

5 Smart Grid

Segundo especialistas da área de energia, o *smart grid* pode ser definido como uma Rede Elétrica Inteligente que distribui energia elétrica com auxílio de tecnologia digital, monitorando e controlando ativos da rede de distribuição, como transformadores, religadores, reguladores e chaves seccionadoras, visando a otimização do sistema: melhor qualidade de energia, maior eficiência energética, maior confiabilidade da rede e maior redução de custos (Vieira_B, et al., 2011). Em suma, o *smart grid* usa elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia. Esses elementos possibilitam o envio de uma gama de dados e informação para os centros de controle, onde eles são tratados, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo (Ministério de Minas e Energia_C, 2010).

O *smart grid* permitirá a modernização da estrutura da rede elétrica através de um conjunto de tecnologias que acrescenta uma camada de dados digitais a rede tradicional. As tecnologias envolvidas nesse conceito podem ser divididas em quatro grupos: medição eletrônica, comunicação, sensoriamento e computação.

A medição eletrônica envolve questões que vão muito além dos medidores instalados nas residências, comércio e indústrias. O processo de medição começa na geração e vai até o consumidor final. Envolve também aspectos de: controle de perdas e planejamento e operação da rede. O medidor digital permitirá que o consumidor faça um melhor gerenciamento da energia utilizada. Através de aplicativos o cliente poderá ter acesso a dados como: consumo em tempo real, equipamentos que mais consomem energia, valor a pagar até o momento e projeção da fatura no final do ciclo. Somando a isso, o preço da energia poderá variar ao longo dia, já que a medição eletrônica permite vários postos tarifários, como a introdução da sinalização horária para os pequenos consumidores. Esta sinalização horária proporcionará uma redução do pico de demanda, gerando uma economia em investimentos de geração e expansão de rede. Estas mudanças na tarifação serão abordadas no item 6.1 A previsão é que o *smart grid* reduza em

5% o consumo residencial no horário de pico, entre 18h e 21h, segundo Pepitone, diretor da ANEEL. Isto equivale, segundo ele, ao consumo de uma cidade com 10 milhões de habitantes semelhante a São Paulo que tem um pouco mais de 12 milhões (Setti, 2012).

Uma das funções mais importantes dos medidores inteligentes é a capacidade de comunicação com outros equipamentos da rede ou com as unidades consumidoras. Existem várias tecnologias capazes de proporcionar essa comunicação, dentre elas o PLC. No item 5.1 será abordado esta relação do PLC com o *smart grid* com um enfoque maior. Para viabilizar as redes inteligentes é preciso efetivar a comunicação bidirecional da concessionária para o cliente e vice-versa. Fatores como suspensão e religação de fornecimento remotas, envio de informação sobre consumo em tempo real e postos tarifários vigentes dependem dessa comunicação em duas direções.

Outro fator importante a ser considerado nas redes inteligentes é o sensoriamento. Os sensores são responsáveis por enviar as informações para a central de controle da concessionária e prover dados para a tomada de decisão dos operadores da rede. A automatização será uma realidade e o religamento de áreas não afetadas poderá ser feito mais rapidamente, eliminando o desconforto dos usuários terem que notificar a distribuidora da falta de energia (Ministério de Minas e Energia_C, 2010).

O volume de dados recebidos e processados pelos equipamentos da rede irá aumentar substancialmente com os medidores inteligentes. Sendo assim, é preciso que os centros de controle das distribuidoras transformem esses dados em informações úteis para os operadores. Muitos dados disponíveis sem um tratamento, ou seja, um filtro, pode ser confuso e dessa forma uma decisão equivocada pode ser tomada piorando as condições da rede. Para atender a esta necessidade, os fabricantes em geral oferecem *softwares* para gerenciamento dos dados medidos conhecidos como Gerenciadores de Dados da Medição (MDM – *Metering Data Management*).

Nota-se que o *smart grid* envolve questões que vão muito além da troca de medidores eletromecânicos por medidores digitais. Isso é apenas o início do processo. Para que a rede inteligente se torne uma realidade no Brasil é preciso fazer outras modificações como questões de sensoriamento, comunicação e computação.

