

Sistemas de distribuição e medição de energia inteligentes: Uma revisão

Vanessa Rosales Conserva

Universidade Estadual da Paraíba – PB

Kênia Kelly Freitas Sarmento

Universidade Estadual da Paraíba – PB

Daiane Silva de Abreu Benedito

Universidade Estadual da Paraíba – PB

Keila Machado de Medeiros

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia – BA

Luis Reyes Rosales Montero

Universidade Federal da Paraíba – PB

Carlos Antônio Pereira de Lima

Universidade Estadual da Paraíba – PB

RESUMO

Nos dias de hoje inúmeros meios para transferência de dados são utilizados, entretanto, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica ainda utilizam funcionários para o procedimento de leitura dos seus medidores de consumo de energia. Uma solução, alvo de pesquisas, para tal questão é a chamada Rede Inteligente ou Smart Grid. Este conceito tem como objetivo criar uma nova infraestrutura de distribuição de energia elétrica, possibilitando o desenvolvimento, a integração e a aplicação de tecnologias da comunicação, informática e eletrônica nas chamadas macrorredes e microrredes, com a finalidade de otimizar o controle e operação das redes elétricas através do uso de controles e informações em tempo real. Este trabalho visa contribuir significativamente no entendimento do leitor sobre o conceito das SmartGrids, bem como a aplicação desse conceito pode colaborar para uma melhor gestão da leitura do consumo das concessionárias através da leitura remota e automatizada.

Palavras-chave: Smart Grid, Medidor inteligente, Redes inteligentes, Medição de energia remota, Automação na medição de energia.

1 INTRODUÇÃO

Na maioria dos países o sistema elétrico de potência é operado por um grande número de empresas independentes, mas que cooperam entre si, através de interligações que permitem a troca de energia e sinergias técnico-econômicas. Estas características, além da sua vasta extensão geográfica e índices de confiabilidade elevados de um modo geral, tornam as redes elétricas sistemas únicos, cujos benefícios para a vida moderna são amplamente reconhecidos, a ponto de serem consideradas como uma das grandes realizações da engenharia dos últimos cem anos [1].



Os processos de geração, transmissão e medição de energia, durante muito tempo, sofreram poucas mudanças desde que foram concebidos, até alguns anos atrás. Como consequência disso, ainda hoje, é possível ressaltar características defasadas em relação a: qualidade de energia, precisão de consumo, tolerância a falhas, dentre outros tópicos [2].

As perdas totais no sistema elétrico nacional chegam a 17,5%, sendo que desse total 4,2% se situam no setor de transmissão de energia e 13,3% na área de distribuição [3]. Segundo a Eletrobrás (2001), o índice de perdas no Brasil pode ser considerado elevado se comparado a padrões internacionais de países desenvolvidos, como Finlândia, Alemanha, Japão, Bélgica, Holanda, Suíça, França e Coréia onde as perdas totais estão em patamares inferiores a 6(seis) por cento. O índice de perdas técnicas pode ser justificado pelas características dos sistemas elétricos nacionais, em particular a dimensão continental do País e a predominância hidrelétrica, que resultam em longos sistemas de transmissão e elevados fluxos energéticos entre regiões [4].

A infraestrutura ultrapassada e pouco eficiente do atual fornecimento elétrico brasileiro impede que as concessionárias enfrentem os desafios e acompanhem a evolução da modernidade. Tal questão tem se mostrado uma grande preocupação. O conceito de Smart Grid surge do fato de o modo de medição e fornecimento de energia vir se tornando arcaico. Vários países vêm adotando esse novo conceito de rede elétrica visando sua otimização. Uma das características do Smart Grid é o termo “empoderamento” (do inglês empowerment), que significa dar poder ao usuário. Especificamente em telemetria, esse poder está diretamente relacionado à gerência, à tomada de decisões e ao controle do seu consumo de energia. No país, apenas clientes corporativos, ou instituições de grande porte, usufruem desses benefícios [5].

