



Smart Grid: começa a revolução

Enquanto as distribuidoras desenvolvem projetos pilotos de aplicação da nova tecnologia, a Aneel finaliza as mudanças na regulamentação

Alexandre Canazio, da Agência CanalEnergia, Reportagem Especial
23/09/2011

Uma revolução está em gestação no setor elétrico brasileiro e vai mudar o negócio da energia de forma como nunca visto na história centenária desse segmento. Consumidores, fornecedores, concessionárias, regulador e governo vão ter seus papéis repensados nessa nova realidade, que se avizinha nos próximos anos. As mudanças têm nome e sobrenome: Smart Grid ou Redes Inteligentes. Com elas, consumidores vão deixar de ser apenas agentes passivos do negócio e vão estar no comando, podendo, inclusive, gerar a própria energia, vender o excedente e definir quando e como vai consumir esse insumo tão essencial na vida moderna.

O Smart Grid está em desenvolvimento simultâneo no mundo inteiro. Pesquisas, testes e fabricação de novos produtos e desenvolvimento de novos serviços estão a toda nos quatro cantos. No Brasil, as distribuidoras estão envolvidas em projetos pilotos, discussões nas audiências públicas da Agência Nacional de Energia Elétrica e com fornecedores dos equipamentos. Isso tem uma justificativa: o negócio que mais vai mudar é o de distribuição de energia. Essas concessionárias terão que implantar os mais pesados investimentos nas redes para torná-las capazes de suportar uma quantidade maior de serviços e de energias renováveis a disposição do consumidor.

Isso porque os consumidores terão poder de planejar o consumo de energia ao nível dos equipamentos de casa. Ou seja, cada equipamento, seja a geladeira, ar condicionado ou a iluminação residencial, poderá ser controlado individualmente e a distância. O cliente poderá dizer as distribuidoras quanto quer de energia por dia e, principalmente, quanto quer pagar por essa energia. A casa dele também poderá se transformar em uma microgeradora de energia seja a partir de painéis fotovoltaicos ou aerogeradores.

Diante dessa revolução, que caminha em marcha acelerada, a Aneel está com uma série de audiências públicas abertas desde o ano passado e outras que virão até 2012. O setor de distribuição já definiu a regulamentação dos medidores eletrônicos como a principal medida, que a agência vai tomar nos próximos meses. André Pepitone, diretor da Aneel, contou à **Agência CanalEnergia** que esse estabelecimento será feito em duas etapas: primeiro serão definidas as funcionalidades mínimas dos medidores e depois estabelecido o Plano Nacional de Substituição de Medidores. O parque brasileiro de medidores é composto por 62 milhões de unidades.



Investimento
não pode
impactar tarifa

André Pepitone, da Aneel

Pepitone disse que a definição das funcionalidades mínimas dos medidores deve ser tratada pela diretoria da agência ainda este ano. "Nós estamos em fase final de encaminhamento da proposta de resolução da área técnica para a diretoria", contou o diretor, acrescentando que já ocorreram duas reuniões entre o diretor relator da matéria e a área técnica. Em seguida da aprovação dessa resolução, a Aneel vai lançar a audiência pública sobre a substituição dos medidores. "Uma vez definida as características do medidor, vamos precisar regulamentar os prazos para modernização do parque de medição das distribuidoras", observou.

A Aneel deve tratar ainda da nova estrutura tarifária, que vai permitir a criação da chamada tarifa branca, que vai estender ao consumidor residencial a diferenciação da tarifa. "Essa tarifa só poderá ser aplicada para aqueles consumidores que usarem o medidor eletrônico", salientou Pepitone. Serão estabelecidos três portos tarifários ao longo do dia. "Com a tarifa branca, vamos dar um sinal regulatório para que o consumidor utilize a energia elétrica de forma eficiente, ou seja, que ele consuma

naquela hora que o sistema de fio não esteja estrangulado. Então, diante desse sinal vamos alcançar a eficiência do sistema".

