

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

RUBENS VALLIERI JUNIOR

Redes elétricas inteligentes: Dificuldades e desafios na implantação de um projeto piloto para infraestrutura avançada de medição

São Paulo
2016

RUBENS VALLIERI JUNIOR

Redes elétricas inteligentes: Dificuldades e desafios na implantação de um projeto piloto para infraestrutura avançada de medição

Trabalho de conclusão do curso de especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Smart grid, smart meter, eficiência energética
Orientador: Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni

São Paulo
2016

Catálogo-na-publicação

Vallieri, Rubens Junior

Redes elétricas inteligentes: Dificuldades e desafios na implantação de um projeto piloto para infraestrutura avançada de medição / R. J. Vallieri -- São Paulo, 2016.

85 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Smart grid 2.smart meter 3.eficiência energética I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

AGRADECIMENTOS

Aos meus familiares, pelo apoio sempre presente.

A todos os amigos de turma, pelo apoio e convívio em mais essa etapa de minha vida.

Ao professor Dr. José Aquiles Baesso Grimoni, por me orientar na elaboração desse trabalho.

Ao Professor José Roberto Simões Moreira por sua constante atenção e dedicação a todos.

RESUMO

A Infraestrutura Avançada de Medição (AMI) é apontada por especialistas como o primeiro passo para implantação da Rede Elétrica Inteligente (REI). A implantação dessa infraestrutura inclui uma infinidade completa e integrada de soluções de comunicação e dispositivos, tendo o Medidor Inteligente de Energia o principal dispositivo nessa infraestrutura.

Esse documento apresenta os conceitos básicos de *smart grid* (rede inteligente) e *smart meter* (medidor inteligente), demonstrando de forma geral a evolução dos medidores e o como o uso dos medidores inteligentes de energia associados a uma infraestrutura de comunicação podem contribuir para a eficiência energética. Por final, é apresentada e discutida as principais dificuldades e desafios que as distribuidoras de energia e fabricantes de equipamentos e integradores de soluções tecnológicas estão enfrentando na implantação de projetos pilotos de *smart grid* e *smart metering* (medição inteligente).

Palavras-chave: *Smart Grid*, Infraestrutura Avançada de Medição, *Smart Meter*, Rede Elétrica Inteligente, Eficiência Energética.

ABSTRACT

The Advanced Metering Infrastructure (AMI) is pointed to by specialist as the first step towards implementation of the Smart Grid. The implementation of this infrastructure includes a complete and integrated array of communication solutions and devices, and smart energy meter the main device that infrastructure.

This document presents the basic concepts of Smart Grid and Smart Meter, showing the general evolution of the meters and as the use of intelligent energy meters associated with a communications infrastructure can contribute to energy efficiency. By the end it is presented and discussed the main difficulties and challenges that the energy distribution and technology solutions integrators and equipment manufacturers are facing in the implementation of pilot projects of Smart Grid and Smart Metering.

Keywords: Smart Grid, Infra Structure Advanced Metering, Smart Meter, Intelligent Network, Energy Efficiency.

LISTA DE IMAGENS

Figura 1 – Rede de energia de forma convencional ³	25
Figura 2 – Visão geral de uma smart grid ⁶	27
Figura 3 – Níveis de comunicação em uma AMI ⁶	28
Figura 4 – Geração distribuída ³	30
Figura 5 – Sistema de armazenamento por baterias estacionárias de alto desempenho ¹³	34
Figura 6 – Ponto de recarga de veículos elétricos em Paris, França ¹⁴	35
Figura 7 – Luminária Led com comunicação RF ¹⁸	38
Figura 8 – Medidor eletromecânico de energia ²²	42
Figura 9 – Medidor eletrônico de energia convencional ²³	43
Figura 10 – Medidores inteligentes de energia ²⁷	45
Figura 11 – Medidor pré-pago com recarga via chave eletrônica ³⁰	49
Figura 12 – Medidor pré-pago com recarga via cartão inteligente ³¹	49
Figura 13 – Medidor pré-pago com recarga via teclado alfanumérico ³⁰	50
Figura 14 – Monitor residencial de energia ³⁷	55
Figura 15 – Localização dos projetos de smart grid no Brasil ⁴⁰	59
Figura 16 – Custo de uma infraestrutura avançada de medição ⁶	66
Figura 17 – Infraestrutura de comunicação smart grid (arquivo pessoal)	68
Figura 18 – Infraestrutura de comunicação para smart grid (arquivo pessoal)	69
Figura 19 – Instalações típicas de medidores (arquivo pessoal)	73
Figura 20 – Caixa concentradora de medição ⁴³	74
Figura 21 – Instalação de medidores inteligentes de energia (arquivo pessoal)	76
Figura 22 – Unidade móvel da distribuidora EDP ⁴⁷	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipo de Medidor utilizado por Região (2009) ²¹	41
Tabela 2 – Quantidade de medidores pré-pagos no mundo ²⁸	51
Tabela 3 – Acréscimos anuais de carga 2016 – 2020 ³⁴	53
Tabela 4 – Consumo de energia por setor ³⁵	54
Tabela 5 – Objetivo dos principais projetos de smar grid no Brasil (adaptado de ⁴⁰).	61
Tabela 6 – Medidores instalados nos projetos pilotos (próprio autor)	61
Tabela 7 – Percentual da ROL aplicado em P&D no Setor Elétrico ⁴⁰	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI – Advanced Metering Infrastructure
AMR – Automatic Meter Reading
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANATEL – Agência Nacional de Telecomunicações
AMM – Automated Meter Management
AMM+UM – Automated Meter Management + Multi-utility
BT – Baixa Tensão
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
DA – Distribution Automation
DES – Distribuição de Energia Armazenada
DR – Demand Response
DSM – Demand Side Management
EPRI - Electric Power Research Institute
GPRS – General Packet Radio Service
GSM – Global System for Mobile Communications
GD – Geração Distribuída
GLD – Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GW – Gigawatts
HAN – Home Area Network
INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
IP – A Iluminação Pública
IED – Intelligent Electronic Devices
IEEE – Institute of Electrical and Electronic Engineers
IP – Internet Protocol
LAN – Local Area Network
LED – Light Emitting Diode
MT – Média Tensão
MME – Ministério de Minas e Energia
MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PLC – Power Line Communication

