

A IMPORTÂNCIA DO SMART GRID NA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO DO BRASIL

Felipe Luz Aboboreira¹

Antônia Ferreira dos Santos Cruz²

Resumo

Os recursos tecnológicos voltados para os sistemas de energia elétrica vêm evoluindo significativamente nas últimas décadas, propondo soluções inteligentes para o atual modelo, tanto no campo da automação, gerenciamento do consumo de energia e dos sistemas de comunicação, principalmente para as distribuidoras de energia elétrica e seus clientes. Deste modo, o presente artigo tem como objetivo fazer uma análise geral, frisando a importância da aplicação da tecnologia *Smart Grid*, ou rede inteligente, para os consumidores e as concessionárias de energia elétrica do Brasil, bem como os impactos promovidos, quando implantado no sistema de distribuição. Será feita uma introdução detalhada do seu conceito, aplicabilidade e dos novos dispositivos e tecnologias utilizadas e ao final serão expostos os benefícios técnicos, socioeconômicos e os desafios à sua implantação.

Palavras-chave: Rede inteligente; Eficiência; Medidor eletrônico; Conectividade; Gerenciamento.

Abstract

Technological resources devoted to the power systems have significantly evolved in the past decades, offering intelligent solutions to the current model, both in the automation's field, management of energy consumption and communication systems, mainly for electricity distributors and its customers. Thus, this article has the objective to make a general analysis, stressing the importance of a Smart Grid technology application, for each consumer and for the electricity companies in Brazil and their impact, when deployed in the distribution system. A detailed introduction of its concept, applicability, the new applied technologies and devices and on the end technical and socio-economic benefits will be exposed, and the its implementation challenges.

Keywords: Smart Grid; Efficiency; Smart Meter; Connectivity; Management.

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, em todo o mundo, houve um crescente interesse pela utilização da energia elétrica de forma mais eficiente e sustentável, visto que sua demanda tem crescido significativamente durante este período e continuará a crescer. Segundo o estudo de projeção, feito em 2015 pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o consumo de eletricidade na rede, para os próximos 10 anos, aumentará cerca de 46,5% no Brasil.

É importante ressaltar também que o país possui um dos mais complexos sistemas de transmissão de energia elétrica do mundo, com um sistema interligado que leva energia para 98,3% de todo o território nacional, através de 125.639 km de linhas de transmissão da rede

¹ Felipe Luz Aboboreira: Graduando em Engenharia Elétrica pela UNIFACS. E-mail: felipeluzabb@gmail.com

² Antônia Ferreira dos Santos Cruz: Professora adjunta da UNIFACS no curso de Engenharia Elétrica, Mestre em Regulação da Indústria de Energia – UNIFACS. E-mail: antonia.cruz@pro.unifacs.br

básica (instalações com tensão maior ou igual a 230kV), segundo dados do Operador Nacional do Sistema – ONS.

Desde então, ações foram tomadas com o objetivo de reduzir o desperdício de energia, seja por mal-uso ou perdas por baixa eficiência dos diversos equipamentos ligados à rede.

Com o avanço tecnológico, houve uma melhora significativa da eficiência dos equipamentos de uso final, como também dos métodos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, mas visto que ainda é impossível, economicamente, armazenar o excedente gerado, se faz necessário o equilíbrio, em tempo real, da geração com a demanda de energia solicitada pelas cargas conectadas ao sistema.

A maior parte dos consumidores residenciais, por exemplo, não têm noção do peso que exercem sobre a curva demanda por energia, durante o horário de ponta, quando acionam suas cargas ao chegarem em suas casas. A pouca capacidade de comunicação em tempo real com as concessionárias dificulta o processo de gerenciamento inteligente do consumo, que poderia ser realizado por estes usuários, principalmente durante o período em que a demanda por energia elétrica na rede é alta. Assim, uma vez que o sistema elétrico é dimensionado para suprir os intervalos de maior consumo (ponta), onde o custo da energia é mais elevado, a utilização da capacidade de geração não é feita de forma eficiente, resultando em maiores custos de produção, repassados às distribuidoras.

Neste cenário, este artigo mostra os grandes benefícios que uma *Smart Grid* ou Rede Inteligente pode agregar ao sistema elétrico de distribuição brasileiro, facilitando o melhor gerenciamento da energia para as concessionárias como também para os consumidores bem como os desafios relacionados às mudanças na infraestrutura deste sistema, necessárias para sua implantação.

2 REVISÃO BIBLIOGRAFICA

2.1 O Sistema de distribuição

Atualmente no setor elétrico do Brasil, os sistemas de geração e transmissão das companhias de energia possuem sistemas de automação, supervisão e controle que utilizam a tecnologia digital para monitorar os seus processos em praticamente todos os grandes centros. Estes sistemas apresentam diversas funcionalidades como a tele supervisão, telecomando e tele medição que, a partir do Sistema de Controle e Aquisição de Dados – SCADA,

implementado nos Centros de Operação – CO, indicam as condições de funcionamento de todo sistema automatizado em tempo real. No caso do Sistema de Distribuição no Brasil (tensão menor que 34,5 kV) a realidade é muito diferente. Devido a sua complexidade e o elevado número de consumidores, a implantação da automação destes sistemas está apenas no início e a sua gestão ainda é realizada de forma convencional. Segundo a ANEEL, até o ano de 2012, existiam cerca de 67 milhões de medidores eletromecânicos instalados no país. Neste tipo de medidor, um operador (leiturista) deve se dirigir ao local onde o mesmo está instalado para faturar o consumo de cada período, tornando manual todo o processo de coleta de dados dos medidores dos clientes. Por consequência, os dados obtidos nem sempre serão precisos, podendo ser injusto com a concessionária e o consumidor (MIKOS et al.,2014).

Há também uma carência de automação na detecção de falhas, por exemplo. Ainda hoje, em grande parte, as concessionárias só tomam conhecimento da suspensão do fornecimento de energia elétrica, em determinado local, se o cliente entrar em contato com a mesma. Isto implica em prejuízo financeiro para ambos, de um modo geral, e a concessionária fica sujeita a aplicação de multas em função dos seus índices de qualidade.

