre a distribuidora e transmissoras ou outras distribuidoras e dados da energia faturada de seus clientes.

Algumas distribuidoras possuem sistemas de cálculo de perdas totais baseados na decomposição de seu faturamento por transformadores, subestações e circuitos. Este tipo de apuração possui distorções relevantes devido a diversos fatores, sendo eles:

- Não uniformidade das datas e horários de leitura dos medidores;
- Existência de faturamentos baseados em média histórica (não medidos);

- Parâmetros de rede não configurados ou cadastrados adequadamente;

Há alguns anos a Eletropaulo vem investindo em um sistema de medição de faturamento remoto visando ter as medições dos seus pontos de fronteira com outras distribuidoras, transmissoras, clientes de alta tensão e alguns grandes clientes de média tensão (130 medidores/45 pontos), além de cerca de 670 medidores entre clientes de alta e média tensão e secundários de transformadores de subestações de distribuição.

A Eletropaulo também desenvolveu através dos recursos de Pesquisa e Desenvolvimento um sistema de cálculo de Perdas Técnicas, chamado PERTEC, o qual vem apresentando grande desempenho no cálculo e mapeamento das perdas técnicas, inclusive por seguimentos (subestações, redes primárias, redes secundárias, etc).

Contudo, a principal proposta deste projeto é a criação de uma ferramenta que agregue os dados das medições de fronteira e das perdas técnicas calculadas (ambos já existentes) a dados de medições de subestações de distribuição e clientes de Alta e Média Tensão, bem como aos dados de consumo da distribuição e aos próprios dados de faturamento da Eletropaulo, visando conforme topologia do sistema, o mapeamento das perdas totais, técnicas e comerciais, por subestação, circuitos e região, para uma área piloto.

Objetiva-se com uma implantação piloto, desenvolver-se modelo para futura aplicação em toda a AES Eletropaulo e obter-se como resultado ações direcionadas nos pontos de maiores perdas, quer sejam elas comerciais ou técnicas.

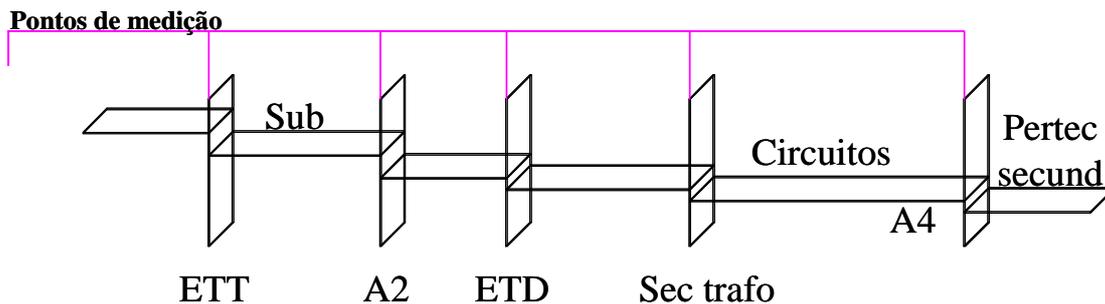
Considerando que os medidores de faturamento também são capazes de disponibilizar os dados de potência reativa, também estaremos mapeamento do fluxo de reativos no sistema Eletropaulo, transformando dados brutos em dados gerenciais, conforme topologia do sistema Eletropaulo.

Este segundo foco também trará fortes resultados à Eletropaulo, no sentido de possibilitar atuações mais objetivas e eficazes no sistema, visando adequação dos fatores de potência e redução das perdas técnicas, através de replanejamento e adequação da compensação reativa. Adequações que inclusive têm sido questionadas pelo ONS (Operador nacional do Sistema).

O projeto propõe o desenvolvimento de uma metodologia e sua implementação computacional de monitoramento, cálculo, mapeamento e análise das perdas técnicas e comerciais no sistema de subtransmissão e distribuição de energia elétrica da Eletropaulo, através da integração dos dados de medição de fronteira (subestações de transmissão, postos de medições de fronteiras em linhas de transmissão e consumidores livres), das subestações de distribuição e dos consumidores de alta e média tensão, além do PERTEC (software para cálculo de Perdas Técnicas desenvolvido no ciclo de P&D 98/99), dados de faturamento e dados de topologia da rede de subtransmissão e distribuição (figura 1).

Destaca-se que a metodologia proposta utilizará os resultados obtidos por um outro projeto, que também é híbrido com o Pertec, focado apenas em medições de baixa tensão, o qual possui como um dos objetivos, desenvolver uma metodologia sofisticada que auxiliará no cálculo das perdas com menor interferência de erros causados pela existência de diferentes lotes de faturamento para mesmos circuitos, sem a necessidade de telemedições de faturamento nestes consumidores de baixa tensão.

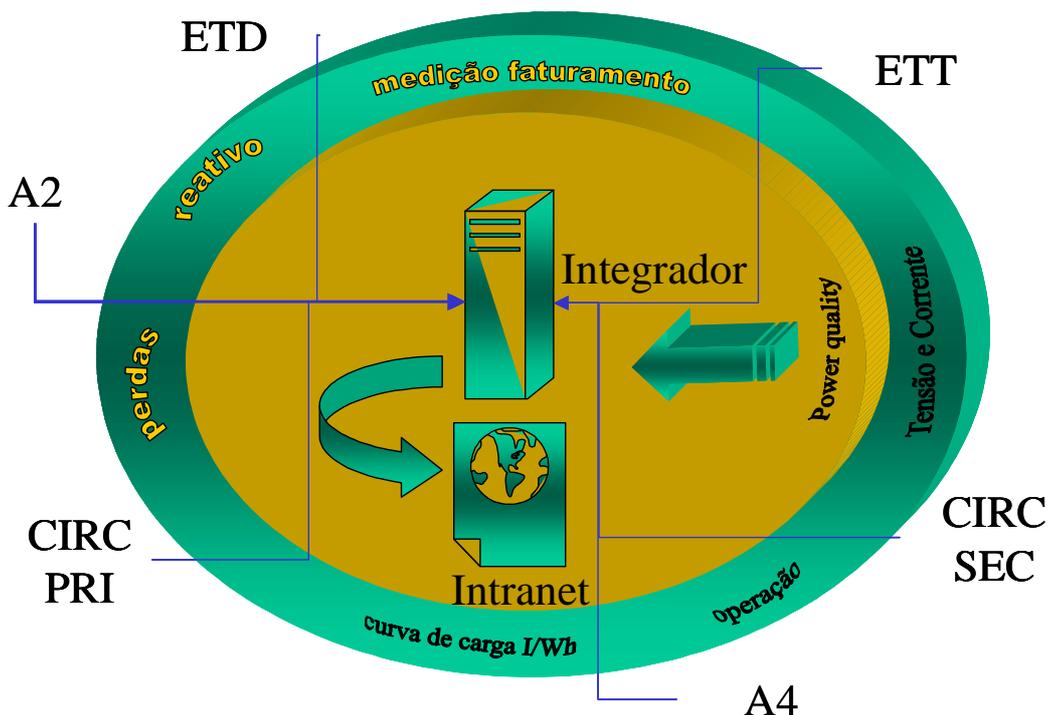
Figura 1



A integração das informações mencionadas acima (figura 2) propiciará o cálculo e aproximação das perdas totais e inclusive discriminando-as separadamente entre técnicas e comerciais por regiões ou segmentos do sistema elétrico da Eletropaulo.

De forma análoga, também serão tratadas informações referentes às medições de energia reativa, que juntamente com cálculos de fluxo de potência, seja possível mapear e avaliar de forma prática e gerencial, o fluxo de potência reativo do sistema Eletropaulo.

Figura 2



A partir da aplicação da metodologia e da ferramenta computacional no projeto piloto serão propostas recomendações para redução das perdas existentes neste sistema. Estas recomendações sinalizarão pontos e formas de atuações para redução das perdas técnicas e comerciais, quer sejam elas através de ações anti-fraude para perdas comerciais ou através de novos investimentos como recondutoramentos e compensações reativas para redução de perdas técnicas.

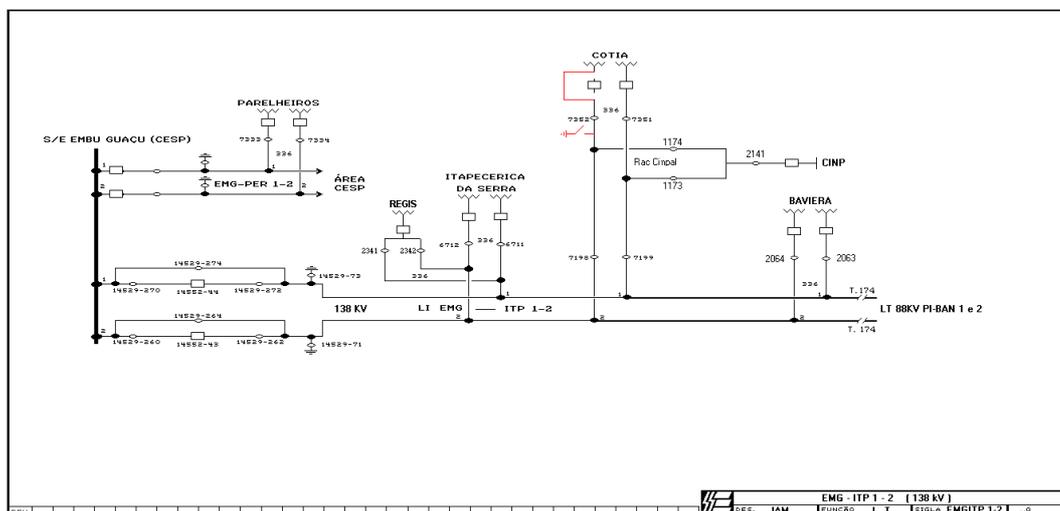
Devido às particularidades dos diferentes padrões de subestações da Eletropaulo, e a grande dimensão de seu sistema, objetiva-se realizar um projeto piloto que contemple todo um subsistema suprido por uma subestação de transmissão (uma fronteira). Assim, os pontos de medições mencionados anteriormente, supridos por este ponto de fronteira específico, deverão estar funcionais remotamente.

