

Smart grid na medição

A medição eletrônica residencial ensaia os primeiros passos. O problema é o preço que o país vai pagar: R\$ 16 bilhões



► João Montenegro

A introdução de redes inteligentes no Brasil começou, enfim, a ganhar contornos mais claros. Como resposta à aprovação, dada pela Aneel em 2009, da troca dos relógios de luz convencionais por medidores eletrônicos, foi formado o Grupo de Trabalho para Implantação de Redes Inteligentes (GTRI), que arregaçou as mangas e já planeja ações de curto, médio e longo prazos para automatizar o gerenciamento do consumo elétrico residencial.

Como o Brasil apresenta alto nível de automação e integração no setor de transmissão, o foco da aplicação do smart grid será, a princípio, a rota da energia elétrica para o consumidor final. Assim, o primeiro passo do GTRI – criado pela Portaria 440 do MME e composto do próprio mi-

nistério e EPE, Cepel, ONS e Aneel – envolve necessariamente a instalação dos medidores eletrônicos.

O problema é que, se a ideia da medição eletrônica é reduzir perdas das concessionárias – calculadas em R\$ 5 bilhões anuais pelo Instituto Acende Brasil, ou 5% de toda a energia comprada por essas empresas –, é preciso antes solucionar o exorbitante dispêndio referente à troca dos medidores, que demandará recursos da ordem de R\$ 16 bilhões para a substituição de cerca de 40 milhões de medidores eletromecânicos país a fora.

“Calculamos o valor de cada medidor em cerca de R\$ 200. Assim, o custo total seria de R\$ 8 bilhões para comprar os medidores eletrônicos sem os sistemas de comunicação integrados. Com comunicação, os apa-

Redes inteligentes no mundo

EUA e Europa se destacam na implementação de projetos de redes inteligentes. Entretanto, outros países – inclusive o Brasil – aparecem entre os que mais investirão em smart grid em 2010, segundo a Zpryme Research & Consulting.

Top 10 em investimentos federais por país (em US\$ milhões)

- ✓ China: US\$ 7.323
- ✓ EUA: US\$ 7.092
- ✓ Japão: US\$ 849
- ✓ Coreia do Sul: US\$ 824
- ✓ Espanha: US\$ 807
- ✓ Alemanha: US\$ 397
- ✓ Austrália: US\$ 360
- ✓ Reino Unido: US\$ 290
- ✓ França: US\$ 265
- ✓ Brasil: US\$ 204

relhos dobram de preço. Mas deixaremos isso a cargo das distribuidoras”, adianta o superintendente de Regulação de Serviços de Distribuição da Aneel, Paulo Henrique Silvestri Lopes.

Existem cerca de 65 milhões de unidades consumidoras em baixa tensão no país, mas o governo não inclui no cálculo consumidores de baixa renda e rurais. Por isso a troca envolve 40 milhões de medidores. Para a substituição total, o MME estima que sejam necessários pelo menos dez anos, começando pelas unidades em fim de vida útil ou já com problemas. Assim, como a ação é em médio prazo e haverá participação das próprias concessionárias, o governo espera concluir a troca sem que ela pese no bolso do consumidor.

O GTRI também está identificando potenciais fontes de financiamento, a fim de poupar os clientes de aumentos tarifários, diz o secretário de Energia Elétrica do MME, Josias Matos. “Temos o objetivo de manter a modicidade tarifária, impactando o consumidor da menor forma possível”, afirma Matos, que está à frente do grupo.

Adequação ao Brasil

Pelas contas da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee), o mercado de medidores residenciais inteligentes poderá movimentar R\$ 1,8 bilhão anuais. Entretanto, para o gerente de Marketing do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD), Cláudio Corrêa Leite, o cálculo do investimento a ser apor-

Para Leite, do CPqD, valor do smart grid ainda é uma incógnita



Lopes, da Aneel: comunicação com os aparelhos a cargo das distribuidoras

tado no smart grid ainda é uma incógnita, que depende da compreensão dos requisitos brasileiros.

“A receita gerada pela residência típica brasileira é de cinco a dez vezes menor que a americana ou europeia, e, portanto, o valor associado a essa redução de consumo também é menor. Por outro lado, temos índices de perda quatro ou cinco vezes maiores que os desses

Interesse internacional

Com toda essa movimentação do governo, empresas estrangeiras especializadas em smart grid voltam suas atenções para o país. É o caso das norte-americanas GE e Silver Spring Networks e da portuguesa EDP, que depois de tornar a rede elétrica da cidade de Évora, em Portugal, 100% inteligente, pretende investir € 600 milhões para levar o smart grid a 6 milhões de pessoas no país europeu.

Chamado de Inovgrid, o projeto em Évora permite, além da melhor administração de oferta e demanda de energia, que os consumidores se tornem microgeradores conectados à rede, a partir do aproveitamento de fontes renováveis, como a solar e a eólica. “Acreditamos que muito do que está sendo feito em Portugal é viável aqui. Há forte necessidade de ampliarmos o uso de fontes alternativas para produção de energia, e o Brasil tem grande potencial eólico e solar, podendo contribuir para microprodução de energia”, diz Vitor Gardiman, gestor Executivo da EDP.

Já a Silver Spring, que inaugurou seu primeiro escritório no Brasil em junho, espera implantar projetos de rede inteligente no país ainda este ano. A companhia anunciou parceria com a fabricante de medidores de consumo Nansen.

“Podemos fornecer às concessionárias uma tecnologia que permite que equipamentos como aparelhos de ar condicionado sejam remotamente controlados. Isso possibilita, por exemplo, que a concessionária desligue os aparelhos por alguns minutos num determinado bairro de São Paulo, numa situação de pico de consumo de energia, medida que economizaria energia sem causar desconforto aos consumidores”, diz o vice-presidente de Desenvolvimento de Novos Negócios da Silver Spring, John O’ Farrell.

Não somente desconfortos evitados, como também vantagens concretas podem ser oferecidos aos consumidores com o smart grid. Em um estudo desenvolvido com a concessionária Oklahoma Gas & Electric, em 2008, nos EUA, a Silver Spring verificou uma economia entre 10% e 15% nas contas mensais dos consumidores que tinham informações em tempo real acerca de tarifas diferenciadas. (J.M.)



Silver Spring tem sistemas que permitem controle remoto de aparelhos de ar condicionado pelas concessionárias, conta O’ Farrell



Potencial eólico e solar brasileiro pode contribuir com microgeração de energia, acredita Gardiman, da EDP

países. É preciso considerar isso ao fazer as contas”, explica o executivo.

Por enquanto, somente a Landis+Gyr oferece medidor inteligente aprovado pelo Inmetro com base no Sistema Distribuído de Medição de Energia Elétrica (SDMEE). A Nansen e a CAM já apresentaram seus protótipos ao instituto de metrologia, mas esses ainda estão em avaliação.

Entre as funcionalidades mínimas exigidas para o medidor

eletrônico ser aprovado estão registro de duração de interrupções; operação e leitura remota; medição de potência de carga; comunicação bidimensional; medição de qualidade de energia e nível de tensão.

O Inmetro ressalta que há dezenas de medidores eletrônicos já aprovados e instalados no país, mas estes respondem apenas ao Regulamento Técnico Metrológico.

O projeto Inovgrid

Até o fim deste ano, a cidade de Évora, em Portugal, será completamente atendida pelo projeto Inovgrid, que prevê a instalação de cerca de 32 mil medidores eletrônicos, cobrindo o consumo de todas as residências da cidade, que possui população de 54 mil pessoas.

Cada transformador de Évora possui um equipamento chamado DTC, um controle do transformador de distribuição que se comunica com o medidor eletrônico dos clientes através de Power Line Communication (PLC). Esse equipamento concentra a informação relativa ao consumo e a envia para um centro de controle. Por sua vez, os consumidores poderão vender o excedente de sua microgeração por meio de fontes alternativas, como eólica e solar, já que os medidores lhes permitirão saber quanto de energia estarão injetando na rede.

A EDP pretende expandir o projeto para todo o país. O investimento total – € 600 milhões – será feito até 2017, quando a companhia espera ter atendido 6 milhões de clientes. O investimento envolve não apenas a troca de relógios, como também a instalação de ferramentas de comunicação, software, hardware, centros de controle e interligação dos sistemas.

Aqui, as duas distribuidoras da EDP Energias do Brasil já se preparam para a introdução de redes inteligentes. Bandeirante (SP) e Escelsa (ES) possuem centros de controle padronizados, que contam com sistemas de despacho móvel e mapeamento de descargas atmosféricas, além de ferramentas para gestão dos ativos técnicos. (J.M.)

Medidor do projeto Inovgrid, da EDP: Bandeirante e Escelsa terão redes inteligentes

Tarifas aprimoradas

No Brasil, além da regulamentação para adoção da medição eletrônica em larga escala, a Aneel prepara um estudo para o aprimoramento das tarifas. Isso permitirá, por exemplo, que a energia gasta durante o banho fora do horário de pico – entre 18h e 21h – seja mais barata.

“Os medidores não estarão voltados especificamente para detectar perdas não técnicas. Queremos possibilitar a tarifação horária, além de gerenciamento de informações, verificação de curva de carga do sistema, interrupções, desligamentos, nível de tensão, entre outros aspectos”, explica Paulo Henrique Silvestri Lopes, da Aneel.

Por enquanto, contudo, os principais projetos em desenvolvimento no país parecem privilegiar a solução para o furto de energia. No Rio de Janeiro, a Ampla já instalou medidores eletrônicos em postes na Baixada Fluminense e em São Gonçalo com essa finalidade.

Segundo o secretário de Energia do MME, Josias Matos, o problema do furto também está no foco dos projetos empreendidos pela Cemig em Sete Lagoas (MG) e pela AES Eletropaulo em São Paulo (SP), embora esses contemplem também aspectos como a redução de custos e melhoria dos serviços aos clientes.

Uma das exceções seria Parintins (AM), onde a aplicação de smart grid é, a princípio, feita para colher experiências para projetos futuros. (J.M.) ■

ENERGY
BOX 2

