XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco – Brasil

Atualização do parque de medição de energia elétrica por meio de sistemas de telemedição em baixa tensão: aspectos regulatórios e vantagens decorrentes [1]

Hugo Lamin	Davi Rabelo Viana Leite	João Marcelo Cavalcante de Albuquerque
ANEEL	ANEEL	ANEEL
hugolamin@aneel.gov.br	davirabelo@aneel.gov.br	joaomarcelo@aneel.gov.br

Palavras-chave
Medição eletrônica
Regulação
Telemedição

Resumo
No Brasil, sistemas de medição eletrônica em baixa tensão já começam a ser implantados por algumas distribuidoras. Entretanto, existem indefinições relativas ao tema, como determinações regulatórias pela ANEEL, regulamentação metrológica e vida útil dos equipamentos.
Para a apreciação do tema, é apresentada no artigo a situação da instalação de medidores eletrônicos com tecnologia de telemedição em outros países. São apresentadas ainda as vantagens ocasionadas por esses sistemas, indicando os benefícios para os agentes envolvidos nesse processo, apontando as conseqüências para o sistema elétrico de distribuição.
Por fim, são avaliados no artigo os aspectos regulatórios e econômicos necessários à substituição gradativa dos medidores eletromecânicos por eletrônicos, incluindo, em especial, os instalados em unidades consumidoras residenciais.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, os sistemas de medição eletrônica de energia elétrica com tecnologia de telemedição já são empregados no mercado atacadista de energia, nas fronteiras e nos pontos de intercâmbio de energia. Tal tecnologia está presente também em sistemas de medição de subestações e de unidades consumidoras com instalações conectadas aos sistemas de distribuição de média e alta tensão.
De modo geral, os sistemas de medição eletrônica propiciam vantagens para os agentes envolvidos e para o sistema elétrico. Assim, no Brasil, diante dos benefícios apresentados pelos sistemas de medição eletrônica, algumas distribuidoras estão ampliando o emprego dos sistemas de telemedição já existentes.
A inexistência de determinação regulatória para as funcionalidades mínimas do medidor eletrônico para baixa tensão faz com que, atualmente, as distribuidoras realizem a implantação destes

1 - As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

equipamentos da maneira mais conveniente aos seus interesses. Em outros casos, os preços de modelos básicos de medidores eletrônicos apresentaram-se inferiores aos preços dos eletromecânicos e, assim, o menor custo desses equipamentos foi o fator determinante para sua aquisição. Deste modo, a falta de regulamentação do tema pode estar postergando a possibilidade de aperfeiçoar os processos relativos à tarifação, faturamento e apuração dos indicadores de qualidade, não aproveitando a oportunidade de aprimorar o parque de medição nacional de forma coordenada. Entretanto, para a definição das funcionalidades mínimas dos medidores eletrônicos, faz-se necessário o estudo das tecnologias envolvidas no processo de telemedição, com conseqüente análise das vantagens envolvidas e dos custos decorrentes de cada tecnologia. As tecnologias que mais se destacam são a AMR, AMM e AMM+MU.

Denomina-se por AMR (*Automated Meter Reading*) a tecnologia unidirecional que permite somente a comunicação do medidor para o sistema central da distribuidora, não havendo fluxo de dados no sentido contrário, ou seja, a distribuidora não consegue alterar remotamente os parâmetros do medidor, apenas realizar a leitura de dados. Já a tecnologia AMM (*Automated Meter Management*) caracteriza-se por ser uma tecnologia bidirecional, sendo possível configurar remotamente os parâmetros do medidor e enviar algum tipo de informação ao consumidor. Outra tecnologia bidirecional é a AMM+MU (*Automated Meter Management + Multi-Utility*), na qual o medidor permite a integração com outros medidores de serviços como a distribuição de água e gás.

O presente artigo se divide em cinco partes principais, incluindo esta seção introdutória. Na Seção 2 há um breve panorama sobre a implantação de sistema de medição utilizando medidores eletrônicos, quando é apresentada a situação de outros países. A Seção 3 destaca as vantagens apresentadas por esses sistemas. Já a Seção 4 trata dos aspectos necessários a uma eventual substituição em massa dos medidores eletromecânicos por medidores eletrônicos. Por fim, a Seção 5 apresenta as conclusões provenientes do trabalho.