PIB – Produto Interno Bruto

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

RF – Rádio Frequência

ROL – Receita Operacional Líquida

SEP – Sistema Elétrico de Potência

VE – Veículo Elétrico

VH – Veículos Híbridos

WAN – Wide Area network

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	JUSTIFICATIVA	21
1.2	OBJETIVO.....	22
1.3	METODOLOGIA.....	22
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	23
2	REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES.....	25
2.1	CONCEITO DO SMART GRID	26
2.1.1	INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO AVANÇADA (AMI).....	27
2.1.2	AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO.....	28
3	MEDIDORES DE ENERGIA	41
3.1	MEDIDORES ELETROME CÂNICOS.....	41
3.2	MEDIDORES ELETRÔNICOS CONVENCIONAIS	42
3.3	MEDIDORES ELETRÔNICOS INTELIGENTES.....	44
3.3.1	MEDIDORES ELETRÔNICOS PRÉ-PAGOS.....	47
4	SMART METERING E A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	53
4.1	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA	55
5	PROJETOS-PILOTO	59
5.1	PRINCIPAIS PROJETOS PILOTOS EM ANDAMENTO NO BRASIL	59
6	DIFICULDADES E DESAFIOS NA IMPLANTAÇÃO DE UM PROJETO PILOTO DE MEDIÇÃO REMOTA EM BAIXA TENSÃO	63
6.1	ARQUITETURA E TECNOLOGIA A SEREM ADOTADAS.....	63
6.2	CUSTOS.....	65
6.3	INFRAESTRUTURA DE TELECOMUNICAÇÕES	67
6.4	TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO.....	69
6.5	INSTALAÇÃO DOS MEDIDORES	72
6.5.1	PADRÃO DAS INSTALAÇÕES	72
6.5.2	MÃO DE OBRA ESPECIALIZADA	75
6.5.3	ENVOLVIMENTO DO CONSUMIDOR E AVALIAÇÃO DE SEU COMPORTAMENTO.....	76
6.5.4	DESAFIOS RELATIVOS À REGULAMENTAÇÃO.....	78
7	CONCLUSÃO	79
	REFERÊNCIAS.....	81

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

O Sistema Elétrico de Potencia (SEP) no Brasil ainda que de forma lenta aos poucos está passando por modernizações. Essas modernizações na sua maioria estão aplicadas a geração e transmissão de energia elétrica, que de certa forma já apresentam um grau mínimo aceitável de monitoramento e controle.

Porém, quando se fala da distribuição de energia elétrica, em quase 100% dos casos quando disponível, a automação e controle se limitam apenas as subestações de energia e circuitos alimentadores de maior importância para as distribuidoras. Normalmente o que se nota é que, a automação e o controle estão limitados a operações locais onde praticamente não existe monitoramento em tempo real de importantes variáveis do sistema como a tensão fornecida as cargas ou os valores das correntes que circulam pela rede.

O grande aumento na demanda por energia elétrica nas últimas décadas e o crescimento dos sistemas interligados de geração, transmissão e distribuição multiplicou as interligações entre os sistemas elétricos existentes tornando a operação e o controle destes sistemas uma atividade extremamente complexa, fazendo com que as distribuidoras de energia elétrica saíssem em busca de alternativas e soluções tecnológicas para realizar tal controle. Além dessa questão, o crescente aumento na demanda por energia elétrica implica na constante necessidade de aumento da produção, gerando a necessidade de ampliação e construção de novas fontes geradoras de energia bem como a expansão dos meios de transmissão e distribuição desde as grandes unidades geradoras até os consumidores finais.

Devido aos altos custos na criação de novas fontes geradoras de energia e as dificuldades relacionadas à expansão física dos meios de transmissão e distribuição de energia, torna-se atrativo para as concessionárias de energia a conscientização dos consumidores finais sobre os impactos relacionados ao consumo exagerado de energia, ou através da ótica do consumidor, os benefícios da utilização racional e eficiente de energia elétrica.

Neste contexto, surgiram as *smart grids* e os *smart meters*, ou redes inteligentes e medidores inteligentes, respectivamente, tornam-se uma realidade cada vez mais próxima dos consumidores residenciais mundo afora. Esse conceito surgiu na década de noventa, devido à necessidade de reestruturação das redes para uma adaptação a um novo patamar de desenvolvimento.

As *smart grids*, como redes elétricas inteligentes, permitem uma maior interação do usuário com o sistema, uma vez que são capazes de integrar os comportamentos e ações de todos os usuários conectados, disponibilizam acesso a informações de consumo e permitem ao usuário participar, inclusive, na geração de energia. O principal objetivo dessas redes é criar um sistema com perdas reduzidas, maior qualidade e segurança no fornecimento¹.

Os elementos básicos necessários para o funcionamento das *smart grids*, são os *smart meters*, medidores que disponibilizam informações de consumo em tempo real e permitem comunicação de duas vias entre o consumidor e os centros de distribuição, o que permite as concessionárias a leitura remota do consumo, e ao usuário informar quedas de energia ou defeitos no medidor¹.

No Brasil, assim como ocorreu em alguns países europeus e Estados Unidos nos últimos anos, vêm desenvolvendo estudos com foco nos impactos relacionados à introdução destas novas tecnologias, e diante dos resultados favoráveis apresentados pelos estudos, e casos de sucesso ao redor do mundo, fez com que as distribuidoras de energia elétrica iniciassem a implantação de vários projetos pilotos de *smart grid* e *smart metering*.

1.2 OBJETIVO

O objetivo desse trabalho é fornecer uma visão geral sobre *smart grid* e *smart meter*, como o uso dos medidores inteligentes de energia associados a uma infraestrutura de comunicação podem contribuir para a eficiência energética e as principais dificuldades e desafios enfrentados na implantação de um projeto piloto de um sistema avançado de medição remota ou mais conhecido mundialmente por *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), sendo este o primeiro passo para a implantação do conceito de *smart grid*.

1.3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste estudo foi pesquisa bibliográfica, complementadas por experiências práticas no ponto de vista de fabricante e integrador de soluções para AMI, vivenciadas durante a implantação de alguns dos principais projetos pilotos de *smart grid* no Brasil.

O tema abordado neste trabalho foi a implantação de projetos pilotos de *smart grid* com foco na implantação das redes AMI, e em sua pesquisa bibliográfica foram consultados acervos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Agência Nacional de

Telecomunicações (ANATEL); Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO); Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE); Ministério de Minas e Energia (MME); Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), Revistas, Artigos e Dissertações que abordam temas relacionados a área do estudo; entre outros.

Os materiais utilizados para a elaboração deste trabalho foram consultados por meio de artigos e páginas na Internet de livre acesso. Algumas informações e fotos são de arquivos pessoais e foram realizadas em campo durante as etapas de instalação de projetos pilotos.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além do presente capítulo, que mostrou um breve contexto do trabalho e principais objetivos, este trabalho estrutura-se com mais seis.

No segundo capítulo é realizada uma descrição sobre redes elétricas inteligentes descrevendo o conceito de *smart grid* e seus principais subsistemas.

O terceiro capítulo aborda os medidores de energia, descrevendo e demonstrando os principais tipos de medidores utilizados no Brasil aplicados a medição do grupo B, bem como descreve e detalha o medidor inteligente, suas principais funcionalidades, aplicabilidades, importância do mesmo nas *smarts grids* e as vantagens tanto para os consumidores quanto distribuidoras de energia.

No quarto capítulo é demonstrado como a medição inteligente pode contribuir para a eficiência energética.

O quinto capítulo apresenta os oito projetos pilotos de maior relevância no Brasil, indicando as localidades, concessionárias e alguns números relacionados aos projetos.

Por final, no sexto e sétimo capítulo respectivamente são apresentadas as principais dificuldades e desafios encontrados pelas distribuidoras, fabricantes e integradores de equipamentos e soluções durante a implantação de um projeto piloto de AMI, finalizando com as conclusões do trabalho apresentado.

2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

Os Sistemas Elétricos de Potencia (SEP) tem por função fornecer energia elétrica aos usuários com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada. Os SEP, da forma como estão estabelecidos atualmente no Brasil, baseiam-se em grandes usinas de geração que transformam energia, predominantemente hidráulica, em energia elétrica. Sendo essa produção afastada dos grandes centros de consumo, é imprescindível a existência de um elemento de interligação que permita a transmissão de energia por longas distâncias, o que é feito através de sistemas de transmissão de alta tensão. Em seguida, a energia é distribuída para os centros de consumo através dos sistemas de distribuição de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT). Embora os sistemas de geração e transmissão tenham um grau de monitoramento e controle razoavelmente avançado, a maior parte do sistema de distribuição não possui ainda funções de monitoramento e controle nem redes de comunicação associadas (ou possui somente redes incipientes). Normalmente, a automação e o controle estão limitados a operações locais onde praticamente não existe monitoramento em tempo real de importantes variáveis do sistema como a tensão fornecida as cargas ou os valores das correntes que circulam pela rede².

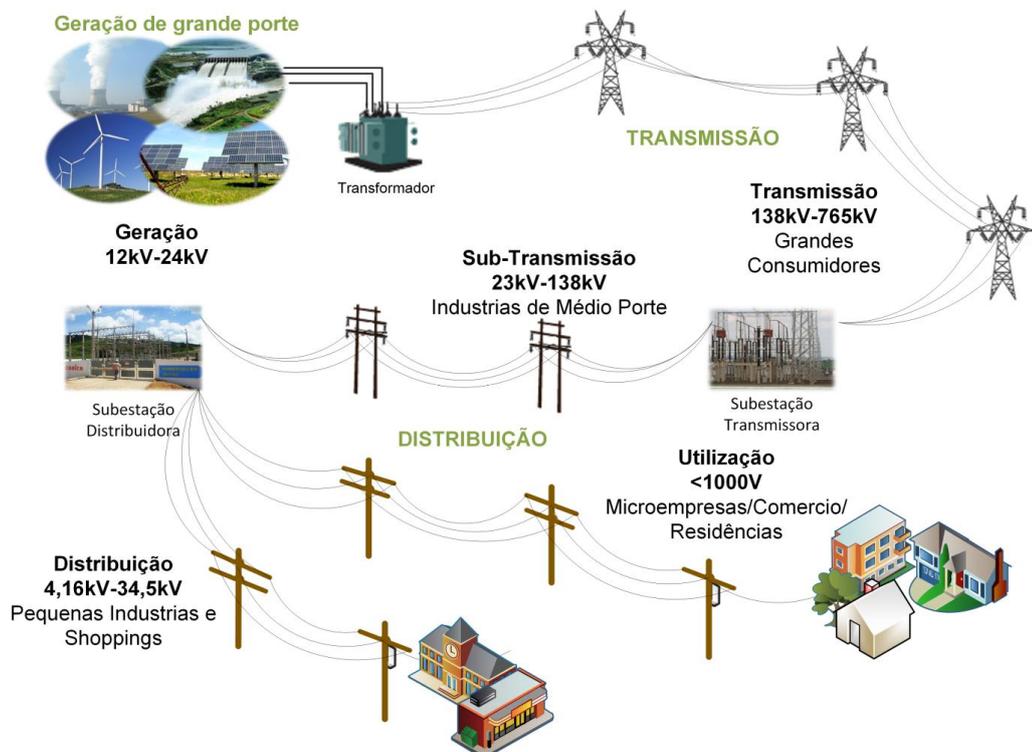


Figura 1 – Rede de energia de forma convencional³

2.1 CONCEITO DO SMART GRID

Uma rede elétrica inteligente, conhecida como *smart grid*, traz propostas inovadoras que mudam de forma profunda a maneira como a energia é provida desde a geração até os consumidores finais. Dentre as novas propostas, destacam-se a geração de energia de forma distribuída, o amplo uso de fontes renováveis, o uso de carros elétricos, um intenso monitoramento da rede elétrica, o uso de medidores inteligentes, entre outros³.

Existem várias definições para redes inteligentes, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia. Esses elementos possibilitam o envio de uma gama de dados e informação para os centros de controle, onde eles são tratados, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo⁴.

As *smart grids* representam a evolução das redes elétricas atuais no sentido de aumento da eficiência e da qualidade de fornecimento, da diminuição dos custos, bem como do respeito ao meio ambiente e da integração de recursos distribuídos. Pela sua própria natureza, as *smart grids* podem ser compreendidas como a rede elétrica onde são empregadas tecnologias digitais para monitorar e controlar o transporte de eletricidade em tempo real, havendo fluxo bidirecional de energia e de informações entre a concessionária e o cliente final. Essas tecnologias são representadas por sistemas de medição e de automação e interação com clientes, que de um lado oferecem funcionalidades que atendem os objetivos especificados e por outro, requerem infraestrutura adequada de telecomunicação e de tecnologia da informação (TI).

A implementação da rede inteligente possibilita a adoção de uma gama de novos serviços, abrindo a possibilidade de novos mercados e fortalecimento do relacionamento das distribuidoras de energia com seus clientes, tornando-os membros ativos da rede. Participando, por exemplo, de programas de *demand response*, ou, programas para o corte ou redução de consumo além de poderem atuar como fornecedores de energia elétrica em pequena escala através de sistemas de micro geração instalados em suas residências. Bastante difundidos, pode-se citar os sistemas baseados em painéis fotovoltaicos, onde a energia gerada pelo sistema pode ser utilizada para alimentar as cargas da residência, ou em momentos específicos, injetar energia na rede elétrica tornando este consumidor uma micro unidade de geração distribuída⁵.

Isso posto, as implementações de *smart grid* tem se destacado como a principal iniciativa mundial de inovação no setor elétrico. Sua implementação vem sendo realizada nos países desenvolvidos com destaque para os Estados Unidos, onde já são compartilhados

resultados de até cinco anos de implementação, principalmente no que tange ao relacionamento com os consumidores de energia.

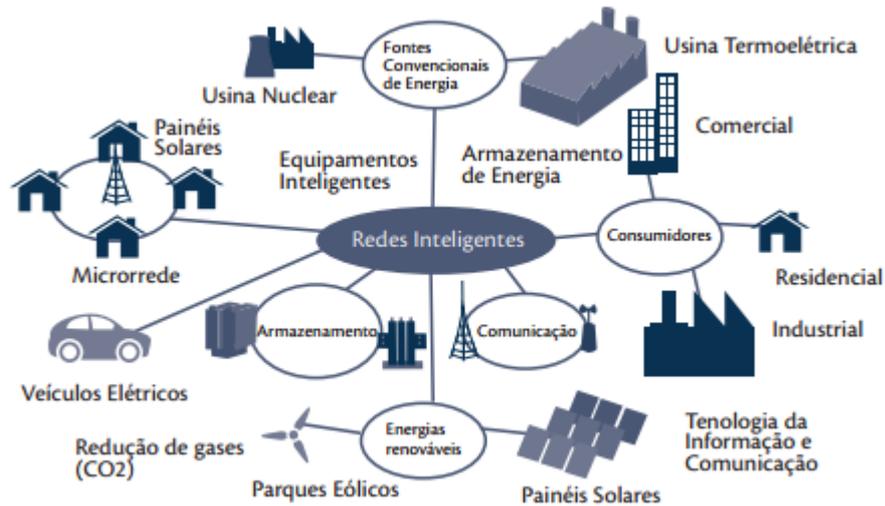


Figura 2 – Visão geral de uma smart grid⁶

De acordo com especialistas, de maneira geral as *smart grids* devem contemplar os seguintes elementos e funcionalidades:

- Infraestrutura de medição avançada (AMI);
- Automação da distribuição;
- Geração distribuída de energia;
- Sistemas de Armazenamento;
- Veículos Elétricos;
- Telecomunicações e Tecnologia da Informação;

2.1.1 INFRAESTRUTURA DE MEDIÇÃO AVANÇADA (AMI)

Apontado por todos os especialistas como base fundamental do *smart grid*, a infraestrutura avançada de medição consiste no sistema composto por medidores de energia elétrica com inteligência computacional embarcada 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 à distância.

Deste entendimento é possível descrever uma infraestrutura avançada de medição como o produto de uma infraestrutura de medição e uma infraestrutura de comunicação.

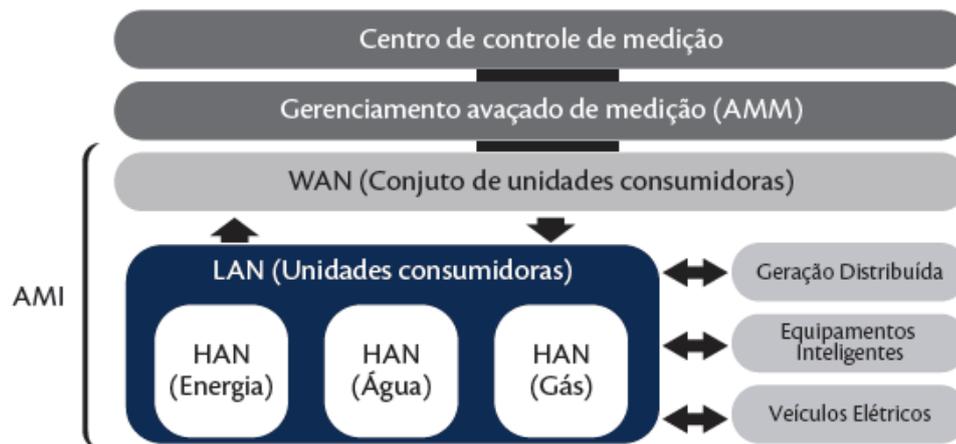


Figura 3 – Níveis de comunicação em uma AMI⁶

O componente fundamental do AMI é o medidor inteligente. Diferente dos medidores convencionais, o medidor inteligente é dotado de uma série de novas funções. Ele passa não só a ser o responsável por registrar a quantidade de energia utilizada pelo usuário, como os outros medidores convencionais, mas também é capaz de reportar estes valores, quedas e a qualidade de energia, realizar tarefas de ligamento e desligamento remoto, e evitar possíveis furtos de energia⁷.

2.1.2 AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

Distribution Automation (DA) ou automação da distribuição foi redefinida como “um conjunto de sensores, processadores e tecnologias de comunicação inteligentes que permitem a uma concessionária de energia monitorar e coordenar remotamente seus ativos e operar estes ativos de maneira ótima com ou sem intervenção manual”⁸.

A DA possibilita uma concessionária de energia Elétrica monitorar remotamente, coordenar e operar componentes da proteção do sistema de distribuição em modo de tempo real através das locações remotas. A DA inclui subestações, alimentadores e automação dos consumidores⁹.

A DA é um componente vital para assegurar a alta confiabilidade e qualidade de energia do *Smart-Grid*, tão bem como para permitir a integração do recurso de energia distribuída.

2.1.2.1 AUTO-RESTAURAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Com o surgimento do conceito das redes inteligentes, a mudança na definição da automação da distribuição acentuou-se. Os sistemas de distribuição estão cada vez mais complexos com a conexão de veículos elétricos e fontes de energia distribuídas, como fontes renováveis e energia armazenada. Assim, cada vez mais serão necessários métodos e procedimentos que possam aumentar a confiabilidade e garantir a estabilidade da rede.

A auto-restauração (*Self-Healing*) do sistema de entrega de energia é um conceito que possibilita a identificação e isolamento dos componentes com faltas no sistema e a restauração do serviço de fornecimento do consumidor por elementos “saudáveis”. Esta atividade pode ser conduzida com pequena ou nenhuma intervenção humana e tem o objetivo de minimizar as interrupções de serviço e evitar a deterioração da confiabilidade do sistema⁹.

A auto-restauração do sistema de distribuição de energia é conduzida via automação da distribuição (DA), especificamente através da proteção inteligente e de dispositivos de chaveamento que minimiza o número de interrupções do consumidor durante uma condição de contingência pela ação da isolação automática do componente defeituoso (falha) e transferindo o consumidor (sua carga) para uma fonte ativa quando seu fornecimento normal é perdido⁹.

A fonte opcional pode incluir alimentadores vizinhos através da distribuição de energia com recursos tais como Geração Distribuída (DG), Distribuição de Energia Armazenada (DES), etc. Por esta razão alguns autores preferem usar o termo auto-restauração em vez de self-healing. Isto equivale a observar que a implementação da auto-restauração no sistema de distribuição necessita de “projetos” (esquemas) que sejam flexíveis o suficiente para ajustar mudanças no carregamento do sistema e condições de configuração (incluindo modificação no cenário de proteção automaticamente) e operar os componentes do sistema de distribuição dentro de suas categorias (dentro dos limites de potência nominal, tensão nominal, etc).

2.1.2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

A geração distribuída (GD) é a produção descentralizada de energia no próprio local ou nas proximidades de onde tal energia é utilizada.

Para esse tipo de produção, normalmente os consumidores independentes utilizam fontes renováveis de energia, tais como a energia solar, a eólica, a biomassa e a hidráulica.

Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, está o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética¹⁰.



Figura 4 – Geração distribuída³

As fontes de geração eólica e solar têm encontrado espaço para avanços cada vez mais significativos. O mundo contabilizou, ao final de 2014, uma potência instalada de geração de energia solar fotovoltaica de 180 Gigawatts (GW), 40,2 GW a mais que em 2013. Os dados constam do boletim “Energia Solar no Brasil e no Mundo – Ano de Referência – 2014”, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME)¹¹.

Os cinco primeiros países em potência instalada – Alemanha, China, Japão, Itália e EUA – respondem por 70% do total mundial nessa fonte. Em 2015, a China deverá alcançar o 1º lugar no ranking mundial de potência instalada. De acordo com o boletim, a Grécia tem o maior percentual de geração solar em relação à sua geração total (9,5%), seguida pela Itália (8,6%)¹¹.

No Brasil essa também é uma realidade que aos poucos vem ganhando espaço e que, com as novas regras estabelecidas pela ANEEL deverá alavancar essa tecnologia chegando a patamares similares aos de países que lideram esse ranking.

Desde 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade¹¹.

Com o objetivo de reduzir os custos e tempo para a conexão da microgeração e minigeração; compatibilizar os sistemas de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010); aumentar o público alvo; e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou em 2015 a Resolução Normativa nº 687/2015 revisando a Resolução Normativa nº 482/2012¹¹.

Apesar de não oferecer subsídios para a geração distribuída as novas regras estão sendo vista por todos como um grande avanço para o Brasil, sendo uma das legislações mais avançadas do mundo para uso dessa tecnologia. A recente Resolução Normativa 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que começou a valer a partir de 1º de março de 2016, estabeleceu regras importantes para o desenvolvimento e disseminação da tecnologia, podendo destacar¹¹:

a) Inovações

- É permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

- Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde

que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”.

- Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

- Foi criada a figura da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

- Com relação aos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída à rede da distribuidora, a ANEEL estabeleceu regras que simplificam o processo: foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor e o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias. Adicionalmente, a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet.

b) Crédito de energia

- Caso a energia injetada na rede seja superior à consumida, cria-se um “crédito de energia” que não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora nos meses subsequentes ou em outras unidades de mesma titularidade (desde que todas as unidades estejam na mesma área de concessão), com validade de 60 meses. Um exemplo é o da microgeração por fonte solar fotovoltaica: de dia, a “sobra” da energia gerada pela central é passada para a rede; à noite, a rede devolve a energia para a unidade consumidora e supre necessidades adicionais. Portanto, a rede funciona como uma bateria, armazenando o excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite de energia proveniente da distribuidora.

2.1.2.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

A GD, além de ser uma área chave para a sustentabilidade e geração de energia limpa, causa um grande impacto em todo o sistema de transmissão e distribuição de energia, uma vez que altera toda a concepção do sistema atual se tornando um tema chave de alta criticidade. De fato, com o advento das novas tecnologias de geração de energia de forma distribuída, as redes elétricas e de comunicação passarão a interligar milhões de fontes de energia renovável estocásticas. Usinas hidrelétricas que não tenham reservatório, a geração de energia eólica que depende da força do vento e a geração de energia solar que depende da incidência solar são exemplos em que a geração de energia estará exposta a variações meteorológicas incontroláveis³.

Nos próximos anos, com o aumento da participação de determinadas fontes renováveis no suprimento de energia elétrica (fotovoltaica, eólica, concentradores solares, entre outros) espera-se um aumento da demanda por sistemas de armazenamento de energia para viabilizar a integração de tais fontes aos sistemas de distribuição atuais, trazendo maior equilíbrio maior equilíbrio entre a oferta e a demanda (variáveis em função das condições climáticas, por exemplo)¹².

Além disto, quando se investe em armazenamento de energia, se reduz a dependência de usinas geradoras de eletricidade alimentadas por combustíveis fósseis para atender consumos em horários de pico (como as termoelétricas, no caso brasileiro)¹².

Atualmente são conhecidas diversas formas de armazenamento de energia que diferem em termos de desempenho, custo e maturidade tecnológica. Entre as tecnologias mais maduras estão¹²:

- Baterias estacionárias de alto desempenho;
- Estações de bombeamento de água para reservatórios e posterior geração hidroelétrica;
- Sistema de ar comprimido;
- Sistema de armazenamento por “volantes” inerciais;
- Tanques de armazenamento de calor (sal em estado líquido – aquecido);
- Conversão de eletricidade em energia térmica através de ciclos de bombas de calor;



Figura 5 – Sistema de armazenamento por baterias estacionárias de alto desempenho¹³

Entre as tecnologias promissoras, em estágio avançado de pesquisas, estão: Capacitores eletroquímicos, campos magnéticos gerados em supercondutores e por final o armazenamento de energia utilizando eletrólise da água para formação de hidrogênio¹².

2.1.2.4 VEÍCULOS ELÉTRICOS

A grande expectativa com a utilização dos Veículos Elétricos (VE) é a diminuição da poluição causada pela queima de combustíveis fósseis nos motores de combustão interna utilizados na maioria dos meios de transporte. Entretanto, isso somente será verdade caso a energia elétrica consumida por ele seja originada a partir de fontes renováveis. Portanto, partindo desse princípio, o VE seria apenas mais uma carga em um “sistema de energia limpo”⁶.

No contexto do *smart grid*, o VE assume novas funções: de armazenador e de possível fonte de energia para o sistema.

Tipicamente, os veículos pessoais ficam estacionados em torno de 20 h/dia, por isso eles poderiam vir a ser um fator de equilíbrio para o sistema elétrico. Nos momentos em que a produção de energia estivesse superior à demanda (tarifas mais baratas de energia elétrica), os VEs entrariam no modo de carga. Nos intervalos de alta demanda, eles poderiam fornecer energia para o sistema (tarifas de energia mais caras). Caso as cargas e descargas não funcionem de modo inteligente, o VE pode vir a ser mais uma fonte de problema para os operadores e planejadores do sistema elétrico, por exemplo, picos de demanda podem surgir caso um grande número de proprietários queiram recarregar seus carros ao chegar ao trabalho⁶.

Apesar da tecnologia de construção de veículos movido à eletricidade terem evoluído bastante nos últimos anos, no Brasil ainda é uma realidade distante devido ao alto preço e forma como será seu vínculo a política de biocombustível⁶.

Uma solução alternativa para que a indústria automobilística do país não continue defasada tecnologicamente, é o uso dos Veículos Híbridos (VH) que funcionam com eletricidade e com algum combustível convencional. Embora nos mercados desenvolvidos, o VH seja considerado apenas uma etapa até o produto final que é o veículo totalmente elétrico, esse pode ser o melhor produto para as ações iniciais no mercado brasileiro⁶.

Vale ressaltar que a introdução dos veículos elétricos não trazem somente benefícios à área de energia elétrica, estendendo-se também à indústria e à criação de empregos, ajudando a manter a economia aquecida, na trilha do crescimento sustentável.



Figura 6 – Ponto de recarga de veículos elétricos em Paris, França¹⁴

2.1.2.5 TELECOMUNICAÇÕES E TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

O advento das redes elétricas inteligentes traz novos conceitos e aplicações, e, com isso, novas necessidades.

As atividades fundamentais para suportar a transformação do sistema elétrico em uma rede elétrica inteligente será a concepção para diversos modelos e arquiteturas. Os sistemas de telecomunicação e TI, análise de plataformas de gerenciamento de redes e sistemas, análise de sistemas de bancos de dados e de requisitos para interoperabilidade, interconectividade e escalabilidade de sistemas, avaliação de requisitos de segurança, sistemas de gestão do conhecimento e análise de projeções de investimento serão afetados.

A construção de sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia baseados no conceito *smart grid* necessariamente utiliza sistemas de telecomunicações para realizar suas funções essenciais.

Uma das bases das redes inteligentes depende de um robusto sistema de comunicação que possibilite o envio dos dados da rede obedecendo a diferentes requisitos de velocidade e confiabilidade¹⁵.

Para criar uma rede elétrica inteligente e dinâmica serão necessárias tecnologias de comunicação de alta velocidade, totalmente integradas, com vias bidirecionais para as trocas de informações em tempo real. Isto com uma arquitetura aberta, na forma de um ambiente *plug-and-play*, segura para componentes, clientes e operadores, permitindo-lhes falar, ouvir e interagir⁶.

Inúmeras tecnologias estão disponíveis no mercado para a transmissão de dados entre a unidade consumidora e os centros de operação das concessionárias. A escolha deverá se basear na necessidade de confiabilidade, segurança e disponibilidade de cada serviço oferecido.

O tipo de operação a ser executada também é outro quesito que vai pesar na escolha desse serviço. Aqueles considerados críticos, como controle e operação de chaves deverão exigir uma infraestrutura mais robusta e disponível, sem apresentar gargalos de transmissão e com resposta rápida e eficiente. Outras operações como leituras, poderão utilizar sistemas públicos, nos quais não há urgência de obtenção dos dados.

A aplicação da norma IEC 61850 em subestações de energia é um exemplo bem sucedido nos quais serviços críticos de proteção e controle de equipamentos, essenciais em uma subestação, como relés de proteção, chaves seccionadoras, transformadores, banco de capacitores e outros, suportados por uma infraestrutura robusta de comunicação, apresentam inúmeras vantagens à concessionária de energia.

A grande vantagem por trás deste padrão se deve ao fato de permitir a redução de custos no projeto e instalação de sistemas de proteção. Esta redução de custos se deve a diversos fatores. Entre eles, a comunicação neste padrão é feita unicamente através de interfaces do tipo Ethernet (IEEE 802.3), fato que por si só reflete diretamente no momento da concepção do projeto dos painéis de proteção, reduzindo de forma significativa a necessidade de cabeamento, e tornando o desenvolvimento de lógicas de controle e automação mais simples de serem criadas em IEDs (*Intelligent Electronic Devices*). Além destes fatores, é importante destacar também que a adoção da Ethernet facilita a interoperabilidade de

dispositivos de diferentes fabricantes, bem como permite a simples adição de novos dispositivos no sistema¹⁶.

2.1.2.6 ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A Iluminação Pública (IP) é definida como um serviço público que tem por objetivo exclusivo prover de claridade os logradouros públicos, de forma periódica, contínua ou eventual. Trata-se de um serviço essencial à qualidade de vida noturna da população que reside nos centros urbanos, e visa possibilitar às pessoas o desfrute dos espaços e vias públicas com segurança e tranquilidade¹⁷.

No entanto, o gasto energético para iluminar ruas e avenidas de áreas urbanas sempre foi muito alto. Segundo dados da Eletrobrás, a iluminação pública no Brasil, ainda hoje, corresponde a aproximadamente 4,5% da demanda nacional e a 3% do consumo total de energia elétrica do país.

São cerca de 2,2 GW e um consumo de 9,7 bilhões de kWh/ano. Entretanto, com tecnologias mais modernas e um melhor aproveitamento do espaço para instalação dos equipamentos luminotécnicos é possível diminuir este consumo e obter uma melhor eficiência.

Novas tecnologias de iluminação como a iluminação gerada por diodos emissores de luz (LED) também conhecida por iluminação de estado sólido, podem potencialmente economizar mais de 50% de energia para iluminação em geral. Além da economia causada pela simples redução do consumo de energia, as lâmpadas LED por serem de tecnologia de estado sólido, gerando fluxo luminoso alimentados por corrente contínua, se integram com facilidade a circuitos dotados de microprocessadores que podem ser programados para receber/transmitir dados ou comandos através de meios de comunicação remota, para controle operacional da luminária, possibilitando assim mais redução de energia elétrica.



Figura 7 – Luminária Led com comunicação RF¹⁸

Luminárias para a iluminação pública, projetadas e desenvolvidas com essas características de tecnologia embarcadas são denominadas “luminárias inteligentes” já é uma realidade, podendo proporcionar inúmeras funcionalidades e disponibilizar serviços tais como¹⁹:

- Monitoramento Remoto: falhas com a luminária podem ser enviadas automaticamente através de vias de comunicação, reduzindo ao mínimo o tempo de resposta para a reparação e reduzindo drasticamente os custos operacionais de manutenção;
- Gerenciamento efetivo e inteligente do acervo de iluminação pública: registra dados e informações referentes às horas de funcionamento, irregularidades na sua operação e assim permite planejar eficientemente procedimentos de manutenção preventiva, evitando-se bloqueios nas vias públicas;
- Dimerização inteligente: fluxo luminoso gerado pela luminária pode ser totalmente controlado – diminuído em horários de baixo tráfego na via pública ou aumentado em situações que requerem aumento da segurança;
- Supervisão e segurança: podem ser agregados sensores de presença e/ou câmeras para a captura de imagens estáticas ou em vídeo, receber comandos operacionais para piscar em diversas frequências codificadas, para ações de segurança pública;
- Disseminação de informações: podem, por exemplo, transmitir informações de alerta de tráfego, de emergência, atrasos ou falhas operacionais em transportes públicos, através de faixas de frequência de telefonia celular;
- Mensuração inteligente: pode capturar de maneira instantânea ou periódica, informações oriundas de medidores inteligentes: energia elétrica, gás, água, etc., e enviá-las

diretamente para a concessionária de serviços, minimizando os custos de captura dessas informações pelos métodos tradicionais;

3 MEDIDORES DE ENERGIA

O medidor de energia elétrica, popularmente chamado de relógio de luz, 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 corrente²⁰.

Conforme apresentado no item 2.1.1 no qual se conclui que a infraestrutura de medição avançada (AMI) é o primeiro passo para implantação de uma *smart grid*, e que a componente fundamental do AMI é o medidor inteligente de energia, será demonstrado a seguir os tipos mais comuns de medidores instalados no Brasil chegando aos medidores inteligentes apresentando suas principais características e vantagens e por final será demonstrado os medidores de energia pré-pagos.

3.1 MEDIDORES ELETROMECAÑICOS

Apesar da fabricação dos medidores eletromecânicos no Brasil nos últimos anos terem sido praticamente extinguida, o que pode ser observado é que os medidores eletromecânicos ainda são os tipos mais utilizados no setor elétrico, principalmente para medidores residenciais. Isso é facilmente compreensível devido a décadas de utilização pelas concessionárias de energia atrelados obviamente ao baixo custo, eficácia comprovada ao longo dos anos e o tempo de vida útil do equipamento, que de acordo com a regulamentação vigente atribui a um medidor uma taxa anual de depreciação de 4%, o que implica em um tempo de vida útil de 25 anos.

Segundo estatísticas da ANEEL de 2009, o parque de medição nacional era constituído de 92,6% de medidores eletromecânicos, conforme demonstrado na tabela 1 abaixo.

Região Geográfica	Tipo de Medidor	
	Eletromecânico	Eletrônico
Norte	79,09%	20,91%
Nordeste	88,27%	11,73%
Centro-Oeste	96,11%	3,89%
Sudeste	94,60%	5,40%
Sul	97,38%	2,62%
Brasil	92,61%	7,39%

Tabela 1 – Tipo de Medidor utilizado por Região (2009)²¹

Apesar das vantagens mostradas acima, os medidores eletromecânicos registram basicamente somente o consumo acumulado de energia ativa da unidade consumidora e ainda devido a sua concepção “simplória” possibilita a realização de diversos tipos de fraudes.



Figura 8 – Medidor eletromecânico de energia²²

3.2 MEDIDORES ELETRÔNICOS CONVENCIONAIS

No Brasil o aparecimento dos medidores de energia eletrônicos começou a surgir no final da década de 80 e início da década de 90 e até hoje vêm se aperfeiçoando e implementando novos serviços, porém somente após a publicação da norma brasileira NBR 14519 em maio de 2000 fixando e regulamentando as condições mínimas exigíveis aplicáveis a medidores eletrônicos, possibilitou acelerar o desenvolvimento e produção de medidores eletrônicos no Brasil. Ao longo dos anos com a maturação da tecnologia, houve o barateamento dos componentes do medidor eletrônico, garantia de maior vida útil e melhor qualidade da medição, possibilitando a fabricação e instalação em massa de medidores eletrônicos, principalmente medidores eletrônicos para medição convencional, ou seja, medidores desprovidos de tecnologia de comunicação.

Atualmente, os preços de modelos básicos de medidores eletrônicos apresentam-se bem inferiores aos preços dos eletromecânicos, fazendo que praticamente não exista mais a compra e instalação de medidores eletromecânicos.

Apesar de não propiciar a implementação de outras aplicações, a utilização do medidor eletrônico na medição convencional traz uma importante vantagem na redução das perdas de energia, seja pela maior dificuldade de violação ou pela maior exatidão dos valores de energia consumidos.



Figura 9 – Medidor eletrônico de energia convencional²³

No setor elétrico, do mesmo modo como ocorre em outras áreas, a atividade de medição possui função essencial e o equipamento de medição oferece papel significativo para as empresas de distribuição de energia elétrica. A medição do consumo de energia elétrica e o consequente faturamento caracterizam-se como uma transação econômica e, assim, a confiança nos dados medidos é essencial. Além da importância nas atividades de faturamento, a medição mostra-se como ferramenta para a eficiência energética.

Medir a energia elétrica com precisão também é uma forma de economizar energia e atualmente não existe tecnologia mais avançada do que a utilização de equipamentos eletrônicos de medição de energia. Nesse sentido, os medidores eletrônicos possuem melhores classes de exatidão quando comparados aos tradicionais medidores eletromecânicos²⁴.

Apesar dos benefícios trazidos pelos medidores eletrônicos convencionais conforme mostrado acima, assim como os medidores eletromecânicos, por não disporem de tecnologias de comunicação, necessitam da leitura manual dos valores registrados para fins de tarifação.

Este processo é realizado manualmente por um leiturista de consumo. Além de tornar-se mais complexo com o aumento do número de consumidores das concessionárias, também é passível de erros de leitura por se tratar de um processo envolvendo fatores humanos⁵.

3.3 MEDIDORES ELETRÔNICOS INTELIGENTES

As dificuldades envolvidas no processo de tarifação com os medidores convencionais levaram ao desenvolvimento