Com a implantação do *Smart Grid* nas redes de distribuição, sistemas de Tecnologia de Informação – TI tem o objetivo de auxiliar os consumidores e as concessionárias no monitoramento eficiente e em tempo real do consumo de energia elétrica, além de reduzir as perdas em geral e melhorar os indicadores de continuidade de energia através da rápida prevenção e correção de falhas no sistema.

2.2 O *Smart Grid*

A palavra *Smart Grid* foi vista pela primeira vez em um artigo chamado “Toward a *Smart Grid*”, publicado em 2005 na revista IEEE P&E, escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg (AMIN; WOLLENBERG, 2005). Até o momento, muitas foram as definições para este termo, mas todas elas têm em sua essência a aplicação de novas tecnologias digitais e de comunicação nas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, com o objetivo de ampliar o nível de controle e operação dos agentes responsáveis, através de uma série de dados enviados em tempo real aos mesmos. (MINISTÉRIO DE MINIAS E ENERGIA, 2010).

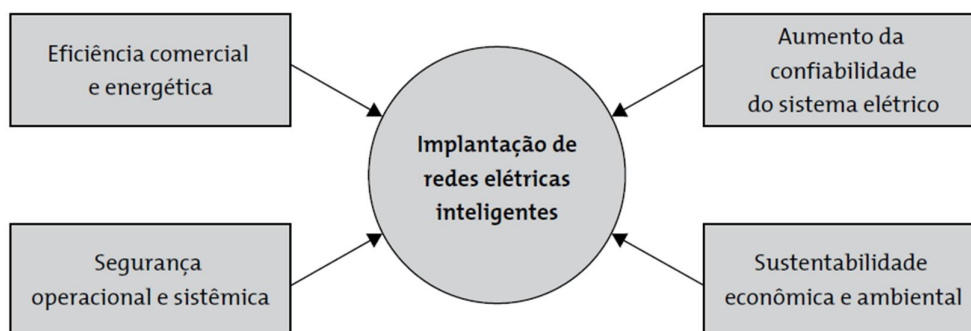
Em resumo, as redes inteligentes têm como objetivo otimizar a geração, distribuição e consumo de energia elétrica, agregando melhorias relevantes em monitoramento, gestão,

automação e qualidade da energia ofertada, através de uma rede elétrica que possui como principal característica o uso intenso das tecnologias de informação e comunicação.

Os motivadores para a implantação de redes elétricas inteligentes variam de acordo com o país. Nos Estados Unidos, por exemplo, existe uma maior preocupação com a confiabilidade, segurança e eficiência do sistema. Na Europa há uma preocupação com a integração de diversas fontes de energia renovável. No Japão, busca-se diversificar a matriz energética diante dos recentes acidentes nucleares que atingiram o país. E na China, busca-se a eficiência energética.

No Brasil, os principais motivadores para a implantação de uma *Smart Grid* são: a eficiência comercial e energética, a melhora da confiabilidade do sistema elétrico, a segurança operacional e sustentabilidade econômica e ambiental, como pode ser visto na Figura 1 (RIVERA, 2013).

Figura 1 - Motivadores para implantação do *Smart Grid* no Brasil



Fonte: BNDES (2013)

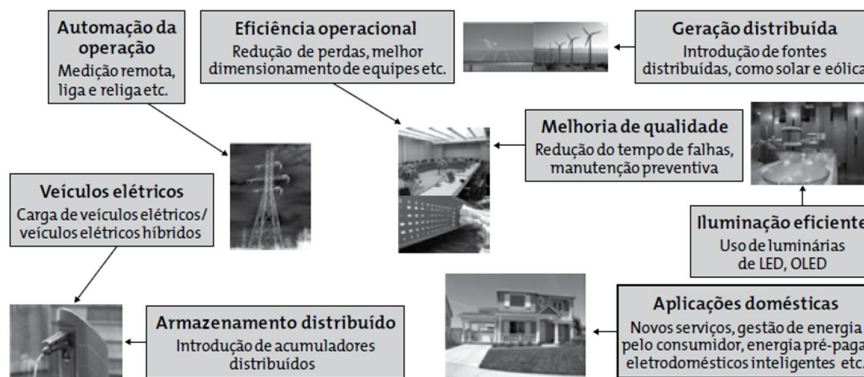
O avanço tecnológico aplicado a rede, a tornará apta a se auto recuperar, tomando decisões inteligentes que irão aumentar a confiabilidade e segurança do suprimento, sendo capaz de detectar e solucionar antecipadamente falhas no sistema por meio de sensores, atuadores e controladores inteligentes instalados em toda a extensão do sistema de distribuição de energia elétrica.

As interrupções serão identificadas com mais velocidade e toda a informação obtida em tempo real promoverá um isolamento eficiente e inteligente das áreas afetadas, redirecionando o fluxo de energia para preservar o maior número possível de usuários atendidos. Deste modo, haverá uma diminuição significativa do número de interrupções e faltas de energia, melhorando os índices de qualidade da energia das distribuidoras, no que diz respeito, principalmente, aos indicadores de continuidade do fornecimento.

Outro fator muito importante, será o incentivo à participação do usuário no uso eficiente da energia. No *Smart Grid*, todos os aparelhos conectados à rede poderão ser monitorados pelo consumidor e o mesmo poderá tomar ações comportamentais mais eficientes de uso desses dispositivos. Alertas, enviados pela distribuidora de energia aos clientes, podem indicar as cargas que mais consomem, dentro de uma unidade consumidora, chamando a atenção dos mesmos com relação a sua utilização. Os principais benefícios desta tecnologia podem ser vistos na Figura 2.

No entanto, para que este conceito seja aplicado, deve existir uma modernização da infraestrutura, como a substituição dos medidores analógicos por eletrônicos, por exemplo, das redes de telecomunicações, de *softwares* de gestão e da capacidade de computação de dados, como também alterações na forma de comercializar energia.