No Brasil, em setembro de 2010, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 044/2010-SRD/ANEEL para discutir o modelo de medidor a ser instalado nas residências, estabelecimentos comerciais e industriais atendidos em baixa tensão. O objetivo foi estabelecer um padrão para o medidor incluindo grandezas medidas, funcionalidades do equipamento e critérios de comunicação associados. Esta norma da ANEEL, para definir as funcionalidade mínimas dos medidores, deveria ter sido formalizada em 2011, mas devido a discussões sobre o custo do medidor o padrão não foi estabelecido pelo órgão. Há várias questões envolvidas, alguns analistas prevêem o aumento do serviço da energia devido ao custo dos novos medidores, já algumas concessionárias, como a Light e a Ampla, discordam, já que os novos medidores diminuiriam a incidência dos “gatos”. Este último fator pode ser justificado, uma vez que, as alterações provocadas pelo furto de energia são diretamente notadas na rede elétrica pela nova tecnologia que consegue identificar até o local do roubo. Isso gerará uma economia superior a R\$ 3 bilhões por ano para o setor. Especialistas afirmam que um medidor custa entre US\$ 100 e US\$ 300, dependendo das suas especificações.

Com uma regulamentação definida, o Brasil criará um plano nacional para a substituição dos 67 milhões de medidores analógicos do país. A previsão para implementação dos novos medidores em todo Brasil é de 10 anos. Estima-se um custo de R\$ 15 bilhões para a substituição dos medidores, para a instalação de sensores na rede e para a modernização dos centros de controle das concessionárias. Segundo estudo da consultoria americana Northeast, o mercado brasileiro de redes inteligentes será de US\$ 36,6 bilhões em 2022, o terceiro maior do mundo. Quase metade deste valor estará investido em medidores inteligentes, US\$ 17,8 bilhões, que devem somar 74,1 milhões de aparelhos em 2022 (Setti, 2012). A grande barreira do Brasil para a instalação dos medidores em grande escala, segundo a mesma consultoria americana, é a falta de uma regulamentação por parte da ANEEL. A ausência de um padrão nacional de comunicação para a medição eletrônica impede uma maior penetração desta tecnologia no país limitando a implementação de um *smart grid* em nível nacional. Vale ressaltar, que a medição eletrônica já é aplicada aos grandes consumidores do grupo A, de alta tensão, e agora a ANEEL pretende aplicar ao grupo B, de baixa tensão, ou seja, aos pequenos consumidores. Nesse novo sistema os antigos relógios, aparelhos eletromecânicos, serão substituídos por medidores inteligentes que

serão capazes de traçar um perfil do consumidor através das informações de consumo armazenadas. Além disso, o consumidor saberá quanto de energia está gastando em qualquer momento e o valor pago por ela.

Segundo o mesmo estudo da Northeast, em dez anos, apenas Estados Unidos, Europa e China estarão a frente do Brasil. No entanto, nenhum país da Europa terá um mercado maior que o brasileiro. O governo dos Estados Unidos investiram recentemente US\$ 4 bilhões em estímulo ao *smart grid* no pacote de recuperação econômica. E futuramente é projetado para o mesmo país uma base instalada de 78 milhões de medidores para o ano de 2015 e 140 milhões para o ano de 2019 conforme os pesquisadores José Gonçalves Vieira e Sergio Granato (Vieira_A, et al., 2011). Pode-se destacar neste estudo a cidade de Houston (Texas), nos EUA, onde a empresa de energia *Centerpoint Energy* está implantando um total de 2 milhões de medidores num programa que deverá ser concluído em 2012. Esta mesma empresa fez um projeto piloto de PLC em parceria com a IBM como citado no item 3.1.2. Já para a China, é previsto que a base instalada de medidores inteligentes possa chegar a 250 milhões em 2020. E na Europa com o *3rd Energy Package*, iniciativa da União Européia, faz uma previsão que 80% das residências européias terão medidores inteligentes em 2020.

No Brasil, as cidades inteligentes também entram no cenário do setor elétrico. Existem atualmente seis grandes projetos pilotos em vigor nas regiões Sul, Sudeste e Norte. A maior parte destes projetos são recursos de P&D liberados pela ANEEL as respectivas concessionárias: Light, EDP Bandeirante, Cemig, Copel, Ampla e Eletrobrás. O montante de investimento previsto é de R\$ 136 milhões. A ANEEL estima que a rede inteligente diminuirá em até 10% o consumo de energia no país.

O objetivo é experimentar várias tecnologias simultaneamente que envolvam automação, gestão de redes, iluminação pública, mobilidade elétrica e geração distribuída. Essa iniciativa pretende abrir um novo relacionamento com o cliente e diminuir as perdas comerciais.

O prazo desses programas variam de dois a três anos e funcionam como um teste para ver como o consumidor reagirá e receberá esta nova tecnologia. No final deste período os resultados consolidados indicarão que medidas serão vantajosas para se estender em larga escala o conceito de cidades inteligentes. O

smart grid deverá trazer benefícios ao pequeno consumidor e as distribuidoras sem aumento da tarifa, esta é a grande motivação da tecnologia.

