

Canal Energia – 23/04/2010

Smart Grid: chave para eficiência

<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=77234>

Combinação da medição, dos sistemas de telecomunicações e da tecnologia da informação formam pilares para se alcançar uma rede inteligente

Dayanne Jadjiski, da Agência CanalEnergia, Reportagem Especial

A necessidade de modernização dos ativos visando a uma maior eficiência tem se tornado uma realidade cada vez mais presente no Brasil. Para alcançar o conceito de rede inteligente, algumas distribuidoras já começam a investir em automação das redes e na substituição de medidores analógicos por modelos eletrônicos. A Agência Nacional de Energia Elétrica também vem dando passos importantes para a regulamentação de smart grid no país. O Ministério de Minas e Energia criou um grupo de trabalho para implantar programa brasileiro de redes inteligentes. Através destas iniciativas o Brasil começa a avançar na implementação deste conceito.

Diferentemente do que muitos pensam, o conceito de smart grid não envolve apenas a medição eletrônica. Integração dos sistemas computacionais, geração distribuída e automação de redes e subestações também são alguns dos passos para se chegar a uma rede inteligente. De acordo com o presidente da ECOee e do Fórum Latino Americano de Smart Grid, Cyro Boccuzzi, o conceito de rede inteligente envolve três pilares. O primeiro deles são os ativos elétricos, como chaves, medidores, cabos, transformadores e disjuntores. O próximo fator é o sistema de telecomunicações, que capta informações da operação em tempo real e traz esses dados para uma otimização dinâmica. O último campo é a tecnologia de informação, que abrange todos os sistemas de controle de gestão das empresas.

"Investir em tecnologia smart grid significa que as empresas precisam aplicar recursos nestes três pilares, mas nem todas têm que fazer exatamente os mesmos investimentos. Para áreas onde o problema seja um nível alto de perdas, o investimento em medição se justifica, mas em algumas outras concessionárias o problema pode ser endereçado de outras maneiras. É preciso entender um pouco o funcionamento da empresa. Não existe uma receita única", explica. A redução das perdas comerciais é uma das principais razões para a substituição de medidores. As concessionárias do Rio de Janeiro, Light (RJ) e Ampla (RJ), por exemplo, têm investido nesta troca para reduzir os furtos e fraudes de energia.

Para a CPFL Energia, cuja perda está entre 2% e 2,5%, o investimento não seria tão vantajoso. A companhia já vem aplicando recursos há mais de dez anos em automação de rede. De acordo com o diretor de engenharia e gestão de ativos da companhia, Rubens Bruncek, desde o ano passado, a CPFL faz parte do Global Intelligent Utility Network Coalition, que é um grupo formado para desenvolver estudos e discutir as formas de aplicação de smart grid nas redes. Única representante da América Latina, a companhia atua juntamente com outras 11 distribuidoras de países como Estados Unidos, Índia e Austrália no planejamento de um trabalho que visa a automação de 100% das empresas em um universo de dez anos. "Nosso estágio agora é desenhar o planejamento decenal com indicação de tecnologias que já estão maduras para começarem a ser implantadas em alguns segmentos", explica.

Entre as tecnologias sólidas e que começarão a ser implementadas pela CPFL, inicialmente, estão a automação dos medidores para clientes do grupo A e das chaves. A previsão é que, neste aspecto, a companhia esteja 100% automatizada em até três anos. Após este período, a companhia espera automatizar os medidores da baixa tensão. Quando se fala em automação em residências, a tecnologia ainda não é madura, então essa fase será iniciada um pouco mais para frente", analisa. Na visão de Bruncek, a troca de equipamentos demanda bastante tempo para ser realizada .

"Se substituíssemos os medidores dos nossos 6,5 milhões de clientes utilizando mil equipes de campo, que é um número muito grande, e conseguíssemos trocar quatro equipamentos por dia, eles [as equipes] levariam sete anos para fazer essa substituição. É um trabalho enorme, de varejo", diz.

A AES Eletropaulo (SP) também está se preparando para adotar tecnologias com o conceito smart grid. A companhia estruturou desde o ano passado um grupo de trabalho para construir a visão estratégica de um projeto de rede inteligente e pavimentar o caminho a ser percorrido. Entre os estudos desenvolvidos pela empresa na área estão a implementação piloto do conceito de smart grid, que envolve duas subestações e uma parcela atípica da rede de distribuição da AES Eletropaulo com soluções para automação, autorrecuperação, detecção de falhas, controle de carga, medição remota e gestão pelo lado da demanda. Sem finalidade de faturamento, a companhia também estuda o sistema de medição para exteriorização com as funcionalidades da telemedicação, corte e religamentos remotos.