Figura 2 - Aplicações do *Smart Grid*



Fonte: BNDES (2013)

De acordo com o Ministério de Minas e Energia – MME, para que uma rede seja inteligente, deve cumprir tais requisitos:

- a) Auto recuperação;
- b) Motivar consumidores a serem mais participativos;
- c) Resistir a ataques físicos e cibernéticos;
- d) Fornecer uma energia de melhor qualidade;
- e) Permitir vários tipos de geração e armazenagem de energia;
- f) Maior envolvimento do mercado;
- g) Permitir uma maior utilização de geração intermitente de energia.

O primeiro passo para a implantação de uma *Smart Grid* é a inserção do medidor inteligente, descrito com mais detalhes a seguir.

2.3 O Medidor Inteligente

É a mais nova solução aos medidores analógicos convencionais, aplicados há décadas no país e no mundo. Trata-se de um medidor eletrônico capaz de transmitir dados através de chips instalados que se conectam à internet (MANDELMAN, 2011). Será através dele que as concessionárias e os consumidores terão um maior controle sobre o consumo de energia elétrica.

O primeiro recurso inteligente aplicado ao medidor foi o *Automated Meter Reading – AMR* ou Medidor com Leitura Automática. Esta tecnologia foi lançada na década de 80 com o objetivo de reduzir os custos com leiturista, pois permite a concessionária ler remotamente dados de medição do cliente. Ao passo que esta ciência pareça bem atrativa, sua natureza de comunicação é unidirecional, ou seja, assim como nos sistemas tradicionais, esta tecnologia não possibilita uma interação direta com a concessionária, sendo limitada apenas a leitura dos dados do medidor.

Como solução ao AMR, foi desenvolvida a tecnologia de Gerenciamento Automático de Medição – AMM, do inglês *Automated Meter Management*, proporcionando ao medidor inteligente a comunicação bidirecional com a concessionária, tornando-a capaz de receber e enviar informações ao medidor, possibilitando remotamente a alteração de dados de configuração, interrupção e religamento do suprimento de energia.

Os conceitos de AMR e AMM são tecnologias mais restritas e não devem ser confundidos com um outro muito mais amplo: a Infraestrutura Avançada de Medição – AMI, do inglês *Advanced Metering Infrastructure*.

A tecnologia AMI é a principal ferramenta de interação entre a distribuidora e os medidores de energia com tecnologia AMM, que inclui uma variedade completa e integrada de dispositivos, redes, protocolos, computadores e ferramentas de hardware e software para comunicação e gerenciamento de dados destinados ao fornecimento preciso de informações de eletricidade (FONSECA, 2013).

Com sua implantação, um grande volume de dados poderá ser utilizado para gerir de forma eficiente o planejamento e controle de toda a rede por parte das concessionárias. Enquanto isso, o usuário terá uma ampla gestão e controle do seu consumo, podendo

gerenciá-lo remotamente, inclusive por meio de aplicativos instalados em seu computador ou smartphone. Informações como o consumo em tempo real, equipamentos que estão consumindo mais energia, valores atuais da fatura bem como sua projeção ao final do ciclo poderão ser consultadas. No caso da ocorrência de uma falta, por exemplo, o medidor alertará automaticamente a concessionária, dispensando a notificação manual da mesma feita pelo consumidor (MME, 2010). A Figura 3 mostra os três tipos de medidores utilizados no mercado.

Figura 3 - Medidor analógico (esq.), inteligente com AMR (centro) e inteligente com AMM (dir.)



Fonte: Adaptado de General Electric (2016)

Resumidamente, o medidor inteligente irá agregar as seguintes possibilidades, dentro da relação distribuidora-consumidor:

- a) Suspender e restabelecer remotamente o suprimento de energia elétrica;
- b) Coletar dados associados à qualidade do fornecimento de energia;
- c) Assistir o consumidor na criação e alcance de metas de consumo;
- d) Diminuir o tempo de reparos quando houver mal funcionamento ou danos que resultem na interrupção do fornecimento;
- e) Possibilitar planos tarifários com múltiplos postos;
- f) Possibilitar ao consumidor a atuação como produtor de energia.

Deve-se observar que o medidor não tem o papel de disponibilizar todos os dados obtidos em seu pequeno display. Para isto, foi desenvolvido um mostrador digital – IHD, do inglês *In Home Display*, como o da Figura 4, que tem como objetivo expor aos clientes os dados de consumo obtidos pelo medidor inteligente. Seu uso é importante para que o usuário possa fazer a leitura das informações coletadas. O IHD pode mostrar o histórico de consumo, utilizando recursos de gráficos e tabelas, por exemplo, mantendo o usuário em dia com a quantidade de energia que está sendo consumida, bem como o valor da fatura. Além disso, o

IHD pode ser configurado para emitir alertas e avisos, auxiliando o usuário no gerenciamento do uso da energia.

Figura 4 - *In Home Display* – IHD



Fonte: Secure (2016)

Muito já foi dito sobre o medidor inteligente e sua importância para a concessionária e para o consumidor, todavia os dados obtidos por ele são de toda a unidade consumidora. Desta maneira, somente a aplicação do medidor inteligente não possibilita ao usuário o conhecimento individual do consumo de suas cargas.

Os *smartplugs* ou micromedidores inteligentes são uma alternativa viável aos usuários, provendo-os dados de consumo por aparelho. São dispositivos intermediários, sendo o elo de ligação entre a rede (tomada) e a carga. Suas principais funcionalidades de medição são: tensão, corrente, potência instantânea, energia, frequência da rede, potência aparente, fator de potência e tempo de consumo. A Figura 5 traz um exemplo de *smartplug*, fabricado pela Dlink.

Figura 5 - *Smartplug*



Fonte: Dlink (2014)

Esses micromedidores se comunicarão com o medidor inteligente, criando uma rede de medição dos equipamentos, exibindo todos os dados em uma mesma interface. Estes dispositivos podem agregar funcionalidades de auxílio a técnicas de gerenciamento de energia, como, por exemplo, a limitação e controle de cargas, horário de funcionamento programado ou interrupção do funcionamento durante o horário de ponta. A tendência é que os eletrodomésticos inteligentes possuam um *smartplug* integrado de fábrica.