A Light aposta em sua própria tecnologia de medição. Parte do princípio que o sucesso do *smart grid* está na interação do cliente com esse novo conceito, por isso os equipamentos e serviços precisam ser funcionais e fáceis de manusear. A tecnologia deve ser simples o suficiente para ser absorvida na rotina diária por pessoas de culturas e idades diferentes, incluindo portadores de deficiências físicas. O medidor da Light busca o manuseio intuitivo e será capaz de se comunicar com várias mídias de participação do consumidor que fornecerão informações sobre o seu consumo de energia. Este mesmo medidor poderá ser compartilhado com serviços de água e gás, contemplará o fornecimento pré-pago de energia e será capaz de detectar em tempo real as tentativas de furto de energia. Fará parte deste projeto também o teste de tomadas inteligentes para programação de operação de eletrodomésticos. A tomada funciona em sincronia com o medidor e faz o acionamento ou desligamento programado dos eletrodomésticos e de chuveiros elétricos. Está orçado um valor de R\$ 35 milhões até 2013 para este projeto piloto que será dividido em duas etapas. A primeira fase, que já está sendo executada, prevê a instalação de 1000 equipamentos nas zonas Sul, Oeste e Baixada fluminense da cidade do Rio de Janeiro. Na segunda fase serão instaladas as tomadas inteligentes e mais 2000 medidores. Fará parte deste projeto também recursos de automação, pontos de recarga para carro elétrico, geração distribuída e armazenamento de energia.

A EDP Bandeirante selecionou o município de Aparecida do Norte, localizado em São Paulo na região do Vale do Paraíba, para implementação de um projeto piloto de *smart grid* que abrangerá 15 mil clientes, 1,5% da sua área de concessão. O investimento inicial é de R\$ 10 milhões, sendo 80% de recursos de P&D da ANEEL. Esse projeto instalará medidores inteligentes nas unidades consumidoras até o final de 2012 e desenvolverá um medidor nacional, já homologado pelo Inmetro, a empresa brasileira Ecil será a responsável. Essa iniciativa trará vários benefícios ao consumidor como: acompanhamento do consumo de luz na internet, a cidade ganhará pontos de abastecimento para mobilidade elétrica e a nova iluminação pública será mais eficiente devido a sensores de presença que ajustarão automaticamente a intensidade da luz de acordo com o movimento nas ruas.

A Cemig quer abranger 7 milhões de clientes distribuídos em 774 municípios com o projeto piloto de *smart grid*. Isso corresponde praticamente ao tamanho de concessão da empresa. Inicialmente começará por Sete Lagoas, na Grande Belo Horizonte, com 75 mil clientes e depois o projeto pretende se expandir a 13 cidades vizinhas. Este projeto faz parte do programa Cidades do Futuro, sendo um dos maiores projetos de P&D da América Latina na arquitetura de Redes Inteligentes. Teve um investimento inicial de R\$ 40 milhões para a primeira etapa oriundos de verbas de P&D e mais US\$ 800 mil doados pela United States Trade and Development Agency (USTDA) até o ano de 2013. O plano do projeto foi elaborado em 2009 e a implementação começou a ser executada no início de 2012 com a instalação de 3700 medidores. A previsão é que até o final de 2013 as obras previstas estejam terminadas. É possível que a Cemig utilize o dispositivo desenvolvido pela Light devido a sua parceria no projeto de *smart grid*. Dessa forma, a Cemig também adicionará ao seu programa telemedição na automação de rede, pacotes de telecomunicação e integração de sistemas computacionais, geração distribuída e mobilidade elétrica.

A Copel desenvolve um projeto piloto de redes inteligentes desde o final de 2010. O local escolhido para os testes foi Fazenda Rio Grande que fica cerca de 30 Km de Curitiba. O foco do projeto está na melhoria de qualidade do fornecimento de energia. A primeira mudança feita foi a automação da rede e ao longo de 2011 foram feitos planos de testes de telemedição. Em 2012, a meta da Copel é fornecer medição a distância para 100% dos clientes locais e fazer testes de mídias que farão a interface entre as informações coletadas e o cliente. Isso corresponde a monitoração de 12.000 clientes que representam 48% do faturamento da Copel. O investimento total da companhia foi de R\$ 20 milhões em *smart grid* e pretende aplicar R\$ 334 milhões até 2014.