Neste contexto que o presente trabalho apresenta um projeto proposto para aplicar as características do “empoderamento” para medição de energia a fim de beneficiar os clientes consumidores de energia [5]. Facilitando um maior fluxo de informação que permite tanto os clientes quanto as concessionárias, tomem decisões mais inteligentes a respeito do consumo e produção de energia.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

O Brasil possui um dos maiores potenciais energéticos do mundo – dados o seu potencial hídrico, de radiação solar, biomassa e força dos ventos – sendo cerca de 90% da energia gerada proveniente de usinas hidrelétricas, em virtude de características como a disponibilidade dos recursos, a facilidade de aproveitamento e, principalmente, o seu caráter renovável [11].

Nesse contexto, o sistema hidrelétrico brasileiro conta com um sistema central e vários sistemas isolados, cada um deles composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição. O sistema central, chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), abrange a maior parte do território brasileiro; já os sistemas de menor porte, chamados Sistemas Isolados, se estendem principalmente na região amazônica,

devido às características geográficas da região, que dificultam a construção de linhas de transmissão de grande extensão que possam ser conectadas ao SIN.

Na fase de distribuição a energia, que já foi tratada nas subestações e teve seu nível de tensão rebaixado e qualidade controlada, é então transmitida através de redes elétricas aéreas ou subterrâneas. Essas redes são constituídas por postes, torres, dutos subterrâneos, cabos elétricos e transformadores para novos rebaixamentos. Por meio dessa transmissão a energia é entregue aos clientes industriais, comerciais, de serviços e residenciais. [12]

A Fig. (1) ilustra as fases do processo, partindo da usina ferradora até chegar aos clientes.

Figura (1) – Processo de Geração e Distribuição de Energia (ANEEL, 2002).



Como se pode perceber, a geração de energia é completamente centralizada, e a comunicação é feita de forma unidirecional, da fonte de energia até o cliente final [12].

2.1 MEDIÇÃO DE ENERGIA

Medidor de energia elétrica é um dispositivo ou equipamento eletromecânico e/ou eletrônico capaz de mensurar o consumo de energia elétrica. A unidade mais usada é kWh. Está presente na maioria de casas e habitações no mundo moderno. Pode ser ligado diretamente entre a rede elétrica e a carga (casa) ou através de transformadores de acoplamento de tensão e/ou corrente. Este tipo de ligação é comumente utilizado em indústrias e consumidores de média (13,8 kV a 34,5 kV) e alta tensão (69 kV a 230 kV) [13].

Esses medidores possuem erro máximo de $\pm 2\%$ do valor indicado para a sua faixa nominal de operação, dentro do tempo de vida previsto para o seu funcionamento. Trata-se de um valor relativamente alto, considerando as perdas que podem onerar tanto o fornecedor quanto o consumidor de energia [12].

Para se obter a leitura um funcionário contratado, ou terceirizado, de uma concessionária de energia elétrica, realiza uma visita mensal aos clientes de forma a obter o valor do consumo exibido pelo medidor,

Fig. (2). Após isto, a conta de energia é impressa e enviada ao domicílio [5].

Figura (2) – Medidor Eletromecânico [14]



Existe uma forte tendência à substituição dos medidores eletromecânicos por medidores digitais visando, além de uma maior precisão na medição, a possibilidade de leitura do consumo de energia ou de aplicação de uma tarifação diferenciada controlada pela faixa de horário ou pela central de distribuição [12].

3 SMART GRIDS

Smart grid ou rede inteligente, em termos gerais é a aplicação de tecnologia da informação para o sistema elétrico de potência (SEP), integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada. Especificamente, envolve a instalação de sensores nas linhas da rede de energia elétrica, o estabelecimento de um sistema de comunicação confiável em duas vias com ampla cobertura com os diversos dispositivos e automação dos ativos. Esses sensores são embutidos com chips que detectam informações sobre a operação e desempenho da rede - parâmetros, tais como tensão e corrente. Os sensores, então, analisam essas informações para determinar o que é significativo - por exemplo, está com tensão muito alta ou muito baixa [10].