2.4 Visão da ANEEL acerca dos medidores eletrônicos de energia

A ANEEL tem se esforçado para regulamentar a implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do grupo B. Em 14 de agosto de 2012, publicou no Diário Oficial da União a Resolução Normativa 502, definindo os padrões do novo medidor de energia.

Segundo a Resolução, o medidor eletrônico das unidades consumidoras deve permitir a configuração de, no mínimo, 4 postos tarifários. O valor de energia elétrica ativa consumida acumulada por posto tarifário e a identificação do posto tarifário corrente devem estar disponíveis para consulta através do mostrador digital existente no próprio medidor ou em IHD presente na unidade consumidora.

O medidor, segundo proposta debatida na Audiência Pública 043/2010, deve possuir comunicação bidirecional com a central de gerenciamento de dados da distribuidora. O meio de comunicação fica a critério da mesma.

2.5 Estrutura de Comunicação dos Sistemas de Medição

É importante destacar que todas as vantagens de uma *Smart Grid*, estão diretamente associadas a implantação de uma infraestrutura de comunicação adequada. O sistema de medição eletrônico é composto por um Centro de Medição, medidores eletrônicos de energia elétrica e pelo arcabouço de comunicação.

O Centro de Medição fica localizado na distribuidora de energia e foi projetado para realizar a solicitação e análise de leituras das informações de medição como também o gerenciamento das ações de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Os dados do usuário, gerados por seu medidor eletrônico, são lidos e armazenados em concentradores de dados, que são dispositivos de coleta de informações, conectados a

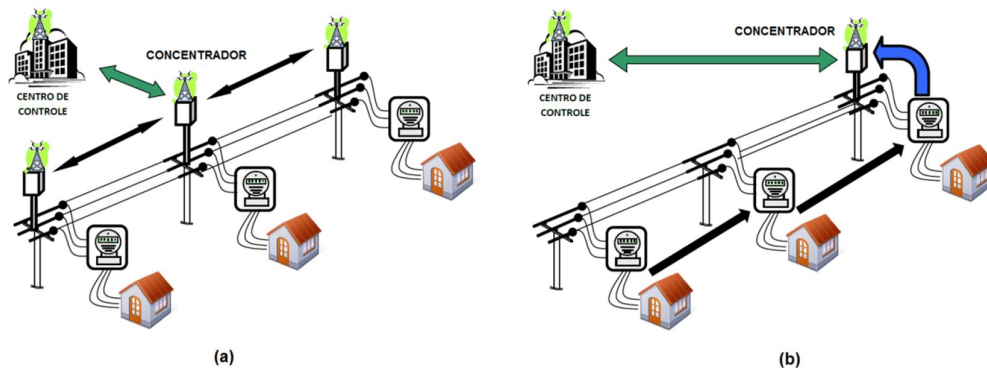
diversos medidores. Os dados armazenados nestes concentradores são enviados, em seguida, para as distribuidoras. O sistema também funciona na ordem inversa, como veículo de informações ou ordens, oriundas da distribuidora, para o usuário.

Ao passarem pelo medidor, os dados serão recebidos pelos concentradores de dados. A partir daí as informações podem ser transmitidas através dos sistemas de comunicação para as subestações ou outros pontos definidos pela concessionária por meio de torre de comunicação sem fio, para que, em seguida, os dados sejam retransmitidos para os centros de monitoramento e controle de distribuição.

Para que exista comunicação entre os dispositivos instalados na rede bem como os que estão dentro das unidades consumidoras, há uma série de recursos tecnológicos à disposição, como a comunicação via rede elétrica (*Power Line Communication – PLC*), redes em malha, também conhecidas como redes *mesh* (composta por pequenos radiotransmissores com padrões de funcionamento iguais às de um roteador wireless), radiofrequência (RF) e redes celulares (GPRS / GSM), utilizando uma variedade de protocolos de comunicação existentes. Estes recursos serão utilizados de acordo com a necessidade de cada região, estando atrelados a razões de alcance, disponibilidade, topologia, preço e viabilidade.

O sistema de comunicação está disposto em três diferentes ligações, segundo o MME. As duas primeiras acontecem segundo a Figura 6.

Figura 6 - Concentradores em rede de malha



Fonte: Adaptado do MME (2010)

A Figura 6 (a) traz o primeiro enlace de comunicação, entre a distribuidora e o concentrador de dados. A distribuidora poderá se conectar por meio de fibra-ótica, satélite, serviços de rádio utilizados em dispositivos móveis ou PLC. Para a eficiência do transporte de dados, os concentradores podem ser organizados de forma hierárquica em uma rede de malha, conhecida também como rede *mesh*. Deste modo, existirá um concentrador principal, responsável por enviar as informações à concessionária, se comunicando com concentradores intermediários.

A Figura 6 (b) traz o segundo tipo de ligação, entre o concentrador de dados e o medidor de energia. Para este tipo de ligação, a comunicação pode ser feita através do PLC ou radiofrequência, baseado em um protocolo de comunicação. Através destas tecnologias os medidores poderão se comunicar com os concentradores e enviar todo o tipo de informação de utilização da energia para o centro de controle das distribuidoras.

Na terceira e última ligação, os equipamentos domésticos conectados à rede elétrica terão seus comportamentos monitorados periodicamente pelos medidores eletrônicos de energia que por sua vez poderão transmitir os dados coletados para as concessionárias, através dos concentradores.

2.6 Gerenciamento dos dados obtidos no sistema de medição

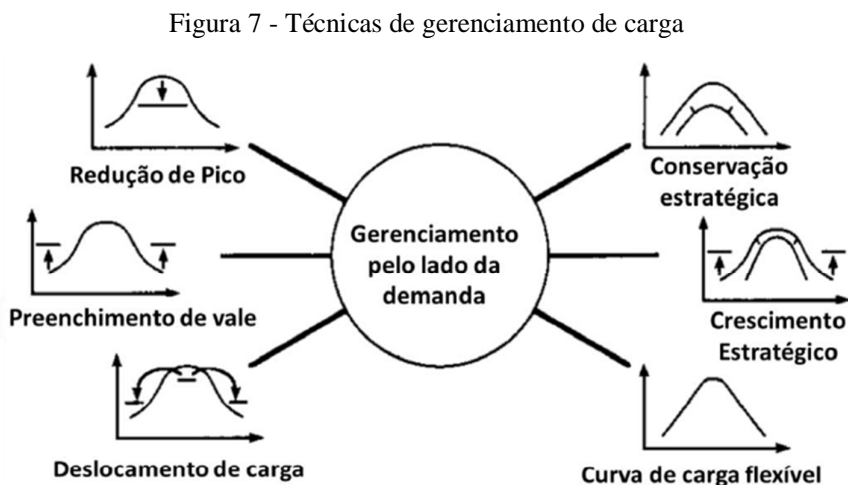
O Brasil possui cerca de 78 milhões de ligações entre consumidores residenciais, comerciais e industriais, segundo a ANEEL/2016. Supondo que a maioria destas utilizassem medidores inteligentes, um grande volume de dados de medição seria gerado por estes dispositivos. Assim, é imprescindível que os centros de controle das concessionárias de energia ao identificá-los sejam aptos a encaminhar a informação que é útil ao operador do sistema. Caso contrário, o acúmulo desses dados, acessíveis aos operadores, pode resultar numa interpretação incorreta dos fatos pelos mesmos.

Para isso, já existem fabricantes, como a Siemens, Landis, Itron, Trilliant, entre outros que ofertam soluções de tratamento inteligente desses dados para uma análise proveitosa tanto para as concessionárias como aos consumidores. Estes softwares de gestão das informações de medição são conhecidos como Gerenciadores de Dados da Medição, do inglês *MDM – Metering Data Management*. O MDM tem como principal função o tratamento de toda a informação coletada pelo medidor eletrônico, agregando maior utilidade aos dados. Além disso, este sistema de gerenciamento de dados possui total integração com os sistemas de

gestão utilizados no centro de operação das distribuidoras, como o Sistema de Gerenciamento da Distribuição (DMS – *Distribution Management System*), Sistema de Informações Georreferenciadas (GIS – *Georeference Information System*), Sistema de Gerenciamento das Interrupções (OMS – *Outage Management System*), entre outros.

2.6 Gerenciamento pelo Lado da Demanda – GLD

Com toda a informação sobre os dados de medição filtrada pelo MDM, o conceito de Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD poderá ser utilizado em uma escala muito maior. O GLD surgiu nos anos 70, em meio à crise do petróleo, pela necessidade da redução dos picos de consumo de energia elétrica, em um momento em que sua geração estava fortemente vinculada a derivados de petróleo. Com as inconstantes variações do preço do barril, estava cada vez mais difícil suprir uma crescente demanda a um baixo custo (CAMPOS, 2004). O GLD está dividido em seis categorias, como visto de acordo com a Figura 7.



Fonte: EGGEA (2014)

O grande objetivo do GLD é remontar a curva de carga, reduzindo o consumo de energia elétrica durante os horários de ponta, retardando investimentos em ampliação da capacidade de geração, com a construção de novas usinas.

Redução de Pico: Tem como objetivo reduzir o consumo de energia durante o período de ponta. A concessionária tem autorização prévia do usuário para intervir no controle das cargas de sua unidade consumidora, através de incentivos tarifários.

Preenchimento de Vale: Reduz o custo do MW gerado a partir do preenchimento dos vales da curva de carga, aumentando o consumo durante os horários fora do período de ponta, melhorando a relação entre das demandas média e máxima.

Deslocamento de Carga: Através de incentivos tarifários, motiva-se a alteração do padrão de consumo do usuário, deslocando o consumo, que seria feito na ponta, para fora deste período.

Conservação Estratégica: Resulta em uma redução da curva de carga através da conscientização do consumidor do benefício do uso de equipamentos eletroeletrônicos mais eficientes.

Crescimento Estratégico: Se dá pelo estímulo financeiro promovido ao consumidor para que a energia vendida ao mesmo seja consumida fora do horário de pico, de forma a preencher os vales, ou seja, deve haver a venda de energia elétrica e o preenchimento de vales.

Curva de Carga Flexível: Esta definição está relacionada com a confiabilidade. O usuário é incentivado financeiramente por permitir corte na carga ou redução da qualidade do serviço.

Mesmo sendo um tema que vem sendo discutido desde a década de 1980, a implantação de uma *Smart Grid* traz, em conjunto com o eficiente modelo de comunicação das redes e todos os seus benefícios agregados, novas possibilidades e desafios ao GLD. Neste cenário, o usuário em baixa tensão, graças a tecnologia AMI, terá à sua disposição mais de um posto tarifário, incentivando-o a mudar seus hábitos de consumo para horários fora do período de ponta, que possuem tarifa mais barata, aplicando uma das seis categorias do GLD, como a de Deslocamento de carga. Outra categoria pode ser aplicada, como a de Redução de pico, por exemplo. Neste cenário, a concessionária, mediante acordo prévio com o usuário, poderá intervir a qualquer momento no funcionamento de determinadas cargas em uma unidade consumidora.

Deste modo o usuário gerencia seu consumo de energia elétrica, envolvendo-se ativamente no processo junto a concessionária, o que abre uma nova visão do planejamento e operação da distribuição de energia elétrica (EGGEA, 2014).

2.7 Geração Distribuída – GD

As redes inteligentes irão proporcionar uma maior inserção de fontes de microgeração, estimulando a Geração Distribuída – GD.

A GD tem como fundamental característica a proximidade da geração com os centros de carga. A energia gerada pode alimentar diretamente as redes de distribuição como também consumidores de pequeno porte (ANEEL, 2016).

Este tipo de geração tem avançado, sendo as fontes solar e eólica as mais empregadas. Segundo a ANEEL/2016, já são 1125 conexões feitas no Brasil até o momento, com um potencial instalado de aproximadamente 13,1 MW.

As redes inteligentes em conjunto com as técnicas de GLD irão proporcionar o gerenciamento adequado da energia gerada na GD, utilizando-a principalmente durante o período de ponta, reduzindo os picos de demanda em todo o sistema. Deste modo, os diversos tipos de fontes de geração instalados, além de suprirem a demanda de energia dos consumidores, aliviando todo o sistema, poderão por seu excedente à venda.

3 BENEFÍCIOS

3.1 Técnicos

Os medidores inteligentes juntamente com todo o sistema de comunicação e sensoriamento da rede *Smart Grid*, podem resultar em benefícios técnicos, como por exemplo:

Controle Remoto: a suspensão e o reestabelecimento do suprimento de energia elétrica em uma unidade consumidora poderão ser feitos remotamente, evitando o deslocamento de um técnico. O mesmo acontece com a leitura da medição, garantindo a precisão do faturamento dos dados de consumo do cliente.

Auto Recuperação (*Self Healing*): o sistema possui tecnologia de prevenção, detecção e correção de falhas, tendo a capacidade de se auto recuperar. Em casos onde se faz necessário o despacho de equipe, os sensores indicam o local onde a falha ocorreu, contribuindo para a eficiência do tempo de reparo.

Gerenciamento da Demanda: com o auxílio dos medidores inteligentes, utilizados em conjunto com *Smart Plugs*, a concessionária de energia poderá gerenciar a demanda de seus

clientes através de métodos, como o GLD *indireto*, com a aplicação de múltiplas tarifas, programas de educação ao consumidor, entres outros, ou através do GLD *direto com controle da carga*, onde a concessionária, baseada em um acordo pré-definido com o cliente, poderá interferir remotamente, reduzindo a carga durante o horário de pico ou desconectando-a se a mesma ultrapassar um valor pré-definido ou se o cliente for da modalidade pré-pago e tenha consumido todos os seus créditos.

Dados de Índices de Qualidade da Energia: os medidores eletrônicos inteligentes podem monitorar, em tempo real, e calcular os índices de qualidade DIC – Duração de Interrupção, FIC – Frequência de Interrupção, DMIC – Duração Máxima de Interrupção, além dos indicadores DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária e DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica, por unidade consumidora. Os valores eficaz e instantâneo da tensão, e da potência ativa e reativa consumida, também são calculados.

3.2 Socioeconômicos

Múltiplos Postos Tarifários: graças a tecnologia AMM, inserida nos medidores eletrônicos inteligentes de comunicação bidirecional, que permite a troca de informações entre a concessionária e consumidor, será possível introduzir um sistema de cobrança com mais de um posto tarifário para clientes em baixa tensão. Neste cenário, o consumidor é motivado a deslocar sua curva de carga para o período fora de ponta, visto que o preço da energia, durante este período, é menor. Como consequência, a demanda por energia no horário de pico diminui, assim como os gastos totais com a operação e expansão do sistema elétrico.

Para os consumidores em baixa tensão, enquadrados no grupo B, atendidos em 127, 220, 380 ou 440 Volts, existia somente uma tarifa, chamada Convencional. Nesta modalidade somente um valor (em R\$/kWh) é cobrado pelo consumo da energia, independente do dia ou horário, mas em novembro de 2011 foi aprovada pela ANEEL uma nova opção de tarifação, denominada Tarifa Branca (ANEEL, 2016).

Esta nova modalidade deu flexibilidade tarifária aos consumidores cativos, incentivando o uso da energia elétrica fora do horário de ponta, onde a demanda é maior, com a cobrança de tarifas mais baratas.

Nos dias úteis, existem três faixas de horários, com tarifas diferenciadas: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta, entre às 19 e 21 horas, onde a demanda por energia no sistema é maior, será cobrada a tarifa mais cara. A tarifa intermediária será cobrada durante os horários de 18 e 22 horas. O período restante (fora de ponta) é o que possui a tarifa mais barata. Nos sábados, domingos e feriados, será cobrada a menor tarifa durante todo o período.

Modalidade de Pré-pagamento: este tipo de modalidade funciona como um cartão pré-pago, ou seja, o usuário poderá consumir energia em sua unidade enquanto possuir créditos no sistema. Este modelo traz benefícios ao consumidor, quando o mesmo possui dificuldade para gerenciar seus gastos com energia. Para as distribuidoras, o principal benefício está no fluxo de caixa, pois o cliente paga antes de utilizar.

Um exemplo positivo de aplicação desta modalidade foi realizado pelas Empresas Públicas de Medellín, na Colômbia, que utilizaram o sistema Pré-pago para recuperar clientes inadimplentes, que regularizaram suas dívidas aos poucos através de pequenos descontos aplicados nos créditos vendidos (KUP, 2015).

Impacto da Redução das Perdas Técnicas e Não Técnicas: todas as perdas, desde a geração até a distribuição, decorrentes da dissipação da energia elétrica pelos condutores, transformadores, capacitores, barramentos, entre outros equipamentos que compõem o sistema de potência, durante a prestação de serviço solicitado pela rede elétrica, conforme a demanda, podem ser classificadas como perdas técnicas.

No *Smart Grid*, essas perdas diminuirão na proporção em que os picos de demanda, durante a ponta, também forem reduzidos com as práticas de GLD.

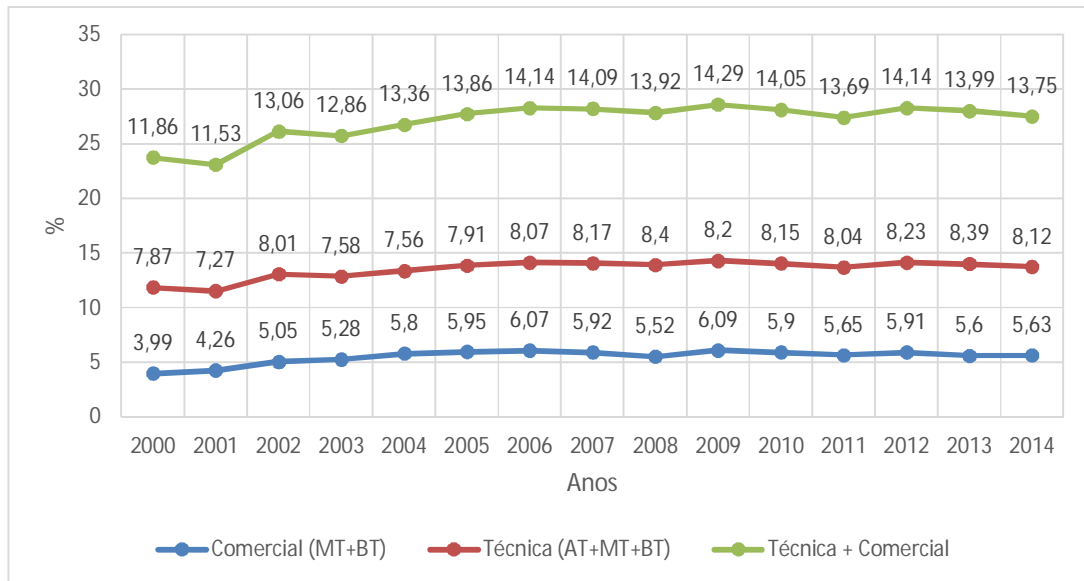
As perdas não técnicas, ou comerciais, estão vinculadas a aplicação de desvios indevidos da energia elétrica feitos na rede de distribuição, classificados como furto. Existem também fraudes executadas diretamente aos medidores de energia elétrica, que alteram suas propriedades de medição

Segundo dados da Ampla, somente em sua área de concessão, no estado do Rio de Janeiro, em 2006 o governo não arrecadou o equivalente a R\$ 148 milhões em razão dos furtos de energia (AMPLA, 2009).

A Figura 8 apresenta graficamente a porcentagem das perdas técnicas e não técnicas nas redes de transmissão e distribuição de energia no Brasil. Segundo dados do Operador Nacional do Sistema – ONS, foram gerados em 2015 o equivalente a 542.883 GWh de

energia elétrica. Uma perda total de 13,75%, como aconteceu no ano de 2014, de acordo com a Figura 8, resultaria em 74.646 GW.

Figura 8 - Percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global das distribuidoras



Fonte: Abradee (2014)

O constante monitoramento, característica inerente de uma rede inteligente, facilitará a detecção desses desvios, pois os medidores inteligentes possuem, por exemplo, indicadores de abertura da tampa principal e do tempo em que uma ou mais fases estiveram reversamente energizadas. Deste modo, a redução da quantidade de consumidores ilegais na rede resulta em custos menores repassados aos consumidores.

Redução dos Custos Operacionais: Um dos grandes benefícios do *Smart Grid* é a eficiência em que a distribuidora apresentará ao prevenir, detectar e solucionar falhas no sistema. Graças a comunicação bidirecional, provida pelo *AMI*, a concessionária poderá remotamente suspender e reestabelecer o fornecimento de energia, fazer a leitura e faturamento do consumo, apontar precisamente a localização de uma falha no sistema, entre outras possibilidades, minimizando o acionamento de equipes além melhorar os índices de qualidade da energia.

Segundo dados do Departamento de Energia dos Estados Unidos, nos anos de 2011 e 2012, medidores eletrônicos evitaram 6 mil despachos técnicos para serviço de suspensão e reconexão e 9 mil por falta de pagamento, economizando mais de US\$ 640 mil (DOE, 2014).

Incentivo a Geração Distribuída: O retardamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, redução de impactos ambientais, a atenuação das perdas e a diversificação da matriz energética são outros benefícios associados também a prática de GD.

4 DESAFIOS DA IMPLANTAÇÃO DO *SMART GRID* NO BRASIL

Um dos grandes desafios para a implantação das Redes Inteligentes no país está relacionado com o custo de implantação do sistema em larga escala, com a instalação dos sistemas de sensoriamento, telecomunicação e processamento, três pilares que são a base do *Smart Grid* (BOCCUZZI, 2011).

Somente o custo inicial com a substituição dos medidores seria de aproximadamente R\$ 25 bilhões, visto que cada medidor inteligente custa cerca de R\$ 355 somado a uma taxa média de instalação de R\$ 20,00 (LAMIN, 2013). O alto custo de implantação deve-se as características técnicas especiais atribuídas aos medidores e a sua baixa escala de produção. Por esta razão, a ANEEL prevê que este processo de substituição seja feito no longo prazo, podendo levar até dez anos para ser concluído (PAULI, 2012).

Outro fator que precisa ser revisto é a vida útil dos medidores eletrônicos. Comparada ao eletromecânico, projetado para funcionar por 25 anos, os novos medidores possuem vida útil de aproximadamente 13 anos, segundo dados divulgados no 8º Congresso Brasileiro de Metrologia, em Bento Gonçalves – RS (SARAIVA, 2015).

A manutenção da integridade do fluxo de dados no *Smart Grid* é outro desafio. A segurança das informações trocadas entre os consumidores e a concessionária é pressuposto para que esta tecnologia seja viável economicamente, pois os medidores inteligentes são itens atrativos à *hackers* maliciosos visto que cada erro de segurança encontrado no sistema pode ser transformado em dinheiro. Esses novos medidores estão sujeitos a maioria das ameaças já existentes por apresentarem *hardware* e *software* de fácil obtenção em sua composição (MCDANIEL, 2009).

Além disso, as informações específicas de consumo de energia, situadas nos servidores das concessionárias de energia, revelam hábitos e comportamentos do usuário. Em alguns casos isto poderia criar insegurança por parte do mesmo com relação a sua privacidade, uma vez que o envio dos dados para a distribuidora indica a presença de pessoas

em sua unidade consumidora. Desta forma, indivíduos mal-intencionadas poderiam obter interesse em analisar os dados de consumo de alguns consumidores em particular.