Considerando que a Eletropaulo possui medição remota em apenas 220 consumidores de média tensão (apenas nos grandes consumidores) distribuídos por toda a área de concessão da empresa, e outros 11000 também de média tensão são medidos localmente, há a necessidade de integração remota de aproximadamente 100 consumidores em uma região concentrada supridos pela subestação transformadora Embu-Guarçu da CTEEP, para viabilização do projeto piloto. Estes 100 consumidores estarão concentrados em uma região, de forma a validarmos os ganhos da metodologia de cálculo, com medições nos clientes e compará-la com desempenho da metodologia focada nos dados de faturamento.

Quanto às medições de faturamento em subestações de distribuição, a Eletropaulo possui cerca de 40% dos seus 535 secundários de transformadores sem monitoramento, e nenhuma medição com precisão de faturamento nas saídas dos circuitos de distribuição. Assim, torna-se necessária a instalação e integração de medidores ao sistema de monitoramento remoto em 15 secundários de transformadores (6 subestações) e 42 circuitos de distribuição, para realização da medição e leitura remota e consequente viabilização do projeto piloto.

A área suprida pela Subestação Transformadora de Transmissão Embu-Guaçu (figura 3) escolhida como piloto, possui fortes fatores para necessidade de mapeamento e atuação focalizada contra as perdas, por que possui redes de distribuição longas e significativamente carregadas, além de se tratar de municípios periféricos da Grande São Paulo.

Figura 3



4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O processo tecnológico de obtenção dos dados básicos para cálculo das perdas globais está acessível e dominado. Depende do estágio de sua implantação em cada concessionária para se determinar a necessidade de investimento e a funcionalidade em metodologias que possam ser futuramente empregadas.

Ferramentas que venham a ser desenvolvidas precisam vir dotadas de instrumental que a torne mais intuitiva de forma contribuir positivamente ao processo de gestão de ativos e contratos de fornecimento. Essas ferramentas devem agregar os dados das medições de fronteira e das perdas técnicas calculadas a dados de medições de subestações de distribuição, de consumo da distribuição e de faturamento. Permitindo uma análise da propagação de erro de medição/faturamento causado pela utilização de medidores de classe de precisão entre 0,2% e 1%.

Para atingir esse fim ela não pode esquecer de que os sistemas de cálculo de perdas totais devem sincronizar as datas e horários de leitura dos medidores com o processo de apuração de insumos, minimizar a existência de faturamentos baseados em média histórica e de parâmetros de rede não configurados ou cadastrados adequadamente;

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MÉFFE, A. **Metodologia para Cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2001.
- [2] STRAUCH, M. T. **Desenvolvimento de Metodologia para Cálculo de Perdas Elétricas em Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. Dissertação de Mestrado – Universidade Salvador, 2002.
- [3] CORDEIRO, A. A.; et alli. **Sistemática para Determinação e Acompanhamento das Perdas nas Empresas do CCON – Aplicação na SAELPA**. XIII SENDI, São Paulo, 1997.
- [4] CCON – Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste. **Determinação de Perdas em Sistemas de Distribuição**. XI SENDI, Blumenau, 1992.
- [5] ELETROBRÁS. **Planejamento de Sistemas de Distribuição – Coleção Distribuição de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro. Ed. Campus, 1982.
- [6] BACELAR, J. da S. **Perdas nos Componentes de Redes de Distribuição**. 1995.
- [7] POVEDA, M. **A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads**. IEEE Transmission and Distribution Conference, 1999.
- [8] FLATEN, D. L. **Distribution System Losses Calculated by Percent Loading**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988.
- [9] GRAINGER, J. J.; KENDREW, T. J. **Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems**. CIRED, 1989.