Uma definição do conceito enunciada em [7], é:

“A expressão Smart Grid pode ser entendida como a sobreposição dos sistemas unificados de comunicação e controle, à infra-estrutura de energia elétrica existente, para prover a informação correta para a entidade correta (equipamentos de uso final, sistemas de controle de T&D, consumidores, etc.), no instante correto, para tomar a decisão correta. É um sistema que otimiza o suprimento de energia, minimizando perdas de várias naturezas, é auto-recuperável (self-healing), e possibilita o surgimento de uma nova geração de aplicações energeticamente eficientes.”

Segundo uma citação no trabalho do Comitê Consultivo de Eletricidade dos EUA [9]

“A Rede Inteligente utiliza tecnologia digital para melhorar a e eficiência do sistema elétrico, da geração de grande porte, passando pelo sistema de entrega de eletricidade aos consumidores e um



crescente número de recursos de geração distribuída e armazenagem.”

Smart Grid, ou uma possível tradução para o termo “redes inteligente”, deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia ou equipamento específico. Ela carrega a ideia da utilização intensiva de tecnologia de informação e comunicação na rede elétrica, através da possibilidade de comunicação do estado dos diversos componentes da rede, o que permitirá a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma muito mais eficiente que as atualmente em uso [2].

Segundo [6] para que seja possível alcançar as características atribuídas à Smart Grid é necessário que se introduza as seguintes áreas de inovação tecnológica:

- Automação e controle digital da rede elétrica, utilizando controles eletrônicos inteligentes, capazes de antecipar-se a perturbações e corrigi-las antes que as mesmas ocorram;
- Introdução de medição inteligente com a capacidade de funcionar como um portal inteligente do consumidor que permitirá a disponibilização de sinais de preço e outras informações;
- Integração de um grande número de fontes de geração e armazenamento de energia de pequena e média capacidade, intermitentes ou contínuas, permitindo ao consumidor comprar e vender energia da rede.

Conforme abordado acima, o empoderamento do consumidor será possível, tornando consumidor um agente ativo no processo de medição de energia, visto que este terá ferramentas a sua disposição uma gama completa de soluções, com alto nível de confiabilidade, para a aferição de dados como consumo de energia elétrica, tarifa, histórico de consumo, informações sobre horários de pico, dentre outras informações relevantes.

Os medidores digitais de energia elétrica viabilizam em parte o empoderamento do consumidor, porém questões como interface amigável, praticidade e disposição física podem ser fatores decisivos na atuação do consumidor como agente ativo no processo de distribuição de energia elétrica. [5]

Na Internet é possível acompanhar a transformação das redes em todo o mundo. O Google disponibiliza um mapa mostrando as iniciativas de uso de inteligência em redes de energia elétrica, água e gás.

Na figura, cada símbolo vermelho indica uma implantação de redes inteligentes no setor elétrico, enquanto que os azuis representam as iniciativas no setor de distribuição de água e os verdes são os de gás. Clicando nos símbolos da página do Google, é possível obter informações de aplicações de medição e rede inteligente em lugares improváveis, tais como Paquistão, Irã, Azerbaijão, Síria (água), Trinidad e Tobago, Dominica e Jamaica. [15]

Figura (3) – Mapa com as implantações de rede inteligente no mundo (Google, 2012).



4 RESULTADOS

4.1 MEDIÇÃO REMOTA DE CONSUMO – SMART METERS

Hoje em dia, no Brasil, a maior parte das medições de consumo de energia elétrica envolve a leitura de um mostrador presente nos medidores eletromecânicos, o totalizador, exigindo o deslocamento de funcionários da concessionária para coletar esta informação.

Esse método de realizar o serviço de leitura do consumo envolve um custo operacional, com pagamento de funcionários, transporte e material de trabalho. Além disso, como todo o trabalho é manual, ele torna-se lento, com possibilidade de erros no registro das informações.