Por último, o sistema de múltiplos postos tarifários pode ser, no primeiro momento, desvantajoso para alguns consumidores residenciais, como, por exemplo, uma unidade consumidora com um ou mais usuários que trabalharam durante o dia e por isso apresentam perfil consumo entre às 18 e 21 horas (horário de pico). Neste caso, alternativas como a microgeração podem contornar este problema.

Esses e outros desafios serão estudados de forma criteriosa em projetos-pilotos realizados no Brasil para que os resultados avaliados sejam utilizados como referência.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O conceito de Redes Inteligentes vem para transformar o modo como setor elétrico atua. Sua prática traz o desafio da modernização de toda a estrutura regulatória brasileira, enraizada no fundamento unidirecional, característica intrínseca da indústria analógica de energia elétrica.

Este novo conceito traz consigo um grande arcabouço tecnológico, apto a proporcionar a eficiência energética, a geração distribuída com a propagação do uso de fontes alternativas de energia na microgeração, ampliar a capacidade de supervisão e fiscalização da rede de distribuição, além de sensibilizar o padrão de consumo de energia elétrica às variações instantâneas promovidas pela aplicação de múltiplos postos tarifários. O conceito de *Smart Grid*, tendo como fundamentos as novas tecnologias de sensoriamento (medidor eletrônico inteligente), telecomunicações (ZigBee, PLC, GPRS, etc) e de processamento de dados (Gerenciadores de Dados de Medição - MDM), irá introduzir os serviços de energia elétrica na era digital.

Atualmente existem 9 projetos em fase de implantação e teste, espalhados pelos estados de Minas Gerais, Rio de Janeiro, Amazonas, São Paulo, Ceará, Paraná e Pernambuco (ANEEL, 2016). É importante considerar que a implantação do *Smart Grid* nas redes de distribuição produzirá benefícios intangíveis, que serão refletidos em políticas públicas de financiamento ao setor elétrico. Desta forma, o investimento na modernização da rede poderá ser realizado garantindo a modicidade tarifária (MME, 2010).

Portanto, diante do cenário atual do setor elétrico no Brasil e no mundo, a adesão ao *Smart Grid* figura ser uma tendência inevitável em qualquer país que tenha como objetivo o

desenvolvimento de uma economia pautada no uso prudente dos recursos naturais, na eficiência energética e do compromisso social do consumidor com o consumo de energia elétrica. Sendo assim, mesmo ainda recente, com o projeto mais antigo realizado na Itália em 1995, pela ENEL Telegestore, o conceito de *Smart Grid* não deve ser desprezado face as dificuldades técnica e econômica que o permeia até o momento.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **A Distribuição de Energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acessado em: 20 abr. 2016.

ABRADEE. **Furto e Fraude de Energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Acesso em: 18 jun. 2016.

ANEEL. **A Regulação dos Serviços de Distribuição**. Disponível em: <<http://goo.gl/7rq2GT>>. Acessado em: 20 abr. 2016.

ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false>. Acesso em: 20 abr. 2016.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 502**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acessado em: 20 abr 2016.

ANEEL. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acessado em: 22 de abril de 2016.

CAMPOS, A. DE. **Gerenciamento Pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso**. 94 f. Dissertação (Mestrado) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

EPE. **Projeção de Demanda de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/DEA%2003-2015-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%2020152024.pdf>>. Acessado em: 18 mar. 2016.

FERREIRA, M. C. A. F. **Perspectivas e Desafios para a Implantação das Smarts Grids: um estudo de caso dos EUA, Portugal e Brasil**. 2010. Monografia de Final de Curso. (Instituto de Economia, UFRJ). Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

LAMIN, HUGO. **Análise de Impacto Regulatório da Implantação de Redes Inteligentes no Brasil**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - PPGENE.TD-076/13, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2013. 300p.

MANDELMAN, Marcio. **Análise Crítica da Matriz Energética Brasileira e a Implementação de Smart Grid**, 2011. Disponível em: <http://www.bdt.unitau.br/tesesimplificado/tde_busca/arquivo.php?codArquivo=255>. Acessado em: 17 mar. 2016.

MCDANIEL, PATRICK; MCLAUGHLIN, STEPHEN. **Security and Privacy Challenges in the Smart Grid**, 2009. Disponível em: <<http://www.patrickmcdaniel.org/pubs/sp-smartgrid09.pdf>>. Acessado em: 03 jun. 2016.

MIKOS, A.; SCHIOCHET, B.; COSTA, G. **Estudo de Viabilidade Técnica da Implementação de Tecnologias de Smart Grid em Consumidores Finais**. Curitiba, 2014. Disponível em: <http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/3061/1/CT_COELE_2014_1_05.pdf>. Acessado em: 22 abr. 2016.

MME. **Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes**. Relatório, 2010. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_44_0-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157>. Acessado em: 17 mar. 2016.

ONS. **Evolução da Capacidade Instalada do SIN**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/DADOS_2014_ONS/7_2.html>. Acessado em: 18 mar. 2016.

SARAIVA, C; RIBEIRO, R; KLEINAU, B; FEITOSA, A; PAVAN, V. **Previsão da vida útil de medidores eletrônicos de energia (smart metering) por análise estatística de resultados de ensaios acelerados**, 2015. Disponível em: <http://media.metrologia2015.org.br/media/uploads/trabalhos/Artigo_SEMETRO2015_Celso_Saraiva_Rev.pdf>. Acessado em: 03 jun. 2016.

SILVA, N. **Smart grids e veículos elétricos – Experiências em Portugal**. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed75_fasc_smartgrid_cap11.pdf>. Acesso em: 27 jun. 2016.

KUP, M. T. **Estudo da Medição Inteligente para Consumidores Residenciais no Brasil**. 2015. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10014242.pdf>>. Acessado em: 28 maio 2016.