A Ampla desenvolve um projeto piloto de redes inteligentes em Armação dos Búzios, Região dos Lagos do Rio de Janeiro. O objetivo é melhorar a qualidade de fornecimento de energia, reduzir as perdas comerciais e incentivar o consumo consciente de energia. Foi projetado um valor de R\$ 30 milhões liberados pelo programa de P&D da ANEEL. Esse valor inclui a instalação de 19 mil medidores em unidades de consumo, a aquisição de equipamentos de geração de energia solar e eólica e pontos de abastecimento para carros elétricos. A iluminação pública também será contemplada com a tecnologia sendo capaz de

variar a intensidade de acordo com a presença de pessoas e carros. A Ampla tem um projeto piloto menor em São Gonçalo (RJ) no qual já foram instalados 100 medidores.

A Eletrobrás devido a questões ambientais e a sérios prejuízos na região Norte e Nordeste, que chegam a 30% de perdas comerciais, decidiu investir em projetos pilotos de *smart grid*. O investimento será da ordem de R\$ 21 milhões vindos de recursos de P&D e foi iniciado em junho de 2011 tendo uma duração aproximada de 2 anos. O primeiro local a ser escolhido foi Parintins, 420 Km de Manaus, no qual foi instalado um sistema elétrico isolado suprido por geração térmica que abrangerá cerca de 15 mil clientes. Além disso, serão instalados medidores inteligentes e recursos para automatização da rede. No início de 2012 foi previsto a instalação do primeiro lote de 3400 medidores inteligentes com sistemas de telecomunicação que inclui o PLC e a radiofrequência. Os sensores instalados notificarão falhas na rede de distribuição permitindo a intervenção imediata para a solução do problema. Já os consumidores poderão verificar o consumo e o custo do Kwh em diferentes horários do dia. Com a tarifação horária estimula-se o consumo fora dos horários de pico. O objetivo é inserir na cultura local, os moradores de Parintins, um uso mais econômico da energia. Caso o teste de 2 anos seja bem sucedido, a Eletrobrás difundirá as redes inteligentes para as distribuidoras do Amazonas, Acre, Roraima, Rondônia, Alagoas e Piauí.

A figura 5 faz uma síntese dos conceitos apresentados no item 5 mostrando como funcionará a casa inteligente no futuro.

A CASA INTELIGENTE

Os benefícios

- Baixo custo de energia
- Energia limpa
- Conservação da energia
- Melhoramento da eficiência energética

Medidor inteligente

- Preço da tarifa em tempo real.
- Acompanhamento do consumo



Sensores

- Sensores em toda a rede medem a qualidade da transmissão

Aparelhos inteligentes

- Aparelhos programados para não funcionar em horários de pico

Produção

- Consumidor pode produzir a própria energia

Figura 5: Funcionamento de uma casa inteligente

Fonte: <http://www.redeinteligente.com/2009/11/03/smart-grid-a-rede-eletrica-inteligente/>

Logo, haverá uma grande mudança na questão cultural de energia tanto para as distribuidoras como para os consumidores. Por um lado, o consumidor poderá monitorar os gastos com energia, priorizando em utilizá-la nos horários fora de pico, no qual a energia terá um valor menor. Isso, são incentivos para o cliente adotar um uso racional da energia e obter redução da sua conta de acordo com a sua renda. Além disso, o cidadão poderá gerar energia em casa por meio do sol, vento ou qualquer caminho natural e vendê-la as concessionárias. Já as fábricas e empresas poderão detectar aonde há exageros e distúrbios energéticos. A concessionária poderá detectar estes locais de consumo excessivo de energia por meio de monitoramento remoto e propor a realização de programas de eficiência energética.

5.1 Relação do PLC com o Smart Grid

A frequência dos sinais de PLC de conexão é na casa dos MHz (1 a 30 MHz), e a energia elétrica é da ordem dos Hz (50 a 60 Hz). Sendo assim, os dois sinais podem conviver harmoniosamente no mesmo meio.

A transmissão de energia hoje se dá em frequências de 50 Hz ou 60 Hz e existem obstáculos naturais às altas frequências na rede elétrica, como transformadores e medidores de consumo, relógios de energia que bloqueiam sinais de alta frequência, dificultando a implementação do PLC (Mattar, 2009). Na nova rede, a cada transformador existe um repetidor que evita que os transformadores filtrem as altas frequências.

O *grid* inteligente irá diminuir as paradas de fornecimento, além de reduzir as perdas na transmissão de energia. As quedas serão reduzidas em 80% e a energia perdida em 10%, já que em um corte, por exemplo, o *grid* já aciona automaticamente a central e informa o local do ocorrido, sendo possível ter respostas rápidas e manutenção pró-ativa (Wood, 2007). Hoje, por exemplo, quando um transformador está queimado é preciso que o cliente ligue para notificar a distribuidora do problema. Com a reformulação da rede os clientes vão poder ter medidores que reportam automaticamente o uso de energia, eliminando os relógios e possibilitando até descontos, caso, por exemplo, o usuário diminua o consumo nas horas de pico. Em suma, o *smart grid* trará inúmeras possibilidades para as concessionárias de energia como, por exemplo, detecção e correção de eventuais falhas mais rapidamente e combate a fraudes e ligações clandestinas, conhecidas popularmente como “gatos”. Além disso, trará mais eficiência energética, podendo também firmar um novo conceito de relacionamento das empresas de energia e seus consumidores através de novas estratégias de controle de utilização e tarifação. Isto se torna possível devido a divulgação de dados mais sólidos e detalhados sobre o consumo em cada residência. A reforma da estrutura tarifária contemplaria a criação de diferentes tarifas para os diferentes perfis de consumo, favorecendo um melhor aproveitamento da infraestrutura existente e reduzindo o consumo nos horários de pico.

Segundo o engenheiro José Gonçalves Vieira, superintendente de Novos Negócios e Telecomunicações da CELG, “Os investimentos para o *Smart Grid*

não são elevados frente aos benefícios colhidos. A prospecção de custo/benefício, levando em conta diferentes arquiteturas e técnicas e com base em determinado nível de investimentos, indica resultados totalmente favoráveis. Hoje, a relação custo/benefício do *Smart Grid* no Brasil é de 1:3 a 1:5. Ou seja, você vai investir uma unidade e seu retorno será três a cinco vezes maior, na média quatro vezes” (Fonseca, 2009). O primeiro passo para a implantação das redes inteligentes no Brasil é a modernização dos ativos através da instalação de medidores eletrônicos. Isto já começa a ser considerado, já que recentemente foi feita uma consulta pública para a compra de novos medidores residenciais de consumo de energia elétrica, que atualmente contabilizam cerca de 67 milhões em todo país. O equipamento faz a medição e também é responsável pela captação e processamento das informações da unidade consumidora (Moderna, 2010). A Ampla já instalou cerca de 350 mil, a Eletrobrás mais de 400 mil e a Light cerca de 160 mil medidores digitais com o objetivo de redução das perdas comerciais (Bocuzzi, 2010).

Com as mudanças nas redes das empresas de energia elétrica para o *smart grid*, que inclui sensores e controles interativos, elas passam a desempenhar mais funções do que apenas transmitir rede elétrica, e passam a ser capacitadas para transmitir dados e voz também, tornando o PLC bastante atraente como opção de banda larga. As empresas do setor de energia passarão a atuar no mercado de telecomunicações, gerando mais uma alternativa de negócio e diversificação das suas atividades.

Ao oferecer serviços de banda larga de vídeo, voz e dados, as empresas de energia elétrica estarão aumentando sua oportunidade de aumentar o seu lucro.

Com isso, as companhias de energia elétrica podem economizar bilhões de dólares com serviço de comunicação de dados ao desenvolverem sua própria infraestrutura de telecomunicações na sua infraestrutura de rede elétrica, uma vez que isso pode facilitar e tornar viável a implementação dos conceitos de *smart grid* em um futuro próximo (Ribeiro, 2009).

A implementação em larga escala de sistemas de potência de nova geração, denominados *smart grid*, é bastante dependente da disponibilidade de infraestrutura de telecomunicações para cada equipamento ou dispositivo conectado a rede de energia. De fato, a base do sistema *smart grid* está na implementação disseminada de redes de comunicações distribuídas de dados e

tecnologias de controle e computação, englobando transferências eficientes de dados e controle para muitas unidades de campo. Ao utilizar essas tecnologias em conexão com dispositivos e equipamentos inteligentes conectados ao sistema elétrico, muitos problemas da rede, como amplas áreas de blecloute e o consumo de energia nos horários de pico podem ser bastante reduzidos. O equipamento ao ser conectado ao sistema elétrico torna-se cognitivo e terá um comportamento similar ao de um ser humano, como consequência, trabalhará de maneira satisfatória bem distante das condições de operações de sistemas elétricos usuais (Ribeiro, 2009).

As utilidades elétricas são donas da infraestrutura da rede elétrica que pode ser usada pela rede de telecomunicação. Assim, o que irá viabilizar o uso da rede de telecomunicações na rede elétrica será o investimento a ser feito e o seu retorno. Na realidade, este é o principal ponto que importa às utilidades elétricas. De fato, não interessa para as empresas de energia elétrica se as tecnologias PLC são “glamorosas”, emergentes, mas o que realmente importa é o impacto dessa nova tecnologia nas suas margens de lucro, como observado nas companhias privadas (Ribeiro, 2009).