Dentro deste contexto, a medição remota de consumo, conhecida internacionalmente como AMR (Automatic Measurement Reading), é, sem dúvida alguma, uma tecnologia promissora para as concessionárias de energia elétrica. Implantar um sistema automático para a leitura do consumo permite o conhecimento da curva de demanda, a identificação precisa da frequência e duração das falhas no fornecimento e o corte e religação remotos de clientes inadimplentes. “Assim, a empresa pode melhorar o seu desempenho e aumentar o lucro final. [8]

Uma explicação de como o sistema funciona está em [10]:

Que geralmente é um sistema de software. Esse sistema irá analisar os dados e determinar o que está errado e o que deve ser feito para melhorar o desempenho da rede. Por exemplo, num caso em que temos tensão muito alta, o software detecta o nível de tensão e irá instruir um dos dispositivos já instalados na rede para reduzir a tensão, economizando assim a energia gerada e contribuindo para reduzir as emissões de carbono.

“Os Smart Meters”, ou medidores inteligentes, são medidores eletrônicos com capacidade de processamento, armazenamento e comunicação, que vão muito além da mensuração de consumo. Eles permitem a troca de informação em tempo real e de forma bidirecional entre a empresa de eletricidade e o usuário final, e ainda o monitoramento da qualidade de energia.

Tecnicamente, esses equipamentos possuem precisão de menos de 1% possibilitada principalmente pelo fato de não existirem limitações mecânicas nos elementos envolvidos no processo de medição e



registro, e pela possibilidade de empregar sensores de alta precisão.

Com esses dispositivos, o consumidor tem acesso a diversas informações, tais como, grandezas elétricas, preço da energia fornecida e o quanto de energia já foi consumida até então ou está sendo consumida naquele momento, em KWh ou em termos financeiros. [12]

4.2 BENEFÍCIOS

Segundo [12], do ponto de vista do consumidor, os medidores inteligentes oferecem uma série de benefícios a toda família, dentre as quais se destacam:

- A possibilidade de prever o valor da conta de energia;
- A detecção imediata de falhas nos medidores, o que permite maior agilidade no reparo e maior confiança do consumidor com o acesso a informações detalhadas;
- O fato de ter uma ferramenta que pode ajudar a gerir melhor o seu consumo de energia, o que desperta a consciência do uso racional de energia. Acredita-se que, podendo a cobrança ser feita com base na hora e no dia, os consumidores tendem a ajustar seus hábitos de consumo de forma a consumir menos nos horários de pico, quando a energia é mais cara.

Do lado da concessionária, a medição inteligente pode revolucionar processos como gestão de ativos, detecção de fraudes e gerenciamento de falhas e quedas de energia, promovendo melhor qualidade e confiabilidade dos serviços. Permitirá também a redução de custos operacionais relacionados ao processo de precificação, uma vez que diminui o número de etapas entre o medidor e a distribuição da conta.

A implementação da medição inteligente deverá, ainda, trazer aumento de receita para as concessionárias, pela rapidez com que falhas podem ser detectadas e corrigidas, pelo fato de não ser necessário ir até o onde o medidor está instalado para fazer a leitura, e pela possibilidade de desconexão remota, o possibilita a redução da evasão de receitas por contas não pagas ou atrasos nos cortes de clientes inadimplentes. [16]

5 ESTUDOS DE TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

O cenário de evolução do setor elétrico, ao atingir o conceito de Smart Grid, traz benefícios para consumidores, concessionárias, demais agentes participantes do setor de energia elétrica e a sociedade em geral, mas também demanda importantes requisitos para sua implementação. Esses requisitos devem ser contemplados durante a evolução do cenário de médio em longo prazo para adoção dos conceitos de Smart Grid. Esse cenário é composto por inteligência na transmissão e em centros de controle, inteligência em subestações, inteligência na distribuição e nas instalações do consumidor final. Em resumo, envolve evolução em todas as fases no setor elétrico. Em particular, os cenários para a implantação de Smart Grid

requerem uma dependência grande entre sistemas heterogêneos.

