

SMART GRID: UMA POSSIBILIDADE PARA A DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA BRASILEIRA

VITOR M. PÉRES ; MARCUS V.B. CAMPOS ; THON L.S. LIANG

¹Instituto Federal da Bahia, IFBA

R. Emídio dos Santos, s/n, Barbalho, Salvador - BA, CEP: 40301-015, Brasil

vitormascarenhas@ifba.edu.br, marcuscampos@gmail.com, thon07@hotmail.com

RESUMO. O *Smart Grid* se refere a uma rede interligada com telecomunicações, sendo uma alternativa que pode suprir as necessidades que a distribuição de energia elétrica brasileira necessita por causa de suas vantagens e por atender às especificações das normas e aos padrões de qualidade de Energia Elétrica. Essa inovação tecnológica já adquiriu espaços em outros países, e em breve será também instalada no Brasil, principalmente tendo em vista os eventos do setor elétrico que se preconizaram no país (constantes falhas e surtos). Houveram tentativas de criar portarias e projetos para facilitar essa transmutação entre o atual sistema para o *Smart Grid*, entretanto ainda é insuficiente para automatizar as subestações, substituir os medidores (produzir medição inteligente) e alterar toda uma estrutura de geração de energia que é centralizada para uma geração no formato distributivo, em uma escala menor e que incentiva a abertura de novos mercados, produtos e serviços. Esse artigo objetiva apresentar os principais empecilhos para um país como o Brasil assumir esse sistema (*Smart Grid*), discutindo sobre os principais problemas e sugestões para incrementar essa rede dentro das respectivas necessidades nacionais, a fim de resolver os problemas da Distribuição Elétrica brasileira.

PALAVRAS-CHAVE: *Smart Grid*, Automação, Distribuição Elétrica, Brasil.

ABSTRACT. The Smart Grid is about an interconnected net with telecommunications, being an alternative which can meet the needs of the brazilian electric energy distribution needs because of its advantages and for meet the specifications of the rules and standards of Electrical Energy. This technological innovation has acquired spaces in other countries, and will soon be installed in Brazil too, mainly considering the events that were advocated in the electric sector in the country (constants flaws and outbreaks). There were been attempts to create ordinances and projects to facilitate this transmutation between the actual system and the Smart Grid, but it's still insufficient to automate substations, replace meters (produce *smart metering*) and switch a whole structure of power generation that is currently centralized to a distributed generation on a smaller scale, encouraging the opening of new markets, products and services. This article aims to present the main obstacles to a country like Brazil to integrate this system (Smart Grid), discussing about the main problems and suggestions to enhance this network within the respective national needs, in order to solve the problem of Brazilian electrical distribution.

KEY-WORDS: *Smart Grid*, Automation, Electric Distribution, Brazil.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Discussões recentes abordam o *Smart Grid* de maneira bem enfática e reformadora. Os Estados Unidos investiram 7,8 bilhões de dólares para

desenvolver essa rede [IEEE, 2012] e a China visa implantar essa rede até 2030, com investimentos de 96 bilhões de dólares até 2020 [ARAÚJO, 2013] enquanto que o Brasil investiu R\$ 3 bilhões, em uma cooperação técnica para a criação do Plano de Apoio à inovação tecnológica no Setor Elétrico – Inova Energia. Envolvendo os órgãos: FINEP, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES/MDIC) e a Agência Nacional de Energia

Submetido em 29/07/2014; revisado em 30/10/2014.
Artigo aceito sob recomendação do Editor-Chefe Prof. Dr. Ginalber L. O. Serra.

Elétrica (Aneel /MME) [MCTI, 2013]. Sendo que a concessionária de São Paulo, a AES Eletropaulo investiu 220 milhões de reais. A Siemens estará fazendo um investimento de US\$ 1 bilhão no Brasil em mercado de Energia (rede inteligente), Indústria e Infraestrutura ao longo dos próximos cinco anos [VEZDOBRAIL, 2013].

Mesmo assim, seria necessário pelo menos um investimento direto de 20 bilhões de reais para que todo o território nacional fosse contemplado com essa rede (em longo prazo) [ABINEE, 2013], e com o aumento da demanda elétrica em aproximadamente de 43% até 2020, será preciso aumentar o investimento em 142% [ELDORADO, 2013]. O *Smart Grid* não tem apenas caráter técnico, beneficiando somente as etapas de distribuição da energia elétrica, mas a sociedade recebe um grande retorno, principalmente na economia. Como aconteceu nos Estados Unidos, com o início do Programa ARRA – Fundo de Estimulo e Recuperação Econômica, que visava o desenvolvimento de ações específicas para o setor de energia do país: *Smart Grid*, Geração Distribuída-GD, Eficiência Energética e Energias Renováveis. Ao ser investido \$2.96 bilhões de dólares para suportar projetos de *Smart Grid*, tinham sido retornados no mínimo \$6.8 bilhões de dólares para o país em desenvolvimento econômico, criando mais de 47.000 empregos e outros 12.000 indiretos [SMART ENERGY, 2014].

Smart Grid é o nome designado para Redes Elétricas Inteligentes: O *Smart Grid* baseia-se na utilização de forma integrada da tecnologia de informação, automação, telecomunicações e controle da rede elétrica, que envolve medidores inteligentes, sensores e dispositivos de gestão de rede digitais bi-direcionais, que permite a implantação de estratégias de controle e otimização da rede elétrica com processamento de dados em tempo real [SAFFRE, 2010].

Essa convergência de tecnologias disponibiliza em tempo real um volume de dados com alta confiabilidade, permite que a rede elétrica possa ser controlada com mais autonomia para as unidades consumidoras e possibilita que a gestão de energia possa ser implementada de forma descentralizada, exigindo o desenvolvimento de novos métodos de

controle, automação e otimização da operação do sistema elétrico [VASQUEZ, 2010].

1.2 Contribuições

No Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), responsável pela qualidade da EE (Energia Elétrica) na Distribuição, expõe pela PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo Oito) os aspectos que podem influenciar na alteração dessa qualidade. Entretanto, antes de efetuar essa exposição, é necessária a compreensão do que seja o Sistema Elétrico de Potência, para melhor entendimento do tema.

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) define toda a cadeia de fornecimento de energia. É constituído por três partes: Geração, Transmissão e Distribuição de EE. No Brasil, a parte de geração é bastante automatizada, dependente majoritariamente de fontes renováveis e é centralizada (exemplo: hidrelétricas, termelétricas...), e a parte de Transmissão é bastante avançada, utilizando o Sistema Interligado Nacional [CARDOSO, 2009]. Cabe ao trabalho descrever o setor de distribuição elétrica brasileiro, apresentando novas ideias e soluções, inclusive, se aprofundando sobre as Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grid*), informando a situação atual da implantação no Brasil: o que já foi feito e o que se precisa fazer.

Para tal, sugerem-se direcionamentos para políticas públicas, abordando uma melhor interação entre concessionária e o consumidor e fomentando o desenvolvimento de profissionais habilitados para os novos padrões e tecnologias, bem como a segurança e a integração de sistemas.

2 METODOLOGIA

O método escolhido para a avaliação e explanação do tema, que auxiliou no desenvolvimento do artigo foi a da revisão bibliográfica, cuja estrutura, produzida como uma crítica do tema, adotou a seguinte orientação:

Tipo de delineamento: Estudo observacional descritivo (Série de casos e de prevalência).

População selecionada: Principalmente brasileira, mas são usadas populações nacionais específicas (Paritins, Curitiba...) e internacionais (Alemanha, China...) para realizar comparações e asseverar informações.

Propósito das análises estatísticas: Comparativo / Descritivo.

Fontes de pesquisa: Dados de Institutos (ANEEL, IEEE...), sites de notícias e atualidades, artigos científicos, teses de doutorado e estatísticas disponíveis.

3 QUADRO NACIONAL

O surgimento de novas tecnologias como o *Smart Grid* cria um ambiente que introduz uma convergência entre a infraestrutura de geração, transmissão, distribuição de energia, tecnologia da informação e a infraestrutura de comunicações digitais, que possibilita a troca de informações e ações de controle entre os diversos segmentos da rede elétrica [MACEDO; GALO, 2014].

Atualmente no setor elétrico do Brasil, os sistemas de Geração e Transmissão das companhias de energia já 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 telesupervisão, telecomando e telemedição que a partir do SCADA (Sistema de Controle e Aquisição de Dados) implementados nos Centros de Operação e 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. As medições de energia para faturamento são feitas manualmente em cerca 95% das unidades consumidoras, a partir da leitura de medidores eletromecânicos, o que contribui para um precário acompanhamento das cargas e este fato

impede que o gerenciamento pelo lado da demanda possa ser implantado para todos consumidores [MACEDO; GALO, 2014].

Segundo o que foi descrito na introdução, os aspectos categorizados pela PRODIST como fatores de influência na qualidade da EE (Energia Elétrica) são (1) tensão em regime permanente, (2) desequilíbrio de tensão (ex: alterações dos padrões trifásicos), (3) flutuação de tensão, (4) variações de tensão de curta duração (momentânea, < 3 seg, ou temporária, > 3 seg e < 3 min, como exemplos “sags” e “swells”, isto é, afundamentos e elevações momentâneas de tensão), (5) variação de frequência, (6) fator de potência e (7) harmônicos.

Sabendo disso, e principalmente com os problemas apresentados pelo setor de distribuição elétrica (alguns dos fatores citados anteriormente compõem esses problemas), atestou-se a precariedade da atual distribuição elétrica. Na tentativa de melhorar a qualidade da energia, cria-se um planejamento para mudança de rede, cujo plano de implantação é descrito na Fig. 1.

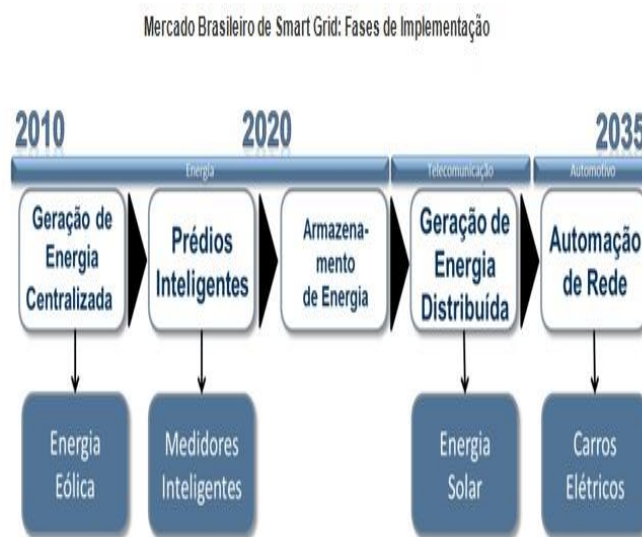


Figura 1: Previsão de Implantação do *Smart Grid* no Brasil.

As vantagens que a implantação do *Smart Grid* oferece ao sistema de distribuição elétrica do Brasil são: (1) Processo de restabelecimento do funcionamento normal diante de ocorrências de falhas no Sistema (chamado de “selfhealing”); (2) Integração e gerenciamento dos mais diversos tipos e

potências de cargas, geradores e armazenadores de energia; (3) Resistência a ataques físicos e cibernéticos (evitando fraudes também), sem afetar negativamente o Sistema; (4) Oferece energia dentro dos parâmetros de qualidade definidos pelas normas pertinentes (gera maior confiabilidade); (5) Levam em consideração os hábitos das unidades consumidoras no desenvolvimento das Redes, dispensando aos mesmos um tratamento mais customizado; (6) Permite maior transparência no que se refere à quantidade e período de falhas (respostas mais rápidas, eficazes e eficientes), tanto para o fornecedor como para os órgãos reguladores; (7) Colabora para a formação de mercados, contando com novos produtos e serviços; (8) Cooperar para uma crescente competitividade da pequena geração e do mercado de varejo; (9) Explora a infraestrutura disponível com o máximo aproveitamento possível e com o mínimo de sobrecarga, de modo a reduzir perdas (que chegam a 9,1 TWh /mês a nível nacional) e impactos ambientais (redução da emissão de CO₂ com geração descentralizada renovável); (10) Reduz a intervenção humana (menores possibilidades de erros) e os custos de manutenção do Sistema; (11) Incentiva a otimização de recursos e operação eficiente de um modo geral [SANTOS, 2013].

Algumas pesquisas e projetos P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) com a ANEEL foram financiadas para focalizar as indústrias e possíveis alterações no setor elétrico. Por exemplo - A CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), em 2013, lançou o projeto: “A energia na cidade do futuro”, que visa até 2018 reunir especialistas da área para debates ricos; A ênfase era discutir soluções para os desafios encontrados, e tenta construir uma visão para o futuro do setor elétrico. Dentre as hipóteses verificadas, foram reveladas características típicas do *Smart Grid*, salientando que entre as empresas há um consenso de que esse sistema compõe, de fato, um futuro próximo e benéfico para a nação [MANO, 2013].

Segundo a Fig. 2, as perdas por distribuição chegam a 21% no sudeste, região mais industrializada e maior consumidor de energia elétrica no país. As perdas não técnicas são as ligações clandestinas ao sistema. O Brasil possui já diversos marcos institucionais no sentido de preparar o país para a

mudança, como a PORTARIA MME 440/2010, CHAMADA ANEEL nº 011/2010 e o PLANO INOVA ENERGIA (2013) e possui diversos projetos pilotos, Fig. 3, com várias concessionárias do país: a CEMIG, ENDESA, COELSE, COPEL, dentre tantos outros... Totalizando nove projetos espalhados pelo Brasil [NÓBREGA, ANEEL, 2013].



Figura 2: Perda percentual Elétrica na Distribuição (Adaptado de ABINEE – DECON, 2013).

Apesar disso, a ABRADÉE, em 2013, fez a afirmação de que “*SMART GRID AINDA DEPENDE DE POLÍTICAS PÚBLICAS E DE FINANCIAMENTO PARA AVANÇAR NO BRASIL*”.



Figura 3: Projetos-piloto ativos no Brasil (ABRADÉE, 2013).

Faz-se importante rememorar que o *Smart Grid* é um composto de três blocos horizontais: (1) Automação da Distribuição (Distribution Automation: DA), (2) Medição inteligente e (3) Geração distribuída com armazenamento de energia. Vejamos no que essa afirmação da ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) se encaixa em cada um dos elementos a seguir.

3.1 Automação da Distribuição

Uma definição abrangente para a Automação da Distribuição de acordo com o NIST-SGIP (National Institute of Standards and Technology – *Smart Grid* Interoperability Panel): “toda automação utilizada no planejamento, engenharia, construção, operação e manutenção do Sistema de Distribuição, incluindo interações com o Sistema de Transmissão, com recursos de energia distribuídos interconectados e com interfaces automatizadas de clientes”. O núcleo de um sistema de automação é denominado SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), que une computação e comunicação para obter monitoramento e controle remoto dos equipamentos de uma Subestação.

Um dos grandes entraves no *Smart Grid* se refere à seleção de padrões e de tecnologias de comunicação, principalmente no que diz respeito à Automação da Distribuição, devido às diversas aplicações e exigências específicas rigorosas como, por exemplo, maior disponibilidade de rede e menor tempo de resposta na decisão de eventos críticos (p. ex. interrupções de fornecimento de energia elétrica). Há uma variedade de protocolos e padrões de comunicação, no entanto os mais significativos são aqueles que implementam o sistema SCADA, que já vem sendo aplicado neste processo de automação. Pois, o uso de protocolos comuns entre vários equipamentos é uma condição desejável para que se obtenha uma maior competitividade no setor. Os padrões proprietários sempre trazem consigo uma elevação nos preços e criam monopólios que são prejudiciais à modicidade tarifária [MME, 2010].

Dentre os mais importantes, podem ser citados: DNP3, IEC 60870-5-101/104, MODBUS, IEC

61850, IEC 60870-6/TASE.2) e IEC 62351 Parts 1-8 (padrão de segurança em operações de controle). Para selecionar os padrões de comunicação mais adequados, é imprescindível considerar os diversos cenários para a sua aplicação na Automação da Distribuição. Estes cenários podem variar de acordo com (i) intra - Subestação, (ii) inter - Subestações, (iii) inter - Campo e Subestação - Campo, (iv) Centro - de - Controle - Subestação, (v) intra - Centro - de - Controle, (vi) inter - Centro - de - Controle e (vii) Centro - de - Controle - Corporação [DONG, Wei, 2010]. Desse modo, cada localidade deve ser analisada para que o projeto da rede de telecomunicações seja o mais confiável e robusto possível para a operação da rede elétrica, além de ter implantação economicamente viável no projeto [CPQD, 2013].

Tudo isso possibilita listar alguns desafios do DA: (i) Equipamentos Elétricos e Eletrônicos: Controle e troca de informação utilizando redes de comunicação de dados; (ii) Sistemas de Comunicação: Protocolos e padrões, questões de segurança da informação; (iii) Gerenciamento e Processamento de Dados: Aspectos que abrangem desde a coleta, análise, armazenamento e provisão de dados dos usuários e aplicações, bem como sua validação; (iv) Integração de Sistemas: os aspectos de interligação e troca de informação entre múltiplos sistemas/entidades, identidade de dados que trafegam na rede, protocolos de comunicação e padrões de dados; (v) Aplicações de Software: os programas, algoritmos, cálculos e análises de dados. Há a necessidade de qualificação da mão-de-obra em áreas que abrangem engenharia de software, engenharia de sistemas, redes de comunicações, automação e sistemas elétricos de potência. Os principais fatores que influenciariam o desenvolvimento de softwares seriam os aspectos financeiros, regulatórios e legais - inexistentes atualmente, e com alto custo de implantação [ARAÚJO, VIEIRA, GUERRA, PEDROSA, BOCCUZZI, GUIMARÃES, BARBIERI].

No Brasil, o cenário atual apresenta o envolvimento de um pequeno número de concessionárias com iniciativas em Automação da Distribuição, e muitas diferenças entre as abordagens. Há a necessidade de um maior número de aplicações-piloto, maior número

de trabalhos envolvendo análise técnico-econômica das funcionalidades de DA (Automação da Distribuição) dentro do contexto da empresa, bem como ações coordenadas entre os diversos agentes para definição de um plano de maior abrangência com a maximização dos benefícios considerando as diversas opções existentes [KAGAN, 2011].

Um ponto que tem ganhado destaque nas discussões em todo o mundo é a questão da segurança da informação. Segundo relatório da Pike Reserch, cerca de 15% de todo o investimento em redes inteligentes será destinado a essa área nos próximos cinco anos. O fato da rede estar mais interligada aumenta a possibilidade de ataques.

3.2 Medição Inteligente (*Smart meter*)

Smart meter, ou medidor inteligente, 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. O medidor inteligente é um medidor digital com sensor adequado (p. ex. sensor de vazão de água) com aplicações que vão muito além da medição do consumo de energia ou recursos, registrando dados em intervalos de tempo configuráveis. Serve para monitorar e controlar sistemas HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning), PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicles), sistemas de iluminação, máquinas de lavar e eletro-eletrônicos com função standby.

Destaca-se que esta última pode gerar, somente nos EUA, conta anual de US\$ 870 milhões nos próximos anos. Estudos mostram que o maior estímulo à economia de luz é fazer com que os consumidores saibam quanto estão gastando. É por isso que o *smart meter* (com telecomunicações) foi capaz de diminuir o consumo em até 20% onde foi implementado [OGLOBO, 2012].

O cenário mundial apresenta-se bastante heterogêneo em relação ao grau de Automação na Distribuição. Isso ocorre, em parte, devido às prioridades das concessionárias em iniciarem a execução de programas de *Smart Grid* através de

sistemas de Medição Inteligente – como faz o Brasil (Fig. 1). Mantendo o foco na interoperabilidade da solução e nas funcionalidades, com o objetivo de melhorar o nível de informação sobre consumo, suportar tarifas horárias diferenciadas e avaliar a qualidade do fornecimento de energia [NEVES; BAGAROLLI].

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 [ABINEE, 2010]. Nas contas do governo são necessários US\$ 32 bilhões – ou mais de R\$ 70 bilhões em dinheiro de 2013 – para promover toda a substituição dos equipamentos necessários, desde os switches aos 74 milhões de medidores de energia residenciais, comerciais e industriais do país. É uma operação que envolve nada menos do que 63 concessionárias de distribuição de energia [GROSSMANN, 2013].

O *Smart meter* possui um papel fundamental para o sistema de feedback da DA (Automação da Distribuição), além de aumentar o nível de monitoramento da rede elétrica. Para os usuários, permite a detecção imediata de falhas nos medidores, maior confiança do consumidor, fatura mais precisa, modicidade tarifária e gerenciamento do perfil de consumo pelo próprio usuário despertando a consciência do uso racional de energia. Para as concessionárias, facilita o gerenciamento de falhas e quedas de energia, gestão de ativos, promovendo melhor qualidade e confiabilidade de seus serviços. Reduzirá significativamente custos operacionais (fatura, manutenção de call center's...) e os erros de leitura [VIEIRA].

O Sistema de Medição típico para Redes Elétricas Inteligentes é composto de um Centro de Medição, medidores de energia elétrica e pela infraestrutura de comunicação. Em geral essa infraestrutura de comunicação está organizada em três enlaces distintos: (1) distribuidora – concentrador; (2) concentrador – medidor; (3) medidor – equipamentos domésticos. Os concentradores de dados realizam a tarefa de reunir os dados dos consumidores para enviá-los à concessionária e também são o canal para informações ou ordens da concessionária para o

consumidor. No entanto, um dos grandes desafios impostos pelos medidores inteligentes é a necessidade de lidar com uma grande quantidade de dados medidos e transformá-los em informações úteis tanto à distribuidora quanto ao consumidor. Para atender a essa necessidade, os fabricantes em geral oferecem softwares para gerenciamento dos dados medidos conhecidos como Gerenciadores de Dados da Medição (MDM – Metering Data Management). O MDM é o responsável pelo tratamento de todas as informações oriundas dos sistemas (físicos) de medição [MME, 2010].

Outro fator importante é a política de tarifas diferenciadas que poderá ser aplicada a partir da instalação do *smart meter* (medidores digitais). O efeito estimulador das tarifas é de grande impacto, pois a implantação de tarifas com preços diferenciados em horários predeterminados do dia, que já é utilizado em grandes consumidores industriais, consegue-se a transferência de determinada parcela da carga do período de ponta da curva de carga para outros horários, possibilitando, assim, uma melhor distribuição de carga ao longo do dia (melhoria da modulação e do fator de carga do sistema). Isto também só é possível com a instalação de medidores inteligentes [MACEDO; GALO, 2014].

Especialistas estimam que, em uma década, o país terá um *Smart Grid* maduro. 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 disso estará sendo investido em medidores inteligentes (US\$ 17,8 bilhões), que devem somar 74,1 milhões de aparelhos naquele ano. No Brasil, a medição eletrônica é utilizada principalmente em grandes unidades consumidoras (p. ex., UCs do grupo A), subestações e pontos de intercâmbio de energia. Já a medição eletrônica para consumidores do grupo B encontra-se em “fase embrionária”, aguardando a regulamentação da Aneel. A norma da Aneel deveria ter saído em 2011, mas as discussões avançaram sobre o prazo por causa do custo do medidor. Custo inicial: Só a troca de medidores custará ao país 13,2 bilhões de reais [AMCHAM, 2013] e os medidores digitais possuem vida útil menor em comparação com os medidores eletromecânicos já instalados (25 anos

para 13 anos), Fig. 4 [FAGUNDES, 2012].

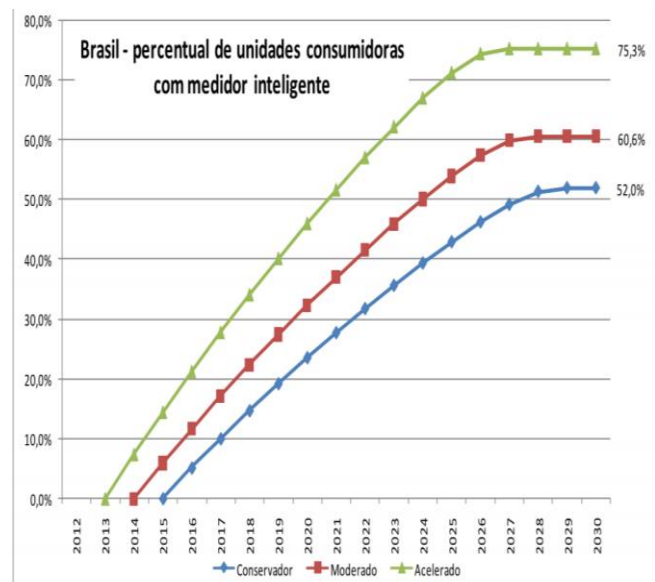


Figura 4: Cenário para Medição Inteligente no Brasil (ABRADEE, 2012)

Os desafios para a implantação do *smart meter* são inúmeros, a começar pelo (i) grande capital de investimento, especialmente em medidores inteligentes, (ii) a necessidade do projeto de um sistema de comunicação que permita robustez, expansão e segurança e (iii) a falta de consenso na padronização de interfaces e protocolos [MME, 2010]. Medidores inteligentes podem fazer parte de uma *Smart Grid*, porém, de acordo com o senso atual, sozinhos não constituem uma *Smart Grid*.

3.3 Geração Distribuída (GD) e Armazenamento de Energia

Segundo o Decreto nº 5.163, de 2004, enquadra-se no conceito de geração distribuída aquela proveniente de fontes renováveis de energia e com potência instalada inferior a 30 MW. Além da potência reduzida, a geração distribuída de pequeno porte geralmente está conectada na rede de baixa tensão.

Com a meta de diminuir o uso de fontes não renováveis e poluentes, e recrudescer a produção de EE (Energia Elétrica), a geração distribuída (GD) surge como uma alternativa para o crescimento populacional no Brasil, sendo capaz de aliviar a sobrecarga e o congestionamento do sistema de

transmissão, proporcionando confiabilidade e diminuindo perdas por transporte de EE (Energia Elétrica). Estima-se que “a geração distribuída pode chegar a 30% de toda a energia produzida no Brasil em 30 anos” [AMCHAM, 2012]. A Geração Distribuída consiste em incentivar os consumidores a serem fornecedores de EE, através de medidores bidirecionais associados a fontes de energia renováveis instaladas em suas residências, utilizando principalmente da luz solar fotovoltaica, eólica e biomassa para a geração de energia elétrica, o que já acontece em muitos países, como indica a Fig. 5.

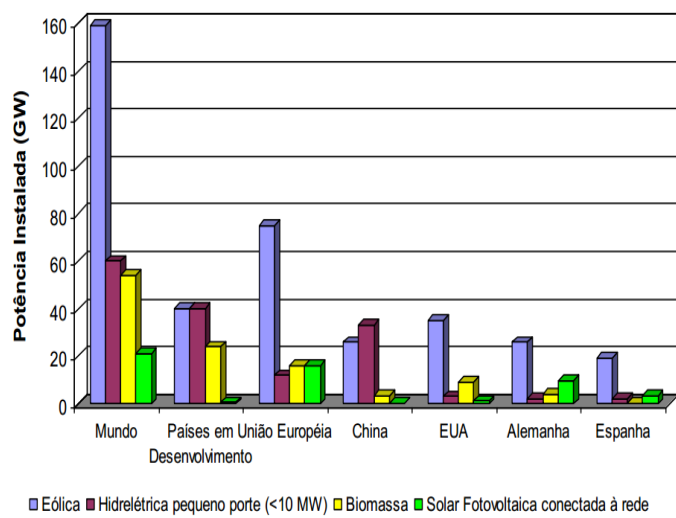


Figura 5: Geração Distribuída no Mundo (Fonte: RENEWABLES 2010 - GLOBAL STATUS REPORT).

A capacidade instalada das centrais de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 111.618 MW em 2011 para um total de mais de 68 milhões de consumidores e 441.734 GWh de consumo, conforme Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL. A geração brasileira é altamente centralizada, sendo 83.276 MW (74,6%) de usinas hidroelétricas, incluindo a parcela de Itaipu disponível para o Brasil, 18.235 MW (16,3%) em usinas termoeletricas convencionais e nucleares e 10.107 MW (9,1%) em PCHs, Usinas a Biomassa e Eólicas [ANEEL, 2012]. Nesta situação apresentada o Brasil se vulnerável ao tempo seco, com poucas chuvas, como aconteceu em 2013, quando houve um aumento no consumo da energia fornecida pelas termoeletricas, mais suja e mais cara do que a gerada pelas hidrelétricas. O

Tesouro Nacional pagou quase R\$ 10 bilhões para compensar esse gasto extra. Para 2014, o setor estima que essa conta chegue quase ao dobro [HERÉDIA, 2014].

No Brasil, há projeções em médio e longo prazo, de que as redes elétricas inteligentes se tornem realidade com a participação do consumidor no gerenciamento e na produção de energia elétrica [CGEE, 2012]. De regulamentação vigente, atualmente temos a Lei 10848/04 e o Decreto nº. 5.163/04 – A regulamentação permite a obtenção de GD (Geração Distribuída) pelas distribuidoras, respeitando o limite de 10 % de sua carga, porém a aquisição de Geração Distribuída não está em conformidade com as normas [COGEN, 2013]: instalação de determinados equipamentos (por exemplo, medidores bidirecionais, pequenos geradores elétricos, etc.); facilidade na compra e instalação da placas solares (pois a mesma não é fabricada no Brasil tornando-as mais caras [PITUAÇÚSOLAR, 2014]).

A geração distribuída de pequeno porte conectada na rede de distribuição (inclusive em baixa tensão) enfrenta barreiras técnicas, regulatórias e legais para conexão, comercialização da energia, assim como dificuldades para viabilizar economicamente os projetos. Sendo percebida numa insuficiência legislativa em alguns tópicos fundamentais, como: Fornecimento de excedentes de energia elétrica a rede de distribuição em baixa tensão, a remuneração desse excedente de eletricidade, padrões e normas técnicas para os inversores ligados a rede para regulamentar as características físicas e elétricas desses equipamentos, padrões para evitar a energização indevida das linhas de distribuição quando for desativada, uma definição de como serão partilhados os custos de manutenção e operação do sistema e como serão divididas as responsabilidades por danos ao sistema de distribuição e a equipamentos de terceiros. Faltam também ferramentas de simulação e coordenação que serão fundamentais para a expansão do Setor Elétrico – precisam ser aperfeiçoadas a fim de integrar em seus estudos o impacto de um elevado número de microgeradores próximos aos centros de carga [MME, 2012].

Na Alemanha para se instalar um sistema fotovoltaico entre meados de 2013 estava em torno de

1,69 mil euros por quilowatt de potência (kWp). No Brasil, o custo varia entre 7 a 10 mil reais por kWp [AMERICA DO SOL, 2013]; o armazenamento dessa energia gerada seria possível por meio de baterias, que são de custo elevado [FEAM, 2013] e possuem vida útil pequena. Porém o governo japonês trabalha para promover a eficiência energética e a pesquisa em novas baterias capazes de armazenar grandes quantidades de energia a preços mais satisfatórios [MME, 2010].

A geração distribuída possui muitas vantagens: modifica a curva de carga atendida pelas grandes centrais (favorecendo a adoção de fontes renováveis, permitindo melhor manejo das hidrelétricas e a desativação das usinas termelétricas), o custo de instalação de fontes renováveis torna-se competitivo com o custo de pequenos geradores a combustíveis fósseis (sendo mais viável por não necessitar de insumos), tende a reduzir o carregamento das Linhas de Transmissão e Distribuição diminuindo a necessidade de um maior investimento nesses sistemas (visto que parte da demanda será suprida pela Geração Distribuída – haverá postergação de investimentos em Centrais Elétricas Convencionais e a inserção de novas fontes na matriz energética, aumentando a segurança energética do sistema, diminuindo o risco de racionamento, aumentando a qualidade da energia, adotando novos modelos de negócio com tarifas de acordo com a necessidade do consumidor), e possibilita e facilita a auto-recuperação do sistema: detecta, analisa e restaura falhas na rede autonomamente.

Muitas instituições buscaram alternativas e soluções para implantação do *Smart Grid* já em algumas cidades do país: como a COPEL, que trabalhou para implementar um sistema de veículos elétricos e vem testando uma plataforma de tecnologia com base em rede inteligente em Fazenda do Rio Grande – região metropolitana de Curitiba. Tais iniciativas fazem parte de programas que visam transformar Curitiba numa cidade digital até 2014 (e outras cidades). A CELESC tem investido em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento relacionados à demanda em Florianópolis, sistema de medição em Blumenau e em planejamento da rede de distribuição e geração sustentável de energia

[QUINTEIRO PICA *et. al.*, 2011]. A companhia Eletrobrás investe na cidade de Parintins focando na análise das tecnologias digitais, nos hábitos do consumidor e no relacionamento entre a Companhia e o consumidor: cerca de quinze mil pessoas participaram [GRUDTNER, 2012]. Além de muitas outras iniciativas públicas e privadas em todo o território nacional para fomentar o *Smart Grid*.

Recomenda-se que as políticas públicas a serem adotadas devem contemplar toda a cadeia produtiva, e devem levar em conta dois aspectos vitais: A interoperabilidade (um sistema complexo, formado por vários sistemas independentes com funções especializadas que precisam funcionar integrados compartilhando informações), por meio do uso de padrões abertos [ANEEL, 2010]. Este protocolo de interoperabilidade estabelecerá um modelo de referência global de interoperabilidade e uma base de conhecimento que pode ser utilizada na aplicação do *Smart Grid* no Brasil, principalmente, por concessionárias que estão desenvolvendo roteiros para a sua infraestrutura, por fabricantes que estão planejando aplicações e sistemas de *Smart Grid*, por cientistas que estão realizando pesquisas, por governos que estão elaborando regulamentos e por organizações de desenvolvimento de padrões (ODP) que estão preparando padrões adicionais para o *Smart Grid* [IEEE, 2011].

A segurança cibernética, para evitar ataques e invasões às subestações de energia; e o envolvimento do consumidor no processo, que passará a ter um papel ativo (papel ainda pouco esclarecido para as unidades consumidoras em geral – principalmente de segmentos não-industriais). Uma informação destaca: 90% das inovações que o sistema requer serão destinadas para o espaço entre as subestações e o consumidor, onde houve poucos investimentos nos últimos anos [LIMA, 2014].

O *Smart Grid* é uma tendência mundial que apresenta exatamente estas características e funcionalidades, pois faz o sistema elétrico funcionar como uma grande rede interligada, onde há forte interação entre concessionária e consumidores, de forma bidirecional que possibilita uma gestão de energia com a participação efetiva dos consumidores, possibilitando uma descentralização na geração de

energia [MACEDO; GALO, 2014].

Evidentemente que no caso do Brasil, um longo caminho deverá ser percorrido e existem muitas questões e obstáculos técnicos, econômicos, de legislação e de recursos humanos a serem vencidos, apesar de parte do sistema elétrico (alta e média tensão) apresenta avanços consideráveis na automação de seus processos. Porém, pode-se observar que há o surgimento de um novo ambiente cheio de oportunidades no desenvolvimento de aplicações para o *Smart Grid*, a partir de novos algoritmos, uso de técnicas inteligência artificial para apoio a decisão, ferramentas de controle de qualidade, aplicações na geração distribuída, entre outros. [MACEDO; GALO, 2014].

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

4.1 Conclusão

Com todos os dados expostos, é coerente refletir que todo e qualquer investimento deveria ser empregado após ser traçado todo o plano legislativo nacional, com a devida padronização de medidores (não é necessária uma alteração radical na estrutura elétrica para esse incremento, somente uma cautela maior na escolha do medidor eletrônico) e sistemas operacionais (telecomunicações, segurança cibernética, interoperabilidade...), com tecnologias e metodologias especificadas, e a instituição de bases operacionais junto a todas as concessionárias do país para realizar essa mudança em conjunto (já que o *Smart Grid* é uma rede interligada, deveria haver uma mesma diretriz para todos, o que não acontece por causa de divergências regionais). Pois devido às características de relevo e às diferentes aplicações envolvidas em cada projeto, até o momento não foi identificada uma única solução de telecomunicações que atendesse às características presentes nas diversas regiões do Brasil. Não há como desenvolver expectativas nos prazos estipulados para a integração das redes inteligentes no Brasil, tendo em vista que muitos prazos para esse projeto não foram cumpridos devidamente.

No Brasil temos pesquisadores, empresas, regulação, ciência e tecnologia, alguns projetos

pilotos, mas precisamos sincronizar tudo isso para aproveitarmos essa oportunidade de mercado de modo que haja participação efetiva da indústria nacional (SETEC, 2014).

4.2 Propostas para trabalhos futuros

Embora as indústrias possam se reunir e tomem ações precedendo a instalação dessa rede, e hajam pesquisas e projetos nesse sentido (P&D), ainda é insuficiente. São muitas as barreiras tarifárias, e não há fomento específico e efetivo à geração distribuída, nem existe ainda um mercado varejo de energia descentralizada, renovável (leilões regularizados para a sociedade) – muito menos há um escopo informando quando todas essas coisas estarão regularizadas. Sugerem-se mais programas de qualificação e capacitação visando modificar a mentalidade do profissional desse setor. Há a necessidade de mais trabalhos com finalidade de exposição mais técnica a respeito de cada pilar do *Smart Grid* no contexto apresentado nesse estudo, principalmente no quesito de inovação.

A implantação do *Smart Grid* se apresenta como uma das principais alternativas, tendo em vista as grandes transformações positivas que irá acrescentar na área elétrica, exclusivamente na Distribuição Elétrica Brasileira.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem primeiramente a Deus, e depois aos familiares e amigos, que proporcionaram forças e capacidade para realizar esse trabalho. Também ao apoio da Prof^a. Dr^a Maria das Neves, professora de máquinas elétricas do Instituto Federal da Bahia e orientadora do Programa Petrobras de Formação de Recursos Humanos (PFRH), pela dedicação de tempo e disposição de conhecimento na orientação neste trabalho, ao fornecer material de pesquisa e referências bibliográficas para que o artigo desenvolvido crescesse em nível de qualidade e excelência. À Petrobras por financiar as nossas pesquisas, nos proporcionando maior acessibilidade à congressos e materiais de qualidade. Também ao Prof. Dr. Ginalber L. O. Serra, Editor chefe

desta prestigiada revista, pela oportunidade de publicação do referido trabalho nessa revista.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL., *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 2010.

AMCHAM., ANEEL: *troca de medidores brasileiros custará R\$ 13,4 bi*. Disponível em <<http://www.amcham.com.br/competitividade-brasil/noticias/aneel-troca-de-medidores-brasileiros-custara-r-13-4-bi>> Acesso em 18 de Abril de 2014.

AMÉRICA DO SOL, Instituto ideal - Renewable 2010 Global Status Report. *Custos*.

ANEEL, Agencia Nacional de Energia Elétrica, *Relatório de Gestão exercício*, 2012.

ARAÚJO, JOSIAS MATOS DE. *A transformação do setor elétrico mundial. Smart Grid Fórum/2013*. São Paulo, 2013.

BARBOSA, W. P.; AZEVEDO, A. C., *Geração Distribuída: Vantagens e desvantagens*. Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM), 2014.

CALABRÓ. L., *Geração Distribuída (GD)*. Associação da Indústria de Co-geração de Energia (COGEN), 2013.

CARDOSO, G., *Uma visão crítica do cenário da geração distribuída no Brasil*. Dissertação de mestrado em Energia. Universidade Federal do ABC. Santo André, 2009.

CGEE. C&T Inovação - BR. *Estudo traz informações sobre as Redes Elétricas Inteligentes (REI) no Brasil*, 06 de Maio de 2013.

CPQD, NEVES, L. C.; BAGAROLLI, A., *Os desafios da implementação dos projetos-piloto de Smart Grid no Brasil*. Cad. CPqD Tecnologia, Campinas, v. 9, n. 1, p. 15-22, jan./jun. 2013.

DONG, Wei; YAN, Lu; JAFARI, M.; SKARE, P.; ROHDE, K., *An integrated security system of protecting Smart Grid against cyber attacks*. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010, vol., no., pp.1-7, 19-21 Jan. 2010.

ELDORADO, Gilson Paulillo, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Smart Grid: o Brasil sabe aproveitar?*, Porto Alegre, 2013

ELETROBRÁS. *A Eletrobrás e as redes inteligentes*. Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. São Paulo, 2011.

FAGUNDES, Eduardo. *Smart Grid: como serão remunerados os investimentos?*, 24 de Junho de 2012.

G1, HERÉDIA, Thaís. *Setor elétrico do Brasil é tudo, menos “planejado” e preparado*, 04 de Fevereiro de 2014.

GONÇALVES VIEIRA, J.; GRANATO DE ARAÚJO, S. *Automação da Distribuição e Smart Grid*. Smart Grid News. Goiás, 2011.

GROSSMANN, OSVALDO, Luís. *Convergência Digital. Governo planeja subsidiar R\$ 70 bilhões para Smart Grid via BNDES*, 13 de Novembro de 2013.

GRUDTNER, Wilson. Ministério de Minas e Energia / Cigré Brasil. *EletroEvolução*. Revista ISSN 1806-1877 nº 66, Março de 2012.

IEEE SMART GRID. *Energy department's investment grant program advances rapidly, as scheduled*. Disponível em <<http://smartgrid.ieee.org/february-2013/793-energy-department-s-investment-grant-program-advances-rapidly>>

-as-scheduled > Acesso em 16 de Abril de 2014.

KAGAN, N. *Automação da Distribuição Avançada. Palestra integrante do III Seminário Internacional de Smart Grid (III SISG)*, CPqD, Campinas-SP, junho de 2011.

LIMA, Cláudio, *Smart Grids IEEE P2030*. IEEE. 2011.

MACEDO, M. N. Q.; Galo J. J. M., *Oportunidades e desafios do GLD no ambiente Smart Grid*. Conferência Internacional REGSA. Universidade Federal da Bahia, Brasil, 2014.

MANO, Fernando. *A transformação do Setor Elétrico Mundial*. Diretoria de Estratégia & Inovação CPFL. *SMART GRID FÓRUM/2013*. São Paulo, 2013.

MCTI, Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação. *Smart Grid é prioridade em plano de R\$ 3 bi do governo*, 2013

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Grupo de trabalho de redes elétricas inteligentes*. Relatório: *Smart Grid*. [S.l.]: MME, 2010.

MME, Ministério de Minas e Energia, *Relatório Nacional do Balanço de Energia*, 2012.

OGLOBO, SETTI, Rennan. 'Smart Grid' vai turbinar a rede elétrica do país, Rio de Janeiro, 20 de Maio de 2012.

ONS – Operador Nacional do Sistema., *Relatório de Gestão do Exercício 2012*. 2012.

SAFFRE, F.; GEDGE, R. *Demand-side management for the Smart Grid*, in Proc. IEEE/IFIP Network Oper. Manage. Symp. Workshops (NOMS Wksp), Apr. 2010, pp. 300–303.

SANTOS, M. J., *Smart Grid no Brasil: até quando esperar?*, Universidade de São Paulo/ Instituto de Energia e Ambiente (USP/IEE). São Paulo, 2013.

SANTOS, Marcos José Rodríguez dos. Quinteiro Pica et al. *Redes Inteligentes e a sua implantação no Brasil*, 21 de Dezembro de 2011.

SETEC, Portal Brasil / CPFL Energia. *Brasil avalia experiências em redes elétricas inteligentes*, 16 de Julho de 2014.

SMART ENERGY, LIMA, Claudio. *Smart Communities no Contexto de Smart Grid e Geração Distribuída*, Paraná, 08 de Maio de 2014.

TELESÍNTESE. Claudio Lima. *Smart Grid ainda depende de políticas públicas e de financiamento para avançar no Brasil*. Disponível em <<http://www.telesintese.com.br/smart-grid-ainda-depender-de-politicas-publicas-e-de-financiamento-para-avancar-no-brasil-diz-abradee/>> Acesso em 20 de Abril de 2014.

VASQUEZ, J.; GUERRERO, J.; MIRET, J.; CASTILLA, M.; VICUÑANDA, L., *Hierarchical control of intelligent microgrids*, IEEE Ind. Electron. Mag., vol. 4, no. 4, pp. 23–29, Dec. 2010.

VEZDOBASIL, Katie Fehrenbacher. <<http://www.vezdobrasil.com.br/brasil-o-proximo-mercado-para-redes-inteligentes/>> Acesso em 20 de Abril de 2014

BIOGRAFIA DOS AUTORES



Vitor M. Péres é Pesquisador, bolsista da Petrobrás e estudante de eletrotécnica. Apresentou um artigo juntamente com os autores desse trabalho no CONNEPI de 2013 com o título: O biodiesel na Bahia – capacidade atual e potencialidades futuras. Possui um projeto com o LCM (Laboratório de Caracterização de Materiais) e outro com o GPEND (Grupo de Pesquisa de Ensaios Não-Destrutivos). Possui curso em Inversores de Frequência, Segurança em Elétrica, Algoritmos

bio-inspirados e a sua aplicação na otimização de problemas eletromagnéticos.



Marcus V. B. Campos é Estudante do curso de Eletrotécnica do Instituto Federal da Bahia, bolsista do convênio entre o IFBA e a Petrobras (PFRH), participante do CONNEPI 2013 e como co-autor da edição 2014

onde os temas foram respectivamente: O biodiesel na Bahia - capacidade atual e potencialidades futuras e *Smart Grid* - A solução para a distribuição elétrica brasileira.



Thon Lean Santana Liang Estudante de Eletrotécnica no Instituto Federal de Ciência e Tecnologia da Bahia; bolsista da Petrobras no convênio do PFRH-029. Apresentador do artigo juntamente com os autores

desse trabalho no VIII e IX Congresso de Pesquisa e Inovação da Rede Norte e Nordeste de Educação Tecnológica – CONNEPI.