Ainda em relação a tarifa, a Aneel vai colocar em audiência pública entre dezembro deste ano e janeiro de 2012 a minuta de resolução sobre o pré-pagamento da energia pelos consumidores. "Para ter o pré-pagamento não necessariamente tem que se ter a rede inteligente, mas com a rede inteligente fica muito mais fácil a compra do crédito e a disponibilização do serviço", explicou Pepitone. O tema foi tratado esta semana em seminário internacional na Aneel, quando foram mostradas as experiências em outros países como Reino Unido, África do Sul e Colômbia. "Diante dos resultados desse seminário vamos aprimorar a minuta de resolução que está sendo formulada. E no segundo passo, esse assunto será encaminhado para audiência pública", adiantou o diretor.

Modelagem tarifária, definições sobre os medidores, esses são assuntos que fazem parte do pano de fundo para o trabalho desenvolvido pelas distribuidoras em seus projetos pilotos. A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica está coordenando, através do Instituto Abradee, o projeto escolhido pela Aneel dentro do Programa de Pesquisa & Desenvolvimento Estratégico. O projeto, que envolve ainda a Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações (Aptel) e 37 distribuidores, começou a ser desenvolvido em janeiro e deve ser concluído em dezembro deste ano.



Ciclo de transformação contínuo

Andrew Roehr, da PwC

"A 'nova' rede será mais eficiente e segura, adaptativa, interativa, capaz de gerar novas oportunidades de negócios, operada com foco na qualidade e de menor impacto ambiental mas, provavelmente, as motivações brasileiras serão diferentes dos demais países onde este movimento já se faz presente", disse Nelson Fonseca Leite, presidente da Abradee. Ele lembra que a nova rede vai trazer novas exigências em termos de qualidade, continuidade e nível de tensão, abrindo campo para a instalação de maior número de sensores ao longo da rede e de recursos que permitam o estressamento de sua automação, flexibilidade operativa e capacidade de autorrecuperação.

"Há igualmente a percepção da necessidade de enfrentamento de novos desafios, dentre os quais, o atendimento aos requisitos de comunicação de dados, em volumes expressivos, entre o consumidor e a central de controle", enfatizou Leite. O projeto capitaneado pela Abradee vai elaborar propostas sobre as definições das funcionalidades e dos requisitos associados ao conceito no Brasil e das tecnologias e padronização das tecnologias e metodologias a serem adotadas. Além de tratar da adequação da legislação e da regulamentação necessárias à adoção plena do conceito.

As discussões do Smart Grid no Brasil estão em nível semelhante às ocorridas em outros países. Segundo Andrew Roehr, diretor de Smart Grid da consultoria PricewaterhouseCooper nos Estados Unidos, a revolução das redes inteligentes é sem precedentes e levará anos para se desenrolar. "O que estamos vendo é um ciclo de inovação, que atingiu a energia, que nunca tínhamos visto nessa indústria. Acredito que ficaremos nesse ciclo por muito tempo", avaliou o consultor. Ele ressaltou que não há um país ou empresa liderando, isso porque o desenvolvimento das redes toca em assuntos que são específicos de cada país ou concessionária. "O interessante é que a indústria está conseguindo trazer todo esse aprendizado e compartilhá-lo. Acho que ninguém tem a liderança. A melhor parte é que estamos compartilhando esse conhecimento", salientou.

Com isso, as distribuidoras brasileiras também estão se engajando em pesquisa de vanguarda, ou seja, desenvolvendo produtos desde do zero. André Pepitone, diretor da Aneel, disse que a agência está acompanhado estes projetos piloto, pois são eles que vão sinalizar os custos da mudança das redes atuais para inteligentes. Mas a Aneel tem como preceito, que os aportes não poderão impactar a tarifa dos consumidores. "A nossa expectativa é que essa redução de custo faça frente aos valores dos investimentos", frisou o diretor, acrescentando que o que se avalia, no momento, é como fazer essa transição com o menor custo possível.



**Display do primeiro
medidor inteligente da Light**

Pepitone apontou o projeto piloto de Light/Cemig como o mais avançado dos em desenvolvimento no país. "Ao meu ver o projeto mais importante que está sendo desenvolvido de P&D de piloto é o da Light. Temos resultados concretos sobre o desenvolvimento do medidor eletrônico. Os demais projetos ainda estão sendo desenvolvidos com estudos. O da Light é o que está na vanguarda dos projetos pilotos apresentados", avaliou o diretor.

Light e Cemig anunciaram no ano passado um ambicioso projeto de Smart Grid no qual pretende investir R\$ 65 milhões em três anos. O projeto abrange áreas que vão do medidor eletrônico a geração distribuída. As empresas contam com a parceria de fabricantes de soluções para desenvolver os equipamentos que serão utilizados. Os primeiros 250 medidores eletrônicos inteligentes começam a ser instalados em novembro pela Light em unidades consumidoras residenciais. Mas, a primeira etapa do projeto piloto vai envolver um total de 1 mil consumidores.

A Eletra Energy foi a primeira fornecedora a entregar os produtos industriais. GE e Elster devem seguir até dezembro. "Nós montamos um sistema de medição que é intercambiável e interoperável, ou seja, dentro de uma mesma caixa teremos medidores diferentes. Eles usam o mesmo protocolo de comunicação e operação", explicou Fábio Toledo, superintendente de Inovação e Tecnologia da Light, que está a frente do projeto. O display dos medidores será uma verdadeira caixa de informações para os consumidores, que verão, além do consumo corrente, informações como valor da tarifa e serão avisados quando o consumo estiver acima ou dentro das metas estipuladas.



Novas oportunidades de negócio

**Nelson Fonseca Leite, da
Abradee**

Mas o consumidor não precisará estar em casa para acompanhar o consumo. A distribuidora montou uma estrutura que permite acessar as informações via mídias sociais, celular, internet e *widjets*, que são aplicativos para área de trabalho de computadores. "Hoje para pessoas sem necessidades especiais são um total de 15 aplicativos já desenvolvidos", observou Toledo, acrescentando que a empresa ainda está definindo quantos desses aplicativos serão liberados aos consumidores no início do serviço. A intenção é não sobrecarregar o consumidor de informações. O executivo disse que o trabalho está adiantado em dois meses em relação ao cronograma oficial.

Com isso, novos equipamentos virão em seguida como tomadas inteligentes e *boners* usados para recarga de veículos elétricos, que devem ter protótipos de laboratórios prontos até o fim do ano. No ano que vem, chegam os protótipos de automação residencial e tomadas de chuveiro previstos para o primeiro trimestre. Esses elementos vão permitir aos consumidores controlar o consumo por eletrodoméstico e por chuveiro.

Toledo aponta que uma das vantagens do projeto da Light é o desenvolvimento de todas as fases de um programa de P&D tradicional, aplicação de pesquisa, fabricação da cabeça de série e dos protótipos industriais. "Isso tem ajudado bastante em

acelerar o processo", observou o executivo. Ele apontou ainda a parceria com os fabricantes como outro ponto positivo do programa. "Quando se consegue fazer um produto de trás para frente, que é customizado e desenvolvido por aquele que vai utilizar o produto e depois fabricado, se tem um ganho grande porque associa o conhecimento da necessidade e o saber fazer da indústria", avaliou.



Parceria com fornecedores

Fábio Toledo, da Light

Em meados de 2012, a Light deve começar a testar a microgeração com a instalação de painéis fotovoltaicos e equipamentos de armazenamento de energia com capacidade de 2 kW em 20 residências. "Para que a geração distribuída seja instalada na casa dos consumidores é necessário ter um medidor, que possa medir a energia que entra e sai para que o consumidor possa acompanhar isso", frisou. O projeto de Light e Cemig se estende ao território mineiro onde, entre outras atividades, está sendo desenvolvido o projeto de uma usina solar de 3 MW pico.

O Brasil também terá dentro em breve uma cidade inteligente ou Smart City. A Endesa escolheu o município de Armação de Búzios (RJ) para implantar o projeto semelhante ao desenvolvido na cidade espanhola de Málaga. Serão aportados R\$ 30 milhões nos próximos dois anos. Serão implantadas medidas como iluminação pública abastecida por painéis solares e mini aerogeradores, medidores inteligentes e postos para veículos elétricos. A Ampla, distribuidora da Endesa, está, no momento, mapeando a rede para modernização e, posteriormente, automatização.

Paralelamente, a empresa está conversando com possíveis fornecedores para montar as parcerias para desenvolver o projeto. "É um projeto que só dar certo se tiver uma rede de parceiros muito integrada", disse André Moragas, diretor de Relações Institucionais da Endesa Brasil. O executivo resume o sentimento no setor ao dizer que a instalação das redes inteligentes vai fazer o consumidor ter um novo papel. "A empresa vai ter que remodelar e enxergar o negócio pelo olhar do consumidor", ponderou.



R\$ 215 milhões até 2013

Paulo Ricardo Bombassaro, da CPFL Energia

Outra empresa que deu a partida recentemente nos seus esforços em relação as redes inteligentes foi a CPFL Energia. A empresa vai investir R\$ 215 milhões em três anos para implantar novas tecnologias na rede. O diretor de Engenharia e Gestão de Ativos da CPFL, Paulo Ricardo Bombassaro, contou que já foram investidos R\$ 50 milhões. O projeto prevê sistemas de telemedição, mobilidade e operação. A telemedição vai atingir 25 mil clientes do grupo A até meados de 2013. "A CPFL aguarda publicação de resolução da Aneel para estender a telemedição para os consumidores especiais", ressaltou o executivo.

No segmento de mobilidade, a CPFL quer melhorar a gestão de 1 mil equipes de rua. "Com esse projeto, as informações serão

enviadas aos eletricitistas através de um palm top. Através dessa nova ferramenta será possível melhorar a gestão das ordens de serviço e a produtividade das equipes, assim como melhorar a qualidade do serviço prestado", explicou. No quesito Operação serão instalados chaves e equipamentos de rede com objetivo de dar mais flexibilidade e agilidades aos centros de operação do sistema em caso de problemas na rede. Já foram instalados 2.071 chaves e religadores e até o fim de 2013 serão 5 mil pontos telecomandados.

A Copel, por sua vez, está desenvolvendo vários projetos internamente de forma coordenada. Um dos principais polos de projetos voltados para as redes inteligentes está na cidade de Fazenda Rio Grande na região metropolitana de Curitiba (PR). No ano que vem 4 mil dos 33 mil consumidores terão telemedição. O gerente do departamento de manutenção e automação da Copel, Julio Omori, disse que os projetos na cidade serão desenvolvidos até 2013. "Os testes na cidade têm obtido resultados e têm subsidiado aplicação em larga escala", disse.



Primeira Smart City do Brasil

André Moragas, da Endesa Brasil

A companhia paranaense tem feito a modernização da rede atual, com foco na automação, o que é vital para suportar as necessidades das novas tecnologias. A empresa já tem todas as 430 subestações automatizadas e agora parte para a rede de média tensão, que já conta com dois mil pontos modernizados. Uma das metas da Copel é ter 100% dos alimentadores de Curitiba automatizados até a Copa do Mundo de 2014. Para isso, a empresa investe cerca de R\$ 50 milhões. Omori contou que a Copel tem um *roadmap*, que guia as metas da empresa para um período de 10 anos.

“O grande desafio da implantação do Smart Grid é que não tem uma receita padrão. Cada concessionária vai ter suas questões que o conceito ajudaria a resolver”, Julio Omori, da Copel

"O grande desafio da implantação do Smart Grid é que não tem uma receita padrão. Cada concessionária vai ter suas questões que o conceito ajudaria a resolver", disse o gerente da Copel. A ideia é compartilhada por Andrew Roehr, diretor da PwC. Ele lembra que se na Europa e China a introdução de energias renováveis intermitentes, como solar e eólica, é a grande questão; nos Estados Unidos, o foco tem sido as áreas de distribuição e de transmissão. No Brasil, ele ressaltou que as redes inteligentes podem ajudar no combate as perdas técnicas. "O Brasil tem perdas técnicas de 14% a 15%, nos países da OCDE fica em torno de 6% a 7%. Temos muita energia para recuperar", comparou o executivo.

Para Roehr, os investimentos não se darão de uma vez, mas paulatinamente conforme forem sendo desenvolvidas as soluções. "Não acho que será um investimento de vários bilhões de dólares, mas uma série de transformações ao longo do tempo. Vamos aproveitar as oportunidades para colocar novo capital em ação e colocar essas novas capacidades no sistema",

disse.

É vedada a utilização e/ou reprodução total ou parcial do conteúdo gerado pelo CanalEnergia sem prévia autorização.
