

XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002

Uma Nova Abordagem Tecnológica de Combate Às Perdas Comerciais

S.Z. Gama, L.C. Coelho, A.M.T. Cruz, E.A. Cursino, P.C.V. Lucena, N.A.C. Souza, E.C. Rodrigues – CERON, A.V. Pinto Jr., L.M. Alvarenga, C.J. Bandim, F.C. Souza, F.C. Luiz, S.A. Caixão, O.G.S. Castellões, J.E.R. Alves Jr – CEPEL, M.R.B. Loureiro, A.R. Dantas, C.A. Magalhães, D.C. Söndahl, L.J. Min – FPLF

E-mail: sinval@ceron.com.br

Palavras-chave – Leitura Automática de Medidores, Medição Centralizada, Medidor de Energia Elétrica, Perdas Comerciais.

Resumo - Neste trabalho apresentamos a implantação do Sistema de Medição para Redução de Perdas na CERON. Este sistema desenvolvido pelo CEPEL é baseado no conceito de medição centralizada anteriormente definido e patenteado por esse centro de pesquisas.

1 - INTRODUÇÃO

Na Região Norte do Brasil, os números associados às perdas são elevados, e todas as concessionárias vêm desenvolvendo ações de combate de diferentes maneiras e com diferentes resultados. O CEPEL e a CERON estão implantando um novo sistema de medição para combate às perdas comerciais em Rondônia. O novo sistema é uma extensão do conceito de medição centralizada [1] [2] [3] desenvolvido pelo CEPEL e patenteado [4] no Brasil, EUA e alguns países da Europa entre outros. Este sistema, denominado Sistema de Medição para Redução de Perdas está sendo implantado através de um projeto piloto, na cidade de Porto Velho - RO.

O sistema em desenvolvimento tem as seguintes características:

- medição eletrônica fora das instalações do consumidor;
- leitura remota de energia;
- capacidade para realizar corte e religamento de consumidores de forma remota;
- capacidade de realização de balanços de energia;
- possibilidade de inclusão de novas funções;

2 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA

2.1 - Arquitetura do Sistema

O Sistema de Medição para Redução de Perdas (SMRP) é constituído por Unidades de Medição (UM), Unidades de Comunicação (UC), Medidor Totalizador (MTT), Terminais de Consulta ao Consumo (TCC), Unidades de Programação e Leitura Local (UPL), Estações Radio Base (ERB) e por uma Estação de Operação e Controle (EOC).

As UMs são fixadas nos postes da rede de distribuição de energia e conectadas à rede secundária por uma única conexão trifásica. Cada UM é constituída por um Módulo de Controle (MC) e por Módulos de Medição (MM). Os MMs são medidores de energia, que podem ser configurados para atender consumidores alimentados por uma, duas ou três fases. Além disso, são capazes de realizar o corte e o religamento do consumidor remotamente, ou seja, não é necessário o envio de uma equipe ao campo para realizar estas operações. As demais funções da UM são realizadas pelo MC, que possui uma interface de comunicação para se conectar às demais UMs e à UC. Possui também outra interface utilizada para se conectar à UPL.

Cada rede secundária possui uma única UC instalada dentro de uma UM. A UC é composta por um rádio transceptor para receber comandos e transmitir informações; por um microcomputador de uso específico e por uma placa de interface para permitir a comunicação com o TCC, com a UPL e com a UM local.

Cada rede secundária possui ainda um MTT que irá medir a energia entregue pelo transformador de distribuição à rede secundária. Este módulo será instalado no interior da UM que estiver no poste do transformador de distribuição.

O TCC é utilizado pelo consumidor para ter acesso ao seu consumo de energia. Ele é instalado no poste onde está a UC. Possui apenas um botão que o consumidor utilizará para selecionar o seu código de identificação. O visor irá mostrar então a leitura correspondente ao medidor selecionado.

A UPL é um equipamento que se conecta à UM, ou à UC, para permitir a realização de leitura ou programação local.

A ERB é composta por um microcomputador de uso específico e por um rádio transceptor para se comunicar com as diversas UCs do sistema.

A EOC é composta por um microcomputador e pelo software de gerenciamento do SMRP. Este software incorpora todas as funções necessárias à operação do sistema: interfaceamento entre o operador e o SMRP; processamento e envio de comandos; recebimento e análise das respostas recebidas e emissão de relatórios.

2.2 – Operação do Sistema

A EOC envia um comando que é repassado à ERB. Esta, através do seu transceptor de rádio, envia o comando para as UCs que processam a mensagem para verificar se é endereçada a ela. A UC endereçada repassa o comando para as UMs da sua rede. Cada UM, através do seu módulo de controle, processa o comando para saber qual delas é a destinatária. A UM destinatária identifica para qual módulo de medição (MM) é o comando, repassando-o diretamente. A resposta do MM segue o caminho reverso até chegar à EOC.

2.3 – Principais Funções do Sistema

A arquitetura do SMRP foi desenvolvida para permitir às concessionárias de energia elétrica, além da medição para faturamento, resolver problemas comuns ao seu dia-a-dia, principalmente reduzir os custos envolvidos com consumidores inadimplentes (especificamente corte e religamento) e o problema da verificação das perdas de energia.

a) corte e religamento remotos

A disponibilidade de corte e religamento remotos possibilita que essas operações sejam realizadas de maneira muito mais simples, com menor custo e possibilitando o atendimento com facilidade às determinações da ANEEL relativas ao tempo máximo para religamento [6] a partir regularização da situação do consumidor. A operação é comandada pelo operador presente nas instalações da concessionária que envia um comando ao sistema através da estação radiobase que leva poucos segundos para ser completado, tanto no caso do corte como no caso do religamento.

b) verificação das perdas de energia

As perdas de energia são calculadas [7] na EOC para as duas redes: rede primária (da saída do alimentador da subestação até o secundário dos transformadores de distribuição, ou seja, inclui as perdas nos transformadores) e rede secundária (do secundário dos transformadores de distribuição até o final da rede).

Para realizar a verificação das perdas no segmento primário foi instalado um medidor na saída do alimentador da subestação escolhida. Além disso, conforme citado anteriormente, o MTT é capaz de realizar a medição da energia do secundário dos transformadores de distribuição com o auxílio dos transformadores de corrente externos. A estimativa das perdas na rede primária é obtida através da comparação entre o valor das medições na saída dos alimentadores e valor das medições no secundário dos transformadores de distribuição.

A estimativa das perdas de cada segmento secundário é obtida através da comparação entre a energia total entregue ao secundário do transformador de distribuição e o somatório das leituras dos consumos de todos os consumidores desta rede secundária durante o mesmo período de tempo, além do consumo referente às cargas especiais e à iluminação pública.

2.4 - Transformador de Corrente Externo

Foram desenvolvidos transformadores de corrente especiais [5] para uso desabrigado permitindo uma instalação simples. Foi utilizado um encapsulamento vulcanizado, que os protege tanto das intempéries climáticas quanto dos choques mecânicos. Estes TCs, apresentam erros de linearidade inferiores a 1%. Embora haja necessidade de abertura das conexões do secundário do transformador de distribuição para a introdução dos TCs, a instalação é muito simples e rápida. Além disso, a imunidade destes TCs a choques mecânicos e intempéries climáticas, justifica a opção por transformadores de núcleo fechado ao invés dos modelos tipo alicate que seriam de instalação ainda mais simples mas que são de custo muito maior e não apropriados para utilização de forma permanente.

3 - IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA PILOTO

O primeiro passo do projeto consistiu da escolha de um alimentador adequado para a implantação do sistema em escala piloto. Buscou-se um alimentador que representasse o perfil dos consumidores da empresa em termos do seu nível de demanda e de seus ramos de atividade (residências, estabelecimentos comerciais, órgãos públicos, etc.). Assim, escolheu-se o alimentador Alfaville-07.

O passo seguinte consistiu do cadastramento do alimentador. Através do processo de cadastramento, buscou-se conhecer as características de cada consumidor (saber se ele é atendido por uma, duas ou três fases) e associá-lo ao transformador de distribuição que o alimenta e ao poste ao qual está conectado o seu ramal de serviço. A associação do consumidor ao transformador tem como objetivo viabilizar a realização de balanços de energia nas redes secundárias e a associação ao poste tem como objetivo facilitar a instalação das caixas que compõem o SMRP, de forma que se saiba quantos módulos de medição deverão existir em cada caixa e de que tipo deve ser cada módulo.

A seguir, foi iniciado o processo de instalação de medidores totalizadores ao longo de todo o alimentador. Foi instalado um medidor eletrônico, com memória de massa, no ponto onde o alimentador sai da subestação. Foram ainda instalados medidores totalizadores no secundário de cada um dos transformadores de distribuição do alimentador. Através da instalação destes medidores, com a realização do balanço de energia, tornou-se possível selecionar as redes secundárias nas quais será instalado o sistema.

A figura 1 mostra a foto de um medidor totalizador. Nela podemos observar a caixa abrigando o medidor eletromecânico (1), os transformadores de corrente especiais (2) instalados junto ao secundário de um transformador de distribuição (3). É importante dizer que os medidores eletromecânicos serão retirados quando for instalado o sistema de medição para redução de perdas (que dispensará esses medidores, mas aproveitará os transformadores de corrente já instalados).



Figura 1 - Instalação típica de medidor totalizador

A seguir, começou a ser feito um levantamento da propagação de RF na região de abrangência do alimentador onde será instalado o SMRP. Foi verificada a viabilidade técnica de se implantar um enlace de comunicação, via rádio, na faixa de 900MHz e foi escolhido o local onde será instalada a antena da estação radiobase do sistema. A antena será instalada numa torre para serviços de telecomunicações localizada próxima a subestação de Alfaville que apresentou condições satisfatórias de comunicação com transceptores de rádio ao longo do alimentador Alfaville-07.

O último passo do projeto piloto será a industrialização e a instalação do sistema. Para realizar estas atividades o CEPEL firmou um contrato de transferência de tecnologia com a empresa TWT que se tornou responsável por esta fase do projeto piloto.

4 – AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Uma forma de se avaliar economicamente o projeto de implantação do novo sistema de medição seria calcular o período no qual o valor presente dos benefícios gerados se igualem ao valor presente do investimento, considerando-se a taxa de atratividade requerida pela empresa.

Há dois tipos de benefícios proporcionados pelo sistema: benefícios diretos, que são de fácil quantificação; e os indiretos, cuja quantificação só será possível após a implantação do projeto.

Benefícios Diretos

O cálculo do valor presente dos benefícios diretos pode ser calculado através da expressão a seguir:

$$VP(B(t)) = (VP(RR(t))) + (VP(CEL(t))) + (VP(CEEL(t))) + (VP(CECR(t))) + (VP(CEICASF(t))) + (VP(CEMAPR(t))) + (VP(CENC(t))) + (VP(CERPMI(t))) + (VP(CERNI(t)))$$

Onde a função $VP(A(t))$ representa o valor presente de uma série de parcelas de valor constante A, de duração t.

Além disto, RR represente a recuperação de receita pela eliminação dos fraudadores.

Os demais fatores representam os custos evitados:

CEL = custo evitado com leitura do consumo de energia;

CEEL = custo evitado com a eliminação dos erros de leitura;

CECR = custo evitado no procedimento de corte e religamento;

CECASF = custo evitado com inspeções de consumidores que foram cortados para verificação de possível auto-religamento sem medição;

CEMAPR = custo evitado com multas da ANEEL pelo não cumprimento de prazos de religamento;

CENC = custo evitado com a compra de energia que seria fornecida aos fraudadores;

CERPMI = custo evitado pela redução do prazo médio de inadimplência;

CERNI = custo evitado pela redução do número de inadimplentes.

Benefícios Indiretos:

- Melhoria da qualidade do fornecimento;
- Melhoria dos níveis de tensão;
- Redução do número de interrupções no fornecimento;
- Maior vida útil dos equipamentos de distribuição;
- Mudança na cultura de fraude de energia;
- Mudança na cultura da inadimplência;
- Melhor conhecimento dos consumidores e dos seus hábitos de consumo.

Investimento:

Como investimento deve ser considerado o custo de implementação, que representa o custo de aquisição e instalação dos equipamentos.

5 – CONCLUSÕES

Foram apresentadas neste trabalho todas as etapas referentes ao projeto piloto de implantação do Sistema de Medição para Redução de Perdas. Foi ainda feita uma descrição completa do sistema, de seus componentes e de suas funcionalidades. Finalmente, foi apresentada uma metodologia para avaliação econômica da implantação do sistema.

É evidente que o custo, por consumidor, de implantação do sistema de medição para redução de perdas descrito neste trabalho é superior ao custo de implantação de sistemas de medição convencionais, que usam tecnologia

de medição eletromecânica e não possuem nenhuma facilidade de comunicação.

A instalação deste sistema, no entanto, agrega muito valor ao negócio da concessionária de distribuição de energia elétrica, seja por impedir fraudes, seja por contribuir para a redução da inadimplência, seja por reduzir custos operacionais (eliminação da leitura manual dos medidores, realização de corte e religamento remotamente, etc.), ou por permitir que novas funções sejam agregadas ao sistema.

A avaliação econômica da implantação deste sistema deve, então, levar em consideração todos estes fatores. Regiões com baixo índice de perdas comerciais, provavelmente não serão boas candidatas à implantação deste sistema. Por outro lado, regiões com perdas elevadas provavelmente se beneficiarão muito da implantação do sistema de medição para redução de perdas.

Concluindo, acreditamos ter demonstrado que o sistema de medição para redução de perdas descrito neste trabalho é uma alternativa valiosa para o combate às perdas comerciais e para a modernização do processo de medição e faturamento de energia elétrica.

6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Costa, R.S., Caldas, R.P., Alvarenga, L.M., Pinto Jr., A.V., Souza, F.C., Pimentel, J.C.G., Bandim, C.J. - *Medição Eletrônica De Energia Em Edifícios - XI SENDI*, Blumenau-RS, 1992.
- [2] Costa, R.S., Caldas, R.P., Alvarenga, L.M., Pinto Jr., A.V., Souza, F.C., Pimentel, J.C.G., Bandim, C.J. - *Medição Eletrônica De Energia Em Edifícios - Um Exemplo Prático De Implementação - XI SENDI*, Recife-PE, 1994.
- [3] Costa, R.S., Caldas, R.P., Alvarenga, L.M., Pinto Jr., A.V., Souza, F.C., Pimentel, J.C.G., Bandim, C.J. - *A New Concept Of Electrical Energy Metering In Buildings - IERE*, 1994.
- [4] Costa, R.S., Caldas, R.P., Alvarenga, L.M., Pinto Jr., A.V., Souza, F.C., Pimentel, J.C.G., Bandim, C.J. - *Sistema E Processo Para Medição Do Consumo De Energia Elétrica Referente A Uma Pluralidade De Consumidores - Carta Patente N° PI 9202095-0*, Privilégio de Invenção.
- [5] Alvarenga, L.M., Bandim, C.J., Pinto Jr., A.V., Loureiro, M.R.B. - *Transformador De Corrente, Resistente A Choques E Intempéries - Pedido de Privilégio*.
- [6] ANEEL - Resolução 456
- [7] Bandim, C.J., Pinto Jr., A.V., Alvarenga, L.M., Loureiro, M.R.B., Santos, J.C.R., Durand, F.G, *Avaliação De Perdas Em Sistemas De Distribuição - CIDEL*, 2002 (a ser publicado) .