2. UM BREVE PANORAMA SOBRE OS PARQUES DE MEDIÇÃO

2.1. Brasil

Algumas poucas distribuidoras brasileiras possuem parques de medição com medidores eletrônicos instalados em baixa tensão. Contudo, o progresso tecnológico e os preços mais competitivos de equipamentos eletroeletrônicos têm conduzido ao desenvolvimento de projetos de instalação de medidores eletrônicos com sistemas de telemedição. Com isso, é fato que a quantidade de medidores eletrônicos comercializados no país vem aumentando e, para alguns fabricantes, já chegou a superar o volume anual de medidores eletromecânicos comercializados. Assim, algumas distribuidoras já possuem o objetivo de viabilizar a implantação do referido sistema, seja por meio de projetos pilotos, ou gradativamente na área de concessão.

No Brasil, como exemplo, destaca-se o caso da AES Eletropaulo, conforme estudo publicado (MARTINELLI, SANTOS & AGUILLERA, 2006). Para as unidades consumidoras dessa distribuidora, a telemedição já está largamente implantada nos clientes pertencentes ao Grupo A, notadamente na alta tensão.

As unidades consumidoras de baixa tensão, classificadas como Grupo B, são 5,5 milhões de pontos de medição na AES Eletropaulo. Para essas unidades, no início de 2008, cerca de 22.500 pontos já eram dotados de medição eletrônica centralizada, localizados na Região Metropolitana da Grande São Paulo. Em sistemas de baixa tensão, a instalação de telemedição ocorreu em condomínios verticais e horizontais, possibilitando a medição centralizada de energia elétrica.

Ainda sobre a AES Eletropaulo, destaca-se que a implantação de sistemas de telemedição utilizando a tecnologia AMR iniciou-se em 2003 com a instalação de medidores eletrônicos e dispositivos de comunicação, permitindo o processamento e tratamento dos dados relativos ao faturamento.

Em outras distribuidoras, além das aplicações em subestações, pontos de fronteira e de intercâmbio de energia, os sistemas de telemedição encontram-se instalados em unidade consumidoras do Grupo A. Adicionalmente, destaca-se que a medição eletrônica externa tem sido utilizada para a redução de perdas não-técnicas, conforme verificado em distribuidoras como Ampla e Coelce. Porém, a quantidade de medidores eletrônicos instalados em baixa tensão representa número não significativo quando comparado com a situação de outros países.

2.2. Europa

Na Europa, vários países realizam trabalhos e análises para aprofundar a apreciação a respeito da telemedição. No ano de 2007, Portugal e Espanha desempenharam vários estudos sobre a instalação em massa de medidores eletrônicos e, posteriormente, realizaram Consulta Pública sobre o tema.
Em estágio mais avançado encontram-se, países como Finlândia, Suécia e notadamente a Itália. Nesses países europeus, a instalação de medidores eletrônicos e a substituição dos atuais medidores permitem a realização de telemedição em baixa tensão.
Um relatório sobre o tema (ERGEG, 2006) descreve a situação até 2006 e prevê a instalação de medidores eletrônicos com sistemas de telemedição em diversos países da Europa, conforme ilustrado na Figura 1.

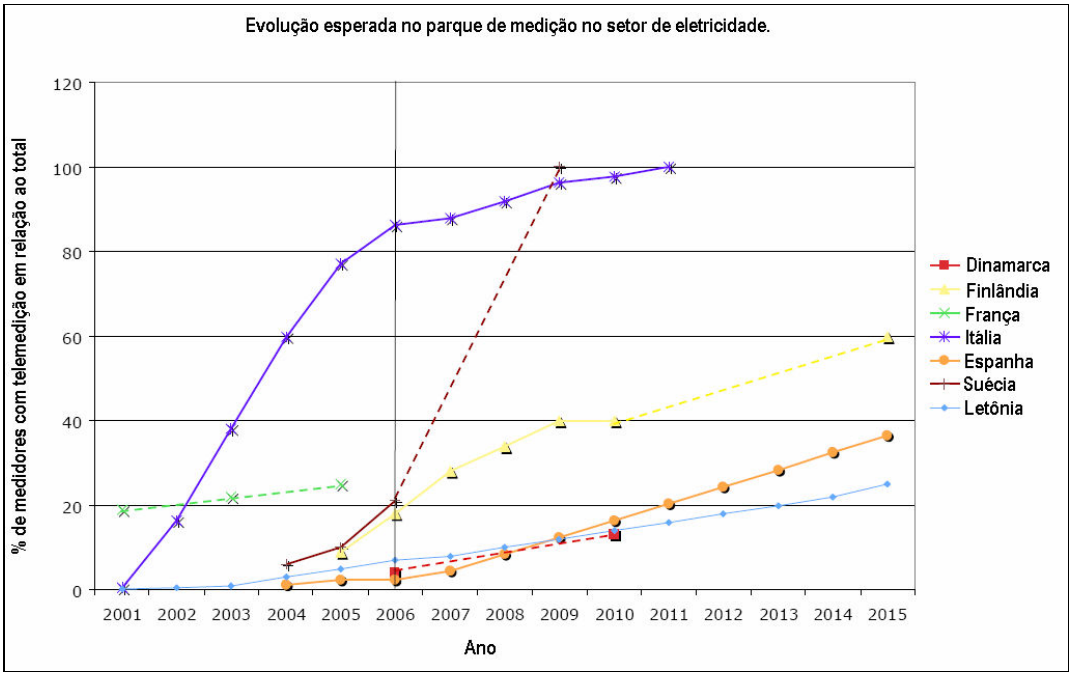

Figura 1: Evolução esperada no parque de medição em alguns paises da Europa.
Fonte: *European Regulators' Group for Electricity and Gas – ERGEG (2006).*

O estudo de Gerwen, Jaarsma e Wilhite (2006) afirma que na Suécia os estudos em relação ao tema iniciaram-se em 2004. O governo, visando uma oportunidade de explorar os benefícios da medição eletrônica e de conservar energia, vem estimulando as distribuidoras a utilizar este sistema. Algumas companhias já desenvolveram projetos pilotos e os investimentos em medição eletrônica atingiram patamares maiores do que os exigidos por lei.
Já na Holanda, o governo providenciou um estudo detalhado dos custos e benefícios da tecnologia AMR. Embasado neste, o governo está editando uma legislação que introduza o uso da medição eletrônica no país, determinando a substituição de todos os medidores de consumidores residenciais a partir de 2008, em processo de durará 6 anos. Em projeto piloto iniciado em 2006, a distribuidora holandesa *Continuon* instalou 50.000 medidores eletrônicos que fazem a leitura de energia elétrica e

gás e comunicação via PLC. O medidor de outra companhia, a *Oxxio*, faz as mesmas leituras, mas com comunicação via tecnologia GSM/GPRS.

2.2.1. Itália

Na Itália, o processo de análise dos sistemas de medição eletrônica começou ainda em 1999 e a instalação em massa foi iniciada entre 2001 e 2002. Pela análise da Figura 1, percebe-se que o total de medidores eletrônicos correspondia, em 2006, a cerca de 85% do parque medição italiano. O processo foi iniciado por meio da Resolução nº 292, em 2006, onde a Autoridade Reguladora de Energia Elétrica e Gás (*Autorità per L'Energia Elettrica e il Gás - AEEG's* - órgão regulador italiano) tornou obrigatória a instalação de medição eletrônica no país.

O programa de medição inteligente italiano, denominado *Telegestore*, optou por um misto dos sistemas AMM e AMR, e já havia instalado mais de 30 milhões de medidores eletrônicos e 350.000 concentradores em 2007, realizando cerca de 700.000 medições diárias em todo o país. A Figura 2 mostra a arquitetura do sistema italiano.

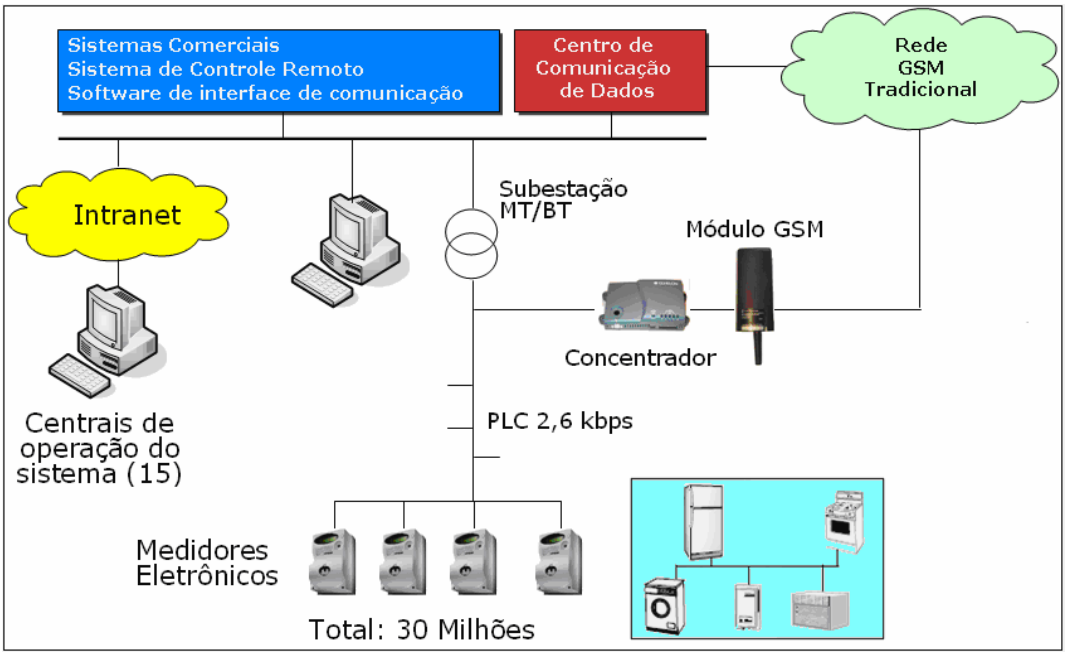

Figura 2: Arquitetura do sistema de medição eletrônica da Itália.
Fonte: Apresentação *ENEL AMM/AMR Systems (CIRED 2007)* – Adaptado.

O montante investido na Itália alcançou 2,1 bilhões de Euros, aproximadamente R$ 5,5 bilhões. Segundo a distribuidora italiana ENEL, espera-se uma redução de 500 milhões de Euros por ano com a redução das fraudes, da inadimplência e dos custos com leitura e corte/religamento. O *payback* do *Telegestore* foi estimado em 5 anos e, já em 2004 era possível perceber os seus benefícios, apesar de não haver dados adicionais dos outros anos.

2.3. Canadá

Documentos ingleses (OFGEM, Fev/2006) informam que o governo da província de Ontário, no Canadá, estabeleceu uma meta de redução da demanda de pico em 5% em conseqüência de dificuldades experimentadas no atendimento energético da região em 2003. Neste contexto, as funcionalidades e possibilidades trazidas pelos sistemas de medição eletrônica passaram a ser consideradas críticas para a referida economia desejada. O governo acreditava que uma dos benefícios conseqüentes destes sistemas seria a possibilidade de utilizar preços diferenciados de forma a alterar os hábitos dos consumidores durante o horário de pico do sistema elétrico.

O plano para atingir as metas governamentais estabeleceu que 800 mil medidores eletrônicos fossem instalados até dezembro de 2007, e que, até o final de 2021, o sistema estivesse disponível a todos os consumidores de Ontário. Pela proposta, grandes consumidores com demanda superior a 200 kW seriam os primeiros a receber os novos medidores. O atendimento remanescente ocorreria em duas etapas geográficas, iniciando pelas distribuidoras que atendiam a grandes áreas urbanas, as quais respondem por mais de 40% dos consumidores da província. Em cada fase, a substituição iniciaria entre os consumidores com demanda entre 50 e 200 kW e, por fim, atingiria os consumidores residenciais.

Nesse modelo, foi atribuída ao Ministério da Energia a responsabilidade pelas decisões políticas e de orientação da comunicação com o público. Ao órgão regulador, a *Ontario Energy Board*, conferiu-se a tarefa de gerenciar do projeto de instalação da medição eletrônica, que consiste em rever a estrutura regulatória, incluindo licenças e taxas, e revisar dos planos das distribuidoras. Coube ao *Independent Electricity System Operator* (Operador Independente do Sistema Elétrico) identificar as áreas prioritárias para instalação dos medidores eletrônicos e monitorar o sistema elétrico após sua instalação.

Cada distribuidora é livre para escolher os sistemas de medição eletrônica que melhor se adapte a sua área de atuação, desde que provejam alguns requisitos técnicos mínimos, como a comunicação bidirecional e a possibilidade de adição posterior de novas funções. Foi proposto que os custos relativos à implantação dos medidores eletrônicos fossem considerados no cálculo das tarifas das distribuidoras e estes seriam cobrados de todos os consumidores de uma classe específica tão logo se iniciasse a substituição naquela classe, independentemente se aquele consumidor em particular já usufruía do novo medidor.

2.4. Austrália

Em Victoria, Austrália, o uso de aparelhos de ar-condicionado durante o verão exige investimentos extras na expansão da rede, que passa o resto do ano subutilizada. Assim, o governo mudou a legislação e a instalação de medidores eletrônicos iniciou-se em 2006, com previsão de instalação de um milhão de medidores eletrônicos até 2013.

3. VANTAGENS DA UTILIZAÇÃO DE MEDIDORES ELETRÔNICOS.

Os sistemas de medição eletrônica representam vantagens para os consumidores, para as distribuidoras e para o sistema elétrico. De um modo geral, diversos benefícios podem ser facilmente enunciados. Porém, algumas vantagens decorrentes da instalação de sistemas eletrônicos são de difícil mensuração, e a estimativa, em valores monetários, deve ocorrer de modo aproximado.

Para a ANEEL, a implantação de sistemas com medidores eletrônicos em baixa tensão representa a possibilidade de aprimoramento no processo de fiscalização. Tais sistemas propiciam redução da assimetria de informações à medida que facilitam a auditagem dos dados, principalmente na apuração dos indicadores de qualidade e informações sobre faturamento. Relativamente à mensuração da qualidade da energia elétrica, destaca-se a possibilidade apuração automatizada dos indicadores de conformidade, como nível de tensão, além dos indicadores de continuidade, como DIC, FIC e DMIC.[2]

Adicionalmente, o processo de regulação desenvolvido pela ANEEL também pode ser aprimorado, ao passo que novas determinações poderão ser implementadas, tais como criação de postos tarifários diferenciados em baixa tensão e a regulamentação de novos indicadores de qualidade.

Para os consumidores, destaca-se como principal benefício da medição eletrônica a possibilidade de melhor gerenciamento de sua carga, com provável redução de despesas. Assim, os seguintes

2 - DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.
FIC: Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.
DMIC: Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora.

benefícios podem ser citados: monitoração do consumo real, gerenciamento e variações de contratos (poderia ser estabelecido em contrato valores mensais fixos de consumo ou demanda, o que constituiria variações ao modelo de compra na modalidade "pré-pago"), além de adaptação a novas modalidades tarifárias como, por exemplo, a Tarifa Amarela. Outros potenciais benefícios aos consumidores relacionam-se à melhor exatidão e acompanhamento na apuração dos indicadores de qualidade, com destaque para os indicadores de continuidade individual.

Dentre as vantagens para o sistema elétrico, podem ser citados os aspectos relacionados à eficiência energética, redução no pico do sistema - causado pela mudança nos hábitos de consumo motivada por gestão nos contratos e por adaptação a novas modalidades tarifárias - e redução de perdas técnicas e não técnicas.

Para as distribuidoras, espera-se a redução de custos operacionais já que, com a existência de sistemas de telemedição, haveria redução da necessidade de leituristas e, no caso da tecnologia AMM, existiria a possibilidade de efetuar, à distância, alguns tipos de operações como corte/religamento e limitação da demanda contratada. Ao mesmo tempo, ainda teriam o domínio sobre a tecnologia de sistemas de telemedição, redução de fraudes, satisfação do consumidor e melhorias no processo de apuração de indicadores de qualidade. Além disso, no caso de sistemas de telemedição com tecnologia AMM+MU, as distribuidoras poderiam auferir receitas extras com a leitura de medidores de outros serviços como gás e água, contribuindo para a modicidade tarifária.

Em conformidade com o disposto na Resolução nº 456/2000[3], outra vantagem dos sistemas de medição eletrônica relaciona-se à possibilidade de medição consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes. Conseqüentemente, o controle sobre o fator de potência das unidades consumidoras de baixa tensão também se constituiria como benfeitoria ao sistema elétrico.

Como pode ser percebido, algumas vantagens são comuns a consumidores, distribuidoras e ao sistema elétrico como um todo. Porém, apesar da distribuidora ter total liberdade de escolha do equipamento de medição - bastando apenas que o medidor atenda a alguns pré-requisitos - limitações regulatórias impedem, ou não obrigam, o usufruto de toda a tecnologia da medição inteligente.

Para viabilizar grande parte das vantagens supracitadas, faz-se necessária a edição de regulamentos por parte da ANEEL, como é o caso, por exemplo, da regulamentação de postos tarifários diferenciados em baixa tensão e a obrigação de apuração automática dos indicadores de qualidade.

Outro destaque refere-se à função do medidor eletrônico em um ambiente de contração livre, com abertura do mercado de energia para os consumidores de baixa tensão. Tal situação já é realidade em vários países da Europa, onde a implantação de sistemas com medição eletrônica foi uma etapa essencial para o desenvolvimento de um mercado livre competitivo e inovador.

Para esses países europeus, a clara definição regulatória das características e funcionalidades dos medidores representa a possibilidade de os agentes comercializadores acessarem diretamente as informações sobre o consumo de seus clientes, criando meios para que suas ofertas comerciais sejam mais diversificadas e adequadas a cada segmento de consumidores. Assim, também os consumidores residenciais já podem usufruir de vantagens como a escolha do fornecedor de energia elétrica, negociando itens como preços, variação do preço ao longo do tempo, prazo contratual e serviços associados à comercialização.

Entretanto, esta facilidade ainda não existe no mercado brasileiro devido à limitação legal. A Lei 9.074/1995[4] restringe que a maioria dos consumidores escolha livremente o fornecedor de energia elétrica, sendo cativos da distribuidora local. Dessa forma, apesar dos medidores eletrônicos

---

3 - Resolução nº. 456, de 29 de novembro de 2000: Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica.

4 - Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995: Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

possibilitarem tecnicamente a abertura do mercado de energia para os consumidores residenciais, a Lei brasileira impede o usufruto deste benefício.
Outra realidade distante no Brasil refere-se à viabilização técnica para que pequenos consumidores possam vender energia para a distribuidora, constituindo-se em uma espécie de "micro-geração distribuída".

4. VIABILIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE MEDIDORES ELETRÔNICOS

4.1. Relação Custo/Benefício

A regulamentação da medição eletrônica em baixa tensão deve antecedida de uma apreciação crítica sobre os eventuais impactos decorrentes. Tal análise deve aprofundar, entre outros, estudos sobre o impacto tarifário causado pela implantação em massa de novos equipamentos. Com isso, destaca-se que um dos principais entraves à implantação em grande escala de medidores eletrônicos (especialmente os equipamentos que possuem diversas funcionalidades agregadas e que permitem a telemedição) está relacionado ao custo dos equipamentos e seu conseqüente repasse nas tarifas de energia elétrica. Logo, eventual substituição em massa dos medidores eletromecânicos deve ser justificada e deve apresentar vantagens significativas frente aos custos envolvidos no processo de instalação, considerando fatores de longo prazo.
Com vistas à avaliação econômica em Portugal, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE (ERSE, Out/2007 e ERSE, Dez/2007) apresenta as conclusões sobre a análise de benefícios e custos associados a diversas funcionalidades para um novo sistema de medição.
A Entidade Reguladora portuguesa concluiu que a solução mais vantajosa para os consumidores é aquela com medidores com comunicação bidirecional com os sistemas centrais (sistemas AMM), permitindo, além de funcionalidades mais avançadas de medição de energia elétrica, a parametrização e controle remoto dos medidores. Ainda conforme o documento da ERSE, os custos desta solução, estimados para um período de 20 anos, representam cerca de 169 Euros por medidor, incluindo o equipamento, a parcela associada aos sistemas centrais de processamento de dados, a comunicação e os custos de exploração.
Os mesmos estudos estimaram os benefícios em cerca de 194 Euros por medidor, apurados ao longo da vida útil dos equipamentos. Nessa apreciação realizada em Portugal, apenas a redução dos custos operacionais dos operadores de redes não justifica a opção por novos medidores e as conclusões apontam para uma relação custo/benefício desfavorável se não forem contabilizados os benefícios de difícil estimativa (resultantes da alteração dos comportamentos dos consumidores).
Assim, os benefícios estimados devem incluir os custos evitados de leitura e serviços, os quais podem ser calculados, bem como os benefícios resultantes da alteração dos hábitos de consumo, de difícil mensuração e a estimativa, em moeda corrente, pode ocorrer de modo aproximado.
O órgão regulador do Reino Unido OFGEM (OFGEM, Fev/2006 e OFGEM, Jun/2006) afirma que há poucas evidências que os consumidores britânicos reduzirão o consumo, inclusive no horário de pico, com a criação de novos postos tarifários. Por outro lado, a pesquisa[5] do realizada por uma empresa de tecnologia de informação (LOGICACMG, 2007) apresentou que a maioria dos consumidores (78%) mudaria o seu comportamento caso o preço das tarifas duplique, conforme mostra a Figura 3.

5 - Pesquisa realizada com 5.010 consumidores de quatro países europeus (Reino Unido, Holanda, Portugal e Espanha), ocorrida entre março e maio de 2006.

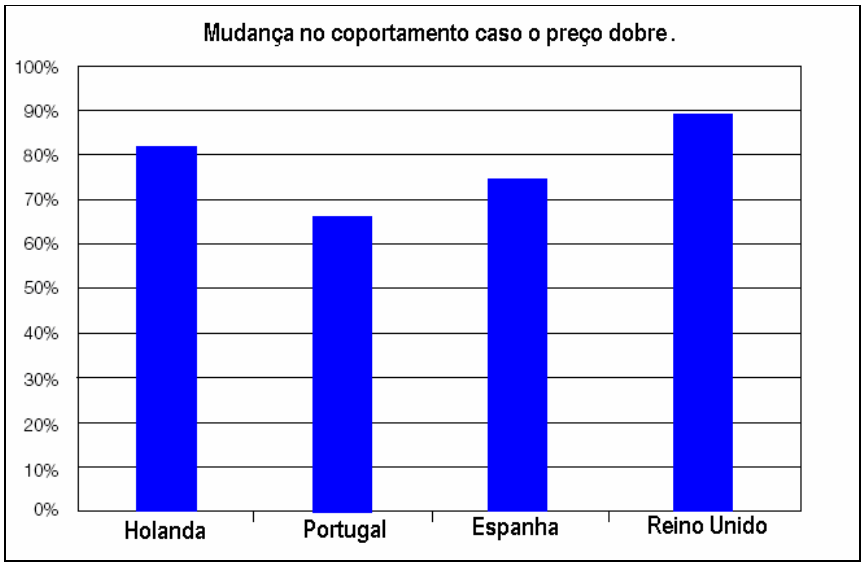

Figura 3: Percentual de consumidores que mudariam de comportamento frente à duplicação de tarifas. Fonte: LogicaCMG (2007).

O Brasil ainda carece de estudos de valoração dos benefícios trazidos pela medição eletrônica. Algumas simulações estimam que as menores perdas técnicas dos medidores eletrônicos causariam uma redução de cerca 0,1% de toda a energia consumida no país, no caso de uma eventual substituição total. Porém, são necessários estudos mais aprofundados sobre a quantificação dos maiores benefícios: redução das fraudes e dos custos de leitura, acréscimo de receita em função dos serviços agregados e postergação dos investimentos para expansão da rede.

4.2. Vida útil e confiabilidade dos equipamentos

Outro ponto a ser analisado refere-se à vida útil dos equipamentos eletrônicos. Como não existe um histórico vasto da instalação desses equipamentos, a exata noção sobre o seu tempo de vida ainda pode ser considerada uma dúvida. Estudos apontam que os medidores eletrônicos possuem vida útil de até 20 anos quando expostos a determinadas condições ambientais.

Essa mesma estimativa de tempo foi considerada nos estudos realizados em Portugal. Assim, nos resultados da análise de custos e nos cálculos do valor presente dos benefícios acumulados, a vida útil considerada foi de 20 anos.

Além de questões relacionadas à manutenção dos equipamentos, a definição da vida útil tem influência direta sobre a remuneração desses ativos, bem como a sua amortização anual. Assim, o período de vida dos equipamentos também é relevante para as decisões tomadas pelo órgão regulador.

A confiabilidade dos equipamentos eletrônicos é outra questão importante: a performance dos medidores instalados em ambientes com condições severas de temperatura e umidade poderia requerer determinadas avaliações.

Os grandes pontos de medição (subestações, pontos de fronteira e consumidores do Grupo A) geralmente não estão submetidos a ambientes com falta de proteção física. Em consumidores de menor porte, entretanto, a ausência de abrigo adequado dos equipamentos provoca variação de temperatura, umidade e incidência de radiação solar, o que poderia aumentar a quantidade de falhas nesses equipamentos.

Porém, destaca-se que o avanço tecnológico já pode ter minimizado os problemas relacionados à confiabilidade. Outros itens como vida útil das baterias e problemas variação de tensão também tendem a ser minimizados com o avanço tecnológico.

4.3 Aceitação da tecnologia

No Brasil, o processo de substituição de medidores deve estar associado a campanhas de esclarecimentos aos consumidores, com o intuito de vencer a resistência natural a mudanças tecnológicas. A pesquisa realizada na Europa (LOGICACMG, 2007) comprovou que esse fato não é problema naquele continente: cerca da metade dos consumidores afirmou que gostariam de ter um medidor eletrônico de energia elétrica em sua residência (cerca de 49% na Holanda, Espanha e Portugal, e 56% no Reino Unido). A pesquisa constatou também que mais de três quartos dos consumidores analisam de forma positiva os medidores eletrônicos com telemedição. A Figura 4 mostra o percentual de consumidores que aprovam o uso dos medidores eletrônicos com telemedição.

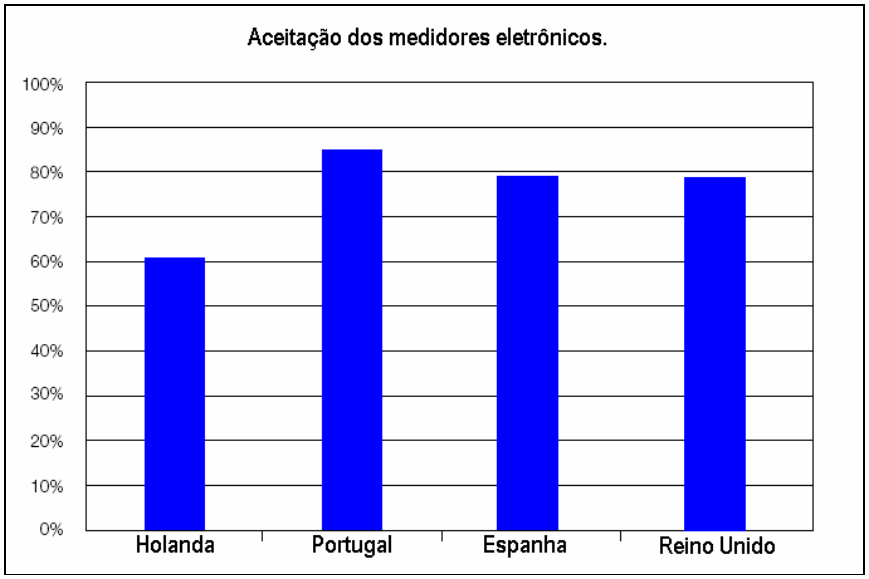

Figura 4: Aceitação de medidores eletrônicos por parte dos consumidores.
Fonte: LogicaCMG (2007).

Apesar do uso desta tecnologia ser comum em outros serviços públicos e apresentar todos os benefícios descritos neste artigo, a falta de informação faz com que consumidores e a sociedade em geral associem a tecnologia ao aumento das faturas de energia. Assim, no Brasil, é imprescindível que a sua implantação em massa seja acompanhada de campanhas de conscientização das vantagens da tecnologia.

4.4. Definições regulatórias e metrológicas

Além de definições da ANEEL, uma eventual substituição de medidores eletrônicos deve ser precedida de disposições metrológicas específicas, de competência do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – Inmetro. Nesse diapasão, aspectos como os requisitos de ensaio, exames preliminares, determinação de erros admissíveis por classe e as condições de aprovação de modelos de medidores eletrônicos devem ser expedidas por esse Instituto.

Para a correta especificação das funcionalidades mínimas e características do medidor, deve-se realizar uma análise sobre a realidade brasileira e sobre as características que envolvem o setor elétrico nacional. As características de transmissão de dados e a definição da tecnologia de telemedição também devem ser analisadas e caso necessário, regulamentadas em alguns aspectos mínimos.

5. CONCLUSÕES

A aplicação do sistema de telemedição está sendo difundida em alguns países do mundo. Recentemente, Portugal e Espanha realizaram Consulta Pública sobre o tema, e alguns países como a Itália, já realizam a substituição dos atuais medidores por equipamentos que permitam a telemedição.

Os sistemas de medição eletrônica acarretam vantagens para os consumidores, para as distribuidoras e para o sistema elétrico. A ação fiscalizadora da ANEEL também seria beneficiada, já que os sistemas de telemedição facilitam o processo de auditagem dos dados relativos à apuração dos indicadores de qualidade e ao faturamento.

A atualização do parque de medição se constitui em adequada oportunidade para otimização da operação dos sistemas, modernização de processos relacionados ao consumo/faturamento, combate ao desperdício e monitoração da qualidade da energia elétrica. Porém, a inexistência atual de definições regulatórias e metrológicas para este tipo de medição em unidades consumidoras de baixa tensão acaba por favorecer a expansão da medição eletrônica de forma não ordenada e otimizada.

Assim, é oportuno criar meios para realizar análise e debate sobre eventual regulamentação que vise à substituição gradativa dos medidores eletromecânicos por eletrônicos, incluindo os instalados em unidades consumidoras residenciais. O processo de definição necessita envolver, além do trabalho da ANEEL e do Inmetro, a participação de distribuidoras, fabricantes, consumidores e outros agentes relacionados. Nesse sentido, deve-se incentivar a realização de seminários, workshops e reuniões técnicas para debate do tema. Por parte do órgão regulador evidencia-se a necessidade de realização de consulta e/ou audiência pública para o recebimento de contribuições. Além de tratamento regulatório e metrológico adequados, eventual substituição em massa de medidores deve, necessariamente, ser precedida de análise custo/benefício e de exame sobre o impacto tarifário.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DI MARINO, Eugenio. ENEL AMM/AMR Systems In: 19th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Vienna, 2007.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Consulta pública sobre o plano de substituição e funcionalidades mínimas dos contadores para o segmento dos clientes domésticos e pequenas empresas. Portugal, Outubro/2007.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Funcionalidades mínimas e plano de substituição dos contadores de energia eléctrica: Proposta a apresentar ao governo português no âmbito do plano de compatibilização regulatória (MIBEL). Portugal, Dezembro/2007.

ERGEG – European Regulators' Group for Electricity and Gás. Status Review Report on Smart Metering in European Countries. Itália, 2006.

GERWEN, R., JAARSMA, S., WILHITE, R. Smart Metering. Julho, 2006.

LOGICACMG. Energy efficiency and the consumer – a European survey. Inglaterra, 2007.

MARTINELLI, M., SANTOS, P. & AGUILLERA, M. Telemedição e Informação na AES Eletropaulo. In: XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Minas Gerais, 2006.

OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets. Domestic Metering Innovation – Consultation. Inglaterra, Fevereiro/2006.

OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets. Domestic Metering Innovation - Next Steps - Decision Document. Inglaterra, Junho/2006.