Em termos de arquitetura de sistema, o conceito de Smart Grid envolve múltiplas entidades com potencial troca de dados que pode alcançar grande volume de dados e tempos de resposta distintos. O desempenho deve ser escalável para permitir entrada de novas entidades. Dessa forma é necessário compreender os requisitos de comunicação entre entidades e delinear como seria possível tornar a arquitetura escalável. [18]

5.1 CENÁRIO

Um sistema complexo para o fornecimento de energia envolve múltiplos processos. No caso de Smart Grid, buscam-se elementos de tecnologia a proporcionar inteligência em várias fases do fornecimento de energia elétrica. A Fig. (4) apresenta uma visão abrangente de processos dispostos em uma camada física, composta por fases de transmissão, subestação, distribuição, consumidor, fontes alternativas etc. A camada física é composta pelas diversas tecnologias a permitir inteligência na transmissão, distribuição ou consumo de energia elétrica. É composta por elementos tais como medidores eletrônicos, equipamentos de proteção e operação das redes de transmissão e distribuição, geração distribuída, sincrofasores e elementos de inteligência em subestações como IEDs (Intelligent Electronic Devices).

Figura (4) – Visão abrangente do cenário Smart Grid [18].



Devido à necessidade de monitoração nestas várias fases, identificam-se para cenário de Smart Grid também camadas lógicas a auxiliar que os processos ocorram. A camada lógica de supervisão deve monitorar e gerir os processos que ocorrem na camada física. Existem numerosos sistemas a gerir tais processos como sistema SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition System – em um Operador responsável por múltiplos agentes, um sistema de gerenciamento de dados de medição MDM – Meter Data Management –, sistemas de automação e controle em subestações, sistemas de automação em redes de distribuição, etc.

A Fig. (5) ilustra a camada de supervisão com alguns desses elementos sobre a camada física. Há pelo menos uma camada adicional para tornar possível a monitoração nestas várias fases. Essa infraestrutura de supervisão depende de uma camada de infraestrutura de comunicação que permite a troca de informação entre diversas entidades. Na distribuição, por exemplo, é necessária aquisição de dados de medidores eletrônicos para o sistema de medição MDM. Nesses sistemas, por necessidades de cobrir áreas geográficas potencialmente extensas, o uso de redes Mesh, que permite aos elementos de comunicação de dados formar uma malha para geração centralizada transmissão de dados, por exemplo, pode ser uma opção atraente. Em áreas urbanas com alta densidade populacional, torna-se possível também o uso de alternativas de comunicação, como fibra ótica. A Fig. (6) ilustra a camada de infraestrutura de comunicação.” [18]

Figura (5) – Visão lógica da infraestrutura de supervisão e medição [18].



6 REQUISITOS DE ARQUITETURA

6.1 COMUNICAÇÃO DE DADOS

Como as interfaces ocorrem entre entidades distintas provenientes potencialmente de fabricantes distintos, a comunicação de dados deve seguir um padrão aberto. Muitos sistemas já utilizam comunicação em tempo real, por exemplo, sistemas SCADA. Nesse caso a comunicação necessariamente ocorre por protocolo de comunicação. Nos últimos anos, vem se consolidando a tendência no uso de redes compartilhadas e baseadas em pacotes. Essa tendência vem da força da arquitetura da internet que também se baseia em redes de pacotes (redes IP Internet Protocol). A tendência é utilizar protocolo ICCP–Inter control Center Communications Protocol para comunicação entre centros de controle e também como solução inter-SCADA nas próprias empresas, por exemplo, ao transmitir informação em tempo real de centros regionais para um centro de operação da empresa.

Em sistemas de proteção e automação localizados, como subestações, a norma IEC 61850 veio a permitir flexibilidade e projeto através de uso de redes de alta velocidade como Ethernet (100 Mbit/s ou 1Gbit/s). Ao utilizar redes Ethernet, torna-se possível agrupar funções entre múltiplos Dispositivos



Eletrônicos Inteligentes. Isso permite prover inteligência em subestações para compor soluções de restabelecimento automático de subestação, transferência de carga entre transformadores etc. [18]

6.2 MODELO DE DADOS

Os dados transmitidos em uma interface devem ser apresentados em modelo de dados que seja compreendido entre distintas entidades. A tendência atual em formatar informação semântica em formatos baseados em XML–Extensible Markup Language–deve ser seguida.