A infraestrutura de telecomunicação para suportar a modernização da rede elétrica de distribuição também está em estudos. A companhia está desenvolvendo protótipos de equipamentos de comunicação sem fio com ênfase na operação em faixa de frequência regulamentada. A AES Eletropaulo também prevê a implementação de plataforma de monitoramento e diagnóstico online de transformadores de potência. A ferramenta visa a identificar falhas incipientes em tempo hábil para ações proativas com possibilidade de correção antecipada de distúrbios no sistema elétrico. Por fim, a companhia estuda o desenvolvimento do protótipo do sistema integrado para a supervisão e controle de câmaras subterrâneas de transformação através da transmissão de sinais digitais.

"Os nossos direcionadores são o incremento da eficiência operacional, a redução dos custos e a melhoria dos serviços ao cliente", disse o diretor de Tecnologia e Serviços da AES Eletropaulo, Ricardo Van Erven, sobre os impactos positivos da adoção do smart grid pela distribuidora. O executivo disse ainda que uma das dificuldades que ainda existem para que a tecnologia deslanche no Brasil é que a distribuição de energia é uma atividade que, como em todo o mundo, depende da diretriz do regulador. "É grande o desafio regulatório no Brasil, mas acredito que em relação ao smart grid vai além do regulador e passa por um plano de governo". A opinião é compartilhada por Boccuzzi, da ECOee. "O grande desafio são as definições das políticas que envolvem a implantação destes sistemas, que são viáveis tecnologicamente, mas que demandam grandes quantidades de recursos. Para transformar estas plataformas, é preciso ter dinheiro de fomento para poder investir", analisa.

A abertura de uma consulta pública no ano passado para coletar subsídios, a fim de formular um regulamento sobre a implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras de baixa tensão, foi um passo importante dado pela Aneel para a regulamentação dos equipamentos. De acordo com o superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição da agência, Paulo Henrique Silvestri Lopes, esta consulta foi um pouco diferente das que são realizadas normalmente. "Neste caso específico fizemos uma consulta pública com perguntas mais provocativas para que os interessados respondessem e contribuíssem com sugestões sobre o tema. O objetivo foi buscar uma primeira opinião para formularmos uma proposta e colocar em audiência pública", explica Silvestri, acrescentando que a intenção é que até julho deste ano seja aberta a audiência.

As perguntas feitas pela agência abordavam, entre outros temas, as funcionalidades incorporadas ao medidor necessárias para a implantação do novo sistema de medição; parâmetros obrigatórios de segurança da informação para o tráfego de dados entre a distribuidora e a unidade consumidora; destinação e soluções para o descarte dos medidores retirados de campo e prazo de substituição dos medidores. Participaram da consulta pública entidades como a Associação Brasileira da Indústria Eletroeletrônica e

a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica e as distribuidoras AES Eletropaulo, Ampla, CPFL Energia, Coelce (CE), Elektro (SP) e Rede Energia, entre outras.

Com as propostas recebidas, a Aneel já conseguiu formular uma proposta, que ainda não está concluída. De acordo com Lopes, as principais dúvidas estão relacionadas ao custo do medidor e ao tempo de substituição dos equipamentos. "Durante esse tempo, nós visitamos fabricantes tentando ter uma referência de preço para saber se é viável e em quanto tempo essa substituição seria feita, mas isso vai depender do grupo de trabalho que o governo está implementando. Se tivermos injeção de recursos federais, de alguns fundos setoriais, pode ser dada uma velocidade maior à implementação da medição eletrônica", esclareceu o executivo, ressaltando que a intenção é não impactar a tarifa.

Criado em abril deste ano pelo Ministério de Minas e Energia, este grupo de trabalho vai analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente. Entre os aspectos abordados na proposta estão o estado da arte de programas do tipo smart grid, no Brasil e em outros países; adequação das regulamentações e das normas gerais dos serviços públicos de distribuição de energia; identificação de fontes de recursos para financiamento e incentivos à produção de equipamentos no país; e a regulamentação de novas possibilidades de atuação de acessantes no mercado, o que inclui a possibilidade de usuários operarem tanto como geradores de energia, através da geração distribuída, quanto consumidores.

Segundo portaria publicada no Diário Oficial da União na semana passada, o grupo será composto por representantes do MME, da Empresa de Pesquisa Energética, do Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, da Aneel e do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Órgãos e entidades do setor que possam oferecer contribuições poderão ser convidados eventualmente para participar. O grupo de trabalho deverá concluir as atividades em 180 dias. Já o relatório técnico, que contempla os estudos, as análises e as propostas de medidas a serem adotadas deve ser entregue 30 dias após o final deste prazo.

Anualmente são substituídos, segundo a Aneel, cerca de 2,5 milhões de medidores por modelos eletrônicos básicos, que medem apenas a potência. A agência pretende que seja inserido nos próximos anos um medidor que tenha outras funcionalidades, como medição de interrupções e fator de potência da carga. Redução de falhas e ganhos de eficiência, através do consumo maior e melhor da energia, são algumas das principais vantagens para o presidente do Instituto Acende Brasil, Claudio Sales, no caso da troca de medidores. "Os equipamentos mais sofisticados, que vão medir cada etapa do processo abrem perspectivas, por exemplo, para previsão e redução de falhas e operação em tempo real de redes em função de intempéries surgidas como raios, por exemplo. Na medida que se tem medições ao longo de todo o processo, é possível agir de maneira otimizada usando recursos de telecomunicações e de TI de maneira a prevenir estas falhas", afirma. Outras vantagens provenientes da rede inteligente são a melhoria dos padrões de fornecimento, redução de apagões locais, diminuição de erros de conta, postergação de novos investimentos.

Para Boccuzzi, diferentemente de países europeus e dos Estados Unidos, que já têm projetos avançados no tema, o Brasil ainda está no início da implantação da rede inteligente. "O que temos de uma maneira global e bastante generalizada no mundo são experiências focadas em áreas específicas dessas tecnologias que agora começam a ser colocadas de forma combinada". Como exemplo, o executivo destaca a cidade de Boulder, localizada no Colorado, nos Estados Unidos. "A cidade recebeu uma série de investimentos e implantou uma plataforma tecnológica muito avançada incorporando diversos ingredientes, como controle da demanda de clientes, tarifas diferenciadas para diversos horários do dia, sistema de automação relativamente avançado que

também estava interligado a sistemas de medição, geração distribuída e melhorias de confiabilidade. Essa é uma primeira implantação holística de todas estas tecnologias". No Brasil, segundo o executivo, nenhuma distribuidora realizou ainda o que se pode chamar da "última geração de smart grid".

A tecnologia está na fase inicial de adoção de mercado, de acordo com a BPL Global, empresa que atua no desenvolvimento e implementação de soluções de smart grid em mercados elétricos de todo o mundo. "Agora as distribuidoras estão trabalhando para avaliar, selecionar e implantar as soluções. De uma perspectiva estratégica, as distribuidoras estão no início de uma transformação para a rede inteligente, que evoluirá nos próximos 10 a 15 anos", disse o vice-presidente executivo da companhia, Dermot O'leary. Para implementar uma solução de rede inteligente, a BPL Global recomenda que cada distribuidora identifique as aplicações que criam o maior valor para a companhia e seus clientes. "Isto pode ser impulsionado pelas necessidades operacionais, regulatórias ou dos clientes. A gestão integrada de aplicações de smart grid permite que as distribuidoras otimizem sua confiabilidade, eficiência, objetivos econômicos e ambientais", indica O'leary.

Além da consulta pública para a regulamentação sobre os medidores, a Aneel também está realizando a revisão da estrutura tarifária, que envolve a tarifação horária para clientes de baixa tensão. O estudo está sendo feito desde o ano passado e a previsão é que esteja concluído até março de 2011. A proposta, segundo Silvestri, é que os consumidores comecem apagar custos diferenciados para alguns horários do dia. "Você dá um sinal para uma tarifa maior na ponta para que as pessoas façam uso da energia fora dela e aí se consegue linearizar melhor essa curva de ponta. A entrada em vigor desta tarifação ainda não está definida porque depende da regulamentação da medição eletrônica. "Sem os medidores eletrônicos, que possibilitam a tarifação horária para baixa tensão, não temos como fazer. Então uma coisa depende da outra e é por isso que queremos avançar na questão da medição, para quando tivermos o estudo definido de tarifação horária, tenhamos o equipamento para possibilitar a sua aplicação".

Outra normativa importante relacionada à rede inteligente é a utilização da rede elétrica para transmissão de dados e acesso à internet em alta velocidade por meio da tecnologia Power Line Communications (PLC). A resolução foi aprovada em agosto do ano passado e, de acordo com Silvestri, é outra opção que pode ser usada para o smart grid e o smart metering. "É mais uma possibilidade porque cada caso tem suas particularidades. A Aneel está destravando os caminhos para que todas as tecnologias possam ser utilizadas e sejam feitos estudos que se aplicam para cada situação", diz.

É consenso entre os agentes do setor que o Brasil pode avançar na implantação e utilização das tecnologias visando a uma rede inteligente, desde que sejam considerados princípios de racionalidade econômica. Os projetos devem ser autossustentáveis, os benefícios precisam ser suficientes para a viabilização. A implementação desses sistemas tem que ser colocada em prática na medida em que há geração de valor não só para a distribuidora, mas que também traga benefícios para seus clientes. Da mesma forma que a máquina de escrever foi substituída pelo computador, a transição para uma rede inteligente, através da combinação da medição, dos sistemas de telecomunicações e da tecnologia da informação, deverá ser mais uma das evoluções que acontecerão com o passar dos anos.