



**XV SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPC / 07

**17 a 22 de Outubro de 1999
Foz do Iguaçu – Paraná - Brasil**

GRUPO V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E COMUNICAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA (GPC)

REQUISITOS DE MEDIÇÃO DE ENERGIA PARA O NOVO MODELO COMPETITIVO BRASILEIRO

Roberto Pereira Caldas* Landulfo Mosqueira Alvarenga
CEPEL- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Alberto Campos
LIGHT Serviços de Eletricidade S.A.

José Carlos de Abreu
FURNAS Centrais Elétricas Brasileiras

Fausto Azevedo da Cunha Lima
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

Iony Patriota Siqueira
CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco

RESUMO

Neste trabalho é apresentado um resumo das definições e dos requisitos técnicos referentes ao novo Sistema de Medição, para atendimento da operação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE no Brasil.

As informações aqui contidas se baseiam no trabalho elaborado pela Força Tarefa – Medição, do Grupo de Operação/RESEB, e consolidado no documento de referência “Sistemas de Medição para Faturamento do Mercado Atacadista de Energia – 30/06/1998”.

Este documento de referência está sob revisão e ampliação de escopo desde Março deste ano, a cargo do Grupo de Trabalho de Medição/MAE.

PALAVRAS-CHAVE

Energia Elétrica, Mercado Atacadista de Energia, Medição para Faturamento

1 - INTRODUÇÃO

A reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro, com finalização prevista para 2005, vem promovendo a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Durante a fase de transição até 2005 deverão ser modificados e criados vários dispositivos legais e contratuais, de modo a atender os novos requisitos de operação do setor.

Os Sistemas de Medição, que são a base fundamental para as novas atividades centralizadas de operação e comercialização, estão sob uma revisão profunda, de modo a acomodar, entre outras, as seguintes mudanças:

- Criação de novos pontos de medição, com a separação entre geração, transmissão e distribuição;
- Deslocamento da medição existente para o nível de tensão mais alto possível, de modo a se aproximar das novas fronteiras definidas (Ex.: fronteira da rede básica: 230kV);
- Utilização de sistemas de leitura remota de medidores e de comunicação de dados, montagem de base centralizada de dados de leitura e de cadastro, com objetivo de viabilizar os procedimentos de comercialização e liquidação centralizadas, em base horária ou menor;
- Mudanças estruturais e organizacionais, que afetam as relações entre os agentes do setor, como aquisição, propriedade, responsabilidade pela instalação, manutenção e leitura.

O documento de referência “Sistemas de Medição para Faturamento do Mercado Atacadista de Energia”, de

30/06/1998, estabeleceu os principais aspectos de definição e requisitos do novo Sistema de Medição, segundo os seguintes tópicos:

- Definição dos Pontos de Medição de Fronteiras e dos Serviços Auxiliares;
- Aquisição, Propriedade e Responsabilidade pela Operação do Sistema de Medição;
- Leitura e Comunicação de Dados;
- Calibração e Aferição, Manutenção e Comissionamento;
- Critérios de Implantação, Fase Transitória e Metodologia para a Medição Virtual;
- Formação de um Comitê de Medição (COMED), para solucionar exceções e conflitos relacionados à implantação do novo Sistema de Medição.

Este informe técnico procurou seguir a estrutura de texto do documento de referência, colocando os trechos originais em estilo *itálico*, de modo a facilitar sua apresentação e comentários. Os itens foram simplificados, de forma a apresentação se tornar mais sintética e dirigida aos aspectos mais fundamentais de cada assunto.

2 - APRESENTAÇÃO DO DOCUMENTO DE REFERÊNCIA — “Sistemas de Medição para Faturamento do Mercado Atacadista de Energia” – MAE/RESEB/Grupo de Operação/Força Tarefa – Medição – 30/06/98

Os principais aspectos que motivaram o maior esforço de trabalho pela Força Tarefa - Medição, na época da elaboração do documento de referência, foram os seguintes:

- Falta de espaço físico para colocação de novos pontos de medição ou deslocamento de pontos existentes;
- Falta de informação referente ao sistema de Contabilização e Liquidação, necessário à operação do MAE;
- Falta de uniformidade ou deficiência nos cadastros de dados dos sistemas das empresas;
- Investimentos estimados em cerca de R\$150.000,00, para se atingir o novo sistema de medição, demandaram definições quanto a origem de recursos, processo de aquisição, propriedade e etapas para implantação.

Outros tópicos, que devido aos prazos para fechamento do trabalho da Força Tarefa, informação ou definições insuficientes na ocasião, deverão ser abordados a partir da revisão iniciada este ano:

- Contratos bilaterais e Consumidores Livres;
- Penalidades;
- Detalhamento da Medição Provisória, na Fase Inicial de implantação do MAE.

2.1 Objetivo

O objetivo do documento de referência foi o de *estabelecer padrões de especificações técnicas e critérios de projetos para os sistemas de medição, leitura e armazenamento de dados nas fronteiras das empresas integrantes do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, nas fronteiras de Submercados, nas fronteiras internacionais e em pontos de Serviços Auxiliares, para fins de faturamento, atendendo às necessidades de seu Agente de Contabilização e Liquidação - ACL.*

2.2 Definição dos Pontos e Características Específicas do Sistema de Medição

Os pontos de intercâmbio físico do MAE são definidos nas conexões entre empresas de Geração, Transmissão, Distribuição, Consumidores Livres e outros Agentes, assim reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Os fluxos de energia elétrica devem ser medidos nesses pontos fronteiriços.

Nos casos de intercâmbio entre Empresas de Transmissão, apenas deverão ser medidos pontos de fronteiras de Submercados, determinados pela ANEEL

Nas transações de energia com ligações internacionais, em território brasileiro, a medição deverá atender aos presentes padrões.

Quando solicitado pelo ONS, deverá ser instalada medição em pontos específicos para identificação de Serviços Auxiliares.

2.3 Especificação dos Sistemas de Medição

2.3.1 Aspectos Gerais

Características Obrigatórias dos Sistemas e Medição:

- Medir e registrar as energias e demandas, para os possíveis sentidos do fluxo de potência ativa e reativa.
- *Garantia de inviolabilidade, através da colocação de selos pelas partes envolvidas.*
- Facilidades de software e hardware para leitura, programação, armazenamento, carga e alterações de parâmetros, tanto na forma local quanto na forma remota.
- Registro de demanda, com capacidade mínima de 32 dias, integralizados em intervalos de 5 minutos, com possibilidade de sincronização externa.

- Possibilidade de totalização de demanda e energia, por meio de equipamentos eletromecânicos, eletrônicos, ou utilizando recursos computacionais (mais de um circuito elétrico sob níveis de tensão de mesma tarifa, autorização pelo COMED).
- *Os Medidores mencionados podem ser substituídos por outros Sistemas de Medição, desde que as implicações técnicas sejam equivalentes e diferenças de custos aceitas pelos Agentes envolvidos.*
- TP Indutivo e Capacitivo: carga P12.5 a P50, enrolamentos secundários exclusivos para o sistema de medição de faturamento.
- TC: carga C2,5 a C50, corrente secundária nominal de 5 A e fator térmico (FT) mínimo igual a 1,2, dupla relação comutável no primário, núcleos independentes (caso de mais de um enrolamento secundário).

2.3.2 Aspectos Específicos

a) Medidores de Energia – Fronteiras da Transmissão

- *Classe de Exatidão:*
O medidor deve ser do tipo eletrônico e atender à classe 0,2 (ABNT 03:013.01-025 e 03:013.01-026) e à classe 0,2S (IEC-687), para ambos os sentidos do fluxo de energia. Para sistemas de medição existentes, somente poderão ser aceitos medidores com classe 0,5 em pontos cuja potência transacionada não exceda 10 MW (mediante aprovação pelo COMED).

- *Grandezas a Medir*

Energia ativa e reativa, demanda, de forma bidirecional, 4 registros independentes, 2 para cada sentido de fluxo (quatro quadrantes).

- *Exteriorização dos Registros*
 - Possuir mostrador com seis dígitos, apresentação cíclica das grandezas em unidades primárias.
 - Possuir interface serial ou porta óptica de comunicação para leitura.
 - Possuir saída de pulsos, acoplada a MODEM interno ou a unidade terminal remota (UTR), para acesso automático do sistema de leitura remota.
- *Autodiagnose* com indicação local (mostrador ou alarme) ou remota.

b) Medidores de Energia – Fronteiras da Distribuição (exceto com Transmissão)

- *Grandezas Medidas, Exatidão e Normas.*

Atender a todos os requisitos estabelecidos no Anexo 1, e às características prescritas nas seguintes Normas:

- ABNT 03:013.01-025, 03:013.01-026, 03:013.01-027, 03:066.02-014, EB-1017, EB-2028, TB-19, TB-19-3, Relatório CODI - 1.2.07.08.0, Portaria 1569/93 do DNAEE.

- *Características Elétricas*
 - Medição indireta: idênticas às do item 2.3.2 (a).
 - Medição direta (sem uso de TI): corrente nominal de 15 A, máxima de 60 ou 100 A (dois ou três fios) ou máxima de 120A (três ou quatro fios).
 - Se necessário, bidirecional (quatro quadrantes).

c) Transformadores para Instrumentos (TI) – Fronteiras da Transmissão

- Classe de exatidão 0,3.

d) Transformadores para Instrumentos (TI) – Fronteiras da Distribuição (exceto com Transmissão)

Secundários exclusivos para o sistema de medição de faturamento para TC, com dupla relação comutável no primário (para tensão superior a 15kV) e núcleos independentes (caso de mais de um enrolamento secundário), barra passante (caso de tensão de 0,6kV).

e) Cabeação Secundária

Introduzir erro na medição inferior a 0,05% para Fator de Potência igual a 0,8.

2.3.3 Informações Básicas Relativas ao Projeto

Esquemas unifilar da SE e trifilares dos circuitos de potencial e de corrente, dos painéis ou cubículos de medidores, desenho dos painéis ou cubículos de medidores e relatório descritivo do sistema de medição (relações dos TI, outras constantes, bitolas e comprimento dos condutores).

2.4 Serviços Auxiliares

Devido à importância dos Serviços Auxiliares na operação de subestações e usinas, essas instalações possuem diversas alternativas de alimentação, dificultando muito a sua medição. Por essa razão, este item foi incluído neste trabalho apenas como consideração técnica, uma vez que as transações de energia deverão ser medidas líquidas dos Serviços Auxiliares e dos Consumos Próprios, os quais deverão ter tratamento específico a ser definido pelo COEX (Comitê Executivo do MAE).

2.4.1 Alternativas de Medição do Serviço Auxiliar de Subestações

- Terciários dos transformadores de transmissão - medição localizada no lado de baixa do transformador, com a finalidade de determinar consumo da instalação (inclusão em perdas de transmissão), medidor de energia convencional, com leituras mensais, leitura remota (caso de subestações desassistidas).
- SE de concessionária de distribuição - medição de responsabilidade da concessionária de

distribuição, a SE será um consumidor normal desta concessionária.

- Grupo gerador de emergência - não é necessária a utilização de medidor de energia.

2.4.2 Alternativas de Medição do Serviço Auxiliar de Usina

Tópicos sujeitos à revisão.

- SE da transmissão - os valores medidos serão subtraídos dos valores da geração, e a transmissão será responsável pela instalação, manutenção e leitura (operação) destes medidores.
- Saída dos geradores - a alimentação auxiliar fica antes da medição da geração, e a usina será responsável pela instalação, manutenção e leitura (operação) destes medidores, pois será uma medição de controle para determinar o consumo da instalação.
- SE de concessionária de distribuição - concessionária de distribuição será responsável pela medição, e a usina será um consumidor normal desta concessionária.

2.5 Comunicação de Dados

2.5.1 Leitura Remota

Esta definição encontra-se em revisão: não há definição quanto à criação de um agente regional de leitura (ARL).

2.6 Procedimentos de Calibração e Manutenção

Por uma questão de concisão, serão apresentados apenas os itens relativos aos aspectos gerais.

- Deverá ser atualizado o banco de dados dos medidores do ACL, sempre que houver alteração nos parâmetros ou sistema de medição.
- *A periodicidade dos ensaios de verificação da cabeção secundária, cargas impostas, calibração (determinação dos erros) dos medidores de energia deve ser de 2 (dois) anos, podendo ser dilatada para 4 (quatro) anos, após duas manutenções consecutivas, sem que o sistema de medição apresente irregularidade.*
- *A manutenção corretiva deve ser realizada no prazo de 24 horas para o medidor e 72 horas, para transformadores de corrente, ou potencial, após a constatação do defeito.*
- *Nos casos de aproveitamento de equipamentos (medidores, TP, TC, etc.) já instalados, que se encontrarem dentro das especificações das presentes regras, antes de serem utilizados como*

integrantes do sistema de medição definitivo, deverão passar por um comissionamento, com todos os ensaios pertinentes já especificados, visando validar a qualidade de seus parâmetros.

2.7 Comissionamento

- Conferência da fiação secundária dos TI, da fiação interna aos painéis ou cubículos de medidores, da polaridade dos TI, das constantes (parâmetros) envolvidos no sistema de medição.
- Verificação do funcionamento do sistema de leitura remota, da seqüência de fases, do defasamento entre tensões e correntes com o circuito primário energizado, do aterramento de todos os equipamentos.
- Calibração dos medidores e verificação da carga imposta aos transformadores para instrumentos.
- Verificação de duplo aterramento da cabeção secundária, dos TP e TC e medidor.

A revisão do documento de referência deverá incluir a verificação da exatidão dos TP e TC já instalados.

2.8 Medição de Retaguarda

As definições do documento de referência em relação à medição de retaguarda estão sendo revisadas.

O caráter opcional de sua utilização deverá ser mantido e serão revisados os aspectos de responsabilidade, e o procedimento em caso de falha da medição oficial.

2.9 Leitura

A alteração de parâmetros, a programação de dados e fechamento de fatura serão de responsabilidade exclusiva da proprietária da medição.

O procedimento, em caso de falha da passagem dos dados de leitura para o ACL, está em discussão em face das alternativas existentes, como: utilização da medição de retaguarda, ou medição operacional, ou critério baseado em histórico de leituras.

2.9.1 Arquitetura Básica

Os aspectos principais, focados pelo documento de referência e pela revisão, são os seguintes: análise e consistência dos dados de medição, banco de dados da medição, disponibilização das informações de leitura em pulsos e já convertidas para grandezas elétricas, sigilo, acertos (retificações) e acesso.

2.10 Comitê de Medição e suas Responsabilidades

Embora não exista definição para criação de um comitê específico para tratar de assuntos de medição, o documento de referência identificou as seguintes atribuições, necessárias à implantação do novo Sistema de Medição:

- *Certificar o cumprimento das normas técnicas estabelecidas.*
- *Incentivar e divulgar o desenvolvimento de novas tecnologias, procedimentos e equipamentos aplicados à atividade de medição*
- *Dirimir dúvidas e impasses relativos à medição.*
- *Estabelecer critérios e formas de penalização pelo não cumprimento de responsabilidades.*
- *Solucionar futuras pendências afetas às questões de medição, não previstas nos Padrões*

2.11 Critérios para Implantação da Medição Definitiva

2.11.1 Habilitação do Sistema de Medição

“**INFORMAÇÕES BÁSICAS**” a serem fornecidas pelas empresas possuidoras/mantenedoras das medições ao COMED:

- a) *Esquema unifilar básico da instalação identificando a conexão dos equipamentos de medição;*
- b) *Código da instalação conforme estabelecido na formatação dos dados a serem enviados ao MAE;*
- c) *Transformadores de corrente : classe de exatidão, fator térmico e tensão de operação;*
- d) *Transformadores de potencial: tensão primária e secundária, classe de exatidão e relação de transformação;*
- e) *Medidor de energia principal: Marca, Tipo, Número de série, Tipo (eletrônico ou de indução), Uni ou bidirecional, Classe de Exatidão, Constante do Medidor, Constante Primária;*
- f) *Memória de cálculo da cabeção secundária dos transformadores de medida;*
- g) *Medição de controle ou de retaguarda: Deverão ser indicados os mesmos dados do medidor principal;*
- h) *Sistema de comunicação utilizado para leitura dos medidores;*
- i) *Relatórios de ensaios, incluindo de exatidão, de rotina ou tipo serão facultativos;*
- j) *Tabela de Conversão, caso a medição não esteja localizada no ponto correto;*
- k) *Alterações e ou incorporações realizadas no sistema de medição, para que sejam anotadas no Registro do Sistema de Medição do MAE.*

2.12 Critérios para Fase de Transição da Medição

- *Utilizar-se ao máximo a medição existente.*
- *As empresas deverão ajustar as questões técnicas e econômicas envolvidas.*
- *Serão aceitos, nesta fase transitória, Sistemas de Medição com erros superiores aos padrões recomendados, desde que aceitos pelo COMED. Exemplos: medição de faturamento entre supridora e distribuidora atualmente em uso, medição de controle dos sistemas de supervisão, Sistemas de Medição localizados próximos aos pontos corretos, desde que tecnicamente viáveis para a determinação da Medição Virtual.*

2.13 Metodologia Simplificada para Determinação de Medição Virtual

2.13.1 Fronteira Geração/Transmissão

- *Medição existente para faturamento: Barramento de tensão inferior do transformador elevador da usina.*
- *Medição virtual (desejada): Barramento de tensão superior do referido transformador.*

2.13.2 Fronteira Transmissão/Distribuição

- *Medição existente para faturamento: Barramento de tensão superior do transformador da subestação que faz a interface entre transmissão e distribuição.*
- *Medição virtual (desejada): Barramento de tensão inferior do referido transformador.*

2.13.3 Trecho de Linha de Transmissão

- *Medição existente para faturamento: Barramento em que está conectada a medição.*
- *Medição virtual (desejada): Barramento em que se deseja medir.*

Nas situações 1 e 2, a forma de referenciar a medição existente é feita através das seguintes equações:

$$Md = Me \pm Pt$$

$$Pt = Po + K \times Pcc$$

$$K = (Me / Sn)^2$$

Na situação 3, a forma de referenciar a medição existente é feita através das seguintes equações:

$$Md = Me \pm Ptl$$

$$Ptl = Rtl \times (Me / V)^2$$

Onde:

P_t = Perdas do transformador (kW)
P_o = Perdas obtidas do ensaio a vazio (kW)
P_{cc} = Perdas obtidas do ensaio em curto-circuito (kW)
S_n = Potência nominal do transformador (kVA)
M_e = Medição existente para faturamento (kWh/h)
M_d = Medição desejada (kWh/h)
P_{tl} = Perdas no trecho de linha (kWh/h)
R_{tl} = Resistência do trecho de linha (Ohms)
V = Tensão nominal do ponto da medição (kV)

3 - BIBLIOGRAFIA

- (1) FORÇA TAREFA – MEDIÇÃO - GRUPO DE OPERAÇÃO/RESEB. Sistemas de Medição para Faturamento do Mercado Atacadista de Energia – versão final de 30/06/1998. Brasil.

ANEXO 1 - CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DAS MEDIÇÕES

TIPO DE CONSUMIDOR	GRANDEZAS MEDIDAS	CLASSE DE EXATIDÃO	EQUIPAMENTOS
GRUPO B SEM TC	- kWh	2	Medidor Eletromecânico ou Eletrônico
GRUPO B COM TC	- kWh - kvarh	1 ou 2	Medidor Eletrônico para 2 Quadrantes
		0,6	TC
GRUPO A TARIFA CONVENCIONAL	- kWh - kW - kvarh	1	Medidor Eletrônico para 2 Quadrantes
		0,3	TC
		0,3	TP
GRUPO A TARIFA HORO-SAZONAL	- kWh P, F, RES (Rec.) - kW P, F, RES (Rec.) - UFER P, F, RES (Rec.) - DMCR P, F, RES (Rec.)	1	Medidor Eletrônico para 2 Quadrantes
		0,3	TC
		0,3	TP
AUTOPRODUTOR OU COGERADOR COM TARIFA CONVENCIONAL	- kWh (Rec.) - kW (Rec.) - kvarh (Rec.) - kWh P, F, RES (For.) - kW P, F, RES (For.) - kvarh P, F, RES (For.)	1	Medidor Eletrônico para 4 Quadrantes
		0,3	TC
		0,3	TP
AUTOPRODUTOR OU COGERADOR COM TARIFA HORO-SAZONAL	- kWh P, F, RES (Rec.) - kW P, F, RES (Rec.) - UFER P, F, RES (Rec.) - DMCR P, F, RES (Rec.) - kWh P, F, RES (For.) - kW P, F, RES (For.) - kvarh P, F, RES (For.)	1	Medidor Eletrônico para 4 Quadrantes
		0,3	TC
		0,3	TP
PRODUTOR INDEPENDENTE (de nível de Distribuição P<50MW)	- kWh P, F, RES (For.) - kW P, F, RES (For.) - kvarh P, F, RES (For.)	1	Medidor Eletrônico para 2 Quadrantes
		0,3	TC
		0,3	TP
INTERLIGAÇÃO	- kWh P, F, RES (Rec./For.) - kW P, F, RES (Rec./For.) - kvarh P, F, RES (Rec./For.)	0,2	Medidor Eletrônico para 4 Quadrantes
		0,3	TC
		0,3	TP

Legenda:

P- Ponta, F- Fora de Ponta, RES – Reservado, UFER – Unidade de Faturamento de Energia Reativa, DMCR – Demanda Máxima Corrigida Registrada, Rec. – consumidor recebe, For. – consumidor fornece, TC – Transformador de Corrente, TP – Transformador de Potencial

Notas:

- Os medidores de classe de exatidão 1 devem ser calibrados mantendo seus erros dentro de $\pm 0,3\%$ e os medidores de classe 2, dentro de $\pm 0,5\%$.
- De comum acordo entre as partes, poderão ser adotadas classes de exatidão melhores que as especificadas.
- Para os grupos A4 e B aceitam-se classes de exatidão melhores que 2.