Há vários casos recentes de modelo de dados baseados em XML:

- A norma IEC 61850 define um modelo para aquisição de dados de dispositivos eletrônicos inteligentes. A norma define uma linguagem de configuração SCL–Substation Configuration Language– que é baseada em XML. A partir dessa configuração, o projetista pode planejar um esquema de supervisão, controle e proteção de uma subestação. O modelo é utilizado para a definição de parâmetros dos IEDs. Isto permite que um fabricante de IED forneça a informação a um fabricante de sistema de supervisão de dados de forma que se torna simples importar os dados
- A norma CIM–Common Information Model–define um modelo comum para dados de sistema de supervisão e controle. O modelo é passível de extensão e vem sendo adotado por operadores e empresas do setor elétrico. Atualmente ocorrem testes de interoperabilidade entre diversos fabricantes
- A norma IEC 61968 define uma extensão do modelo CIM para dados de sistemas de distribuição de energia. [18]

6.3 SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO

É necessário definir soluções que garantam a integridade de dados transmitidos de forma a evitar possíveis fraudes, ou ataques aos sistemas de informação, como por exemplo, medição eletrônica. Também é necessário definir autenticidade de entidades que transmitem e das que recebem dados.

A área de segurança é reconhecida pelo NIST como uma área em que o estado da arte ainda se encontra aquém do necessário para os requisitos de segurança em Smart Grid. Há necessidade de proteções contra violação de informação em medidores eletrônicos, por exemplo, ao atualizar firmware de dispositivos. Em termos sistêmicos, um desafio é a gerência de credenciais como chaves criptográficas de uma quantidade grande de dispositivos, talvez da ordem de dezenas de milhões.

Os requisitos para segurança são inúmeros e as soluções provavelmente vão compreender uma camada adicional ao nosso modelo, em paralelo à camada lógica de supervisão e medição. [18]



6.4 CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO E ARMAZENAMENTO

É esperado grande volume de dados causado por grande número de fontes de tráfego ou por alta intensidade na demanda de dados. Em sistemas SCADA tipicamente há um fluxo intenso de limitadas fontes de tráfego fornecendo dados para uma unidade concentradora. Essas fontes de tráfego incluem, por exemplo, dispositivos eletrônicos inteligentes. No caso de sistemas de medição, ocorre um fluxo de dados entre um número grande de fontes de tráfego e uma unidade concentradora. Estas fontes de tráfego incluem, por exemplo, medidores eletrônicos de consumo. O número de fontes de tráfego é grande e potencialmente crescente, de forma que a comunicação deve ser escalável. O tráfego gerado a partir das fontes de tráfego tende a ser menor que o tráfego de fontes SCADA, porém com necessidade de monitoração em intervalos curtos (1 hora, 10 minutos, etc.), o tráfego individual gerado por fonte tende a crescer também. O resultado é um grande volume de dados a ser armazenado e processado nos concentradores de dados.

No passado, os dados eram obtidos essencialmente para a operação de sistema. Hoje há uma demanda por consultas à dados de operação e dados históricos por parte de sistemas corporativos.

Este é o caso, por exemplo, de ferramentas computacionais para estudo de perdas técnicas e não técnicas em dados de medição. Com grande volume de dados armazenado por constantes leituras de medição, o processamento torna-se bastante intenso por parte de tais ferramentas. [18]

7 INFRAESTRUTURA AVANÇADA DE MEDIÇÃO – AMI

A Infraestrutura Avançada de Medição (AMI) consiste no sistema composto por medidores de energia elétrica com inteligência computacional embarcada e providos de portas de comunicação de dados e demais periféricos, suportados por uma infraestrutura de tecnologia da informação (telecomunicação, software e hardware) que permite a aquisição de dados remotamente, em intervalos de tempo, bem como o envio de informações e comandos a distância. Atualmente, tem-se buscado, de preferência, a implementação de soluções de AMI compostas por produtos comerciais e alguns desenvolvimentos com capacidade e confiabilidade de comunicação de dados e de medição avançada, e com características técnicas adequadas aos diferentes cenários das distribuidoras – seja com consumidores dispersos ou de alta densidade demográfica. Além disso, é imprescindível encontrar soluções para AMI que tenham protocolo aberto. [20]

Recomenda-se que qualquer solução para AMI deva possuir as seguintes facilidades:

- Controle de perdas;
- Interação com o consumidor;
- Gestão de infraestrutura de telecomunicações;
- Gestão da infraestrutura física;
- Disponibilidade de informações para os processos da distribuição.

Além disso, a solução recomendada deve abranger as seguintes aplicações:

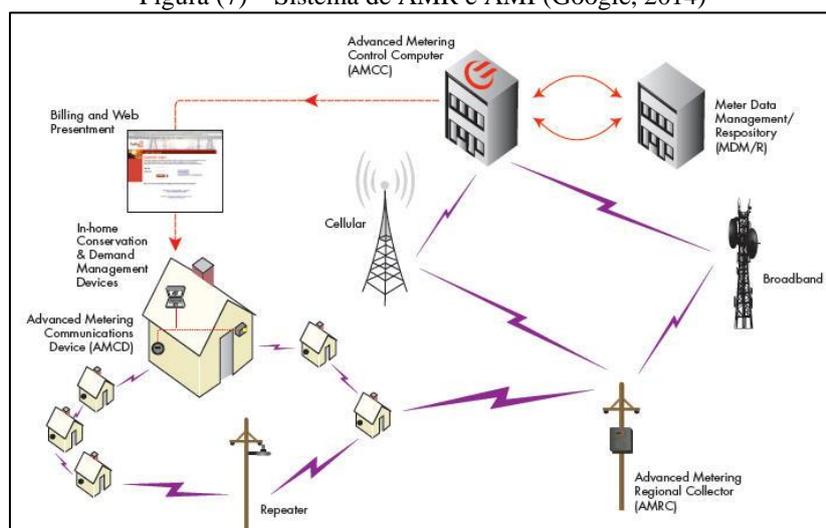
- Leitura remota dos medidores de energia na região urbana;
- Leitura remota para consumidores rurais ou de áreas de difícil acesso;
- Balanço energético para combate às perdas;
- Corte e religamento à distância;
- Monitoramento das condições dos transformadores;
- Levantamento da curva de consumo dos clientes;
- Monitoramento de carga pelo usuário.

A introdução dessa solução de AMI vai permitir a obtenção de informações individuais acuradas sobre o consumo de energia que, apresentadas de modo inteligível, irão possibilitar que o cliente exerça um efetivo controle sobre seu consumo. [20]

Com a implantação de AMI, abre-se a possibilidade de comunicação remota com dispositivos localizados na residência do consumidor e o medidor torna-se um gateway de acesso a uma rede de provimento de serviços. Exemplos possíveis, são os serviços de segurança e serviços que aumentam o conforto do consumidor.

Finalmente, a grande quantidade de dados trafegando na AMI exigirá um Meter Data Management (MDM). Trata-se de uma plataforma de medição que permitirá às distribuidoras realizar operações de medição remota (leituras e comandos), análise e processamento de dados com intercâmbio com os demais sistemas corporativos e efetuar, entre outras funções, a gestão de perdas. [20]

Figura (7) – Sistema de AMR e AMI (Google, 2014)





8 MEDIDORES INTELIGENTES

É um dos componentes principais de todo o sistema. Ele é o responsável pela maioria das tarefas em uma rede inteligente. Capaz de processar dados e enviar comandos para vários outros equipamentos, permitindo a integração de toda a cadeia de fornecimento.

Além de medir o consumo em intervalos programados, o medidor inteligente se utiliza de uma combinação de tecnologias, como sensores de tempo real, notificação de falta de suprimento e monitoramento da qualidade da energia.

Uma de suas maiores vantagens é que ele possui comunicação bidirecional, podendo receber e enviar dados. Várias tecnologias podem ser usadas para tal, como ZibBee, PLC, rede Mesh, GRPS, entre outras.” [18]

No Brasil, a ANEEL instaurou a Audiência Pública no 043/2010 para discutir o modelo de medidor a ser instalado nas residências e estabelecimentos comerciais e industriais atendidos em baixa tensão. Pela minuta levada ao debate na Audiência, as grandezas medidas deverão abranger, no mínimo, a energia ativa, a reativa e a tensão de fornecimento. Como funcionalidades, a Agência propõe que os medidores possam registrar o início e a duração das interrupções, apurar DRP Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária e DRC Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica , registrar até quatro postos tarifários, além de outras a critério de cada concessionária.

Essa interação do consumidor com o medidor de energia – que mostra, pela internet, celular, tablet e até mesmo em uma interface acoplada qual foi o consumo até o momento e quanto custará a conta de luz é capaz de gerar entre 20% e 30% do gasto com energia, essa economia é boa para o consumidor e para as próprias concessionárias. [18]

É mais barato, para a concessionária, investir em pesquisa e implementar sistemas inteligentes do que promover uma ampliação de suas linhas, que ficam congestionadas em horários de pico e que podem, em alguns anos, não suportar a demanda.

A mudança necessária nas redes de energia para implementar as redes e medidores inteligentes deverá ser por meio da troca dos medidores de energia ou pela inserção de um sistema de coleta digital em todas as unidades consumidoras. Serão instalados medidores mais apropriados, que forneçam interface para interação com o consumidor. O ônus dessa mudança fica a cargo da concessionária, e não do usuário. [18]

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho fez uma breve análise da atual situação do setor elétrico brasileiro, abordou de forma geral os conceitos de Smart Grid, expondo as principais mudanças proporcionadas pelo uso desse sistema e as formas de monitoramento do consumo de energia por meio de medidores Inteligentes e algumas



propostas de identificação de consumo de eletrodomésticos individualmente.



REFERÊNCIAS

- HAASE, Paul. Intelligrid: A smart network of power. 2005. Pp. 27-32.
- FALCÃO, Djalma M. Smart Grids a microredes: O futuro já é presente. In: VIII Simpósio de automação e sistemas elétricos. Rio de Janeiro, Brasil. 2009.
- ROCKMANN, Roberto. Perdas em toda a rede elétrica chegam a 17,5%. Acesso em 6 de agosto de 2014. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/2758286/perdas-em-toda-rede-eletrica-chegam-175>.
- ARAÚJO, A. C. M. Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- MELO, T. B.; CARDOSO, Klecius. Sistema de Gerenciamento Pessoal do Consumo de Energia Elétrica, IX ENICIT, Fortaleza, Brasil. 2009.
- GALVIN, R.; YEAGER, K. Perfect Power: How the Microgrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener, and More Abundant Energy, New York: McGraw-Hill, 2009.
- THE GREEN GRID: Energy Savings and Carbon Emissions Reductions Enabled by a Smart Grid, EPRI Technical Update Report 1016905, June 2008.
- FERNANDES, P. G. G. Medidor eletrônico de consumo de energia elétrica. Rio de Janeiro, Brasil. 2006.
- THE ELECTRICITY ADVISORY COMMITTEE. Smart Grid: Enabler of the New Energy Economy. Dez., 2008.
- CESAR, Luiz F. 2010. Acesso em 15 de agosto de 2014. Disponível em: http://pt.wikipedia.org/wiki/Smart_grid/.
- ANEEL. 2002. Energia no Brasil e no Mundo. Acesso em 10 de agosto de 2014. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap2.pdf/.
- FERREIRA, J. B. Análise de Formas de Medição de Consumo de Energia Elétrica no Setor Residencial. Recife, Brasil. 2012.
- Capítulo 2- Sistemas de medição de Energia Elétrica. Acesso em 10 de agosto de 2014. Disponível em: http://www.ebah.com.br/content/ABAAAAG_kAD/capitulo-2-sistemas-medicao-energia-eletrica#.
- NANSEN. Acesso em 10 de agosto de 2014. Disponível em: http://www.nansen.com.br/produtos_medidores_eletromecanicel_monofasicos.php.
- LEITE, D. R. V. "Medidores Eletrônicos: Uma Análise da Viabilidade Econômica no Contexto das Redes Inteligentes.", Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, 2013.
- VIEIRA, J. G. 2011. Acessado em 15 de agosto de 2014. Disponível em: <http://smartgridnews.com.br/>.
- JOSUÉ, J. G. Projeto e Construção de um Sistema de Monitoração de Energia elétrica para uma Habitação. 2010. GRUPO DE TRABALHO DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; Relatório Smart Grid. Acesso em 15 de agosto de 2014. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/acoes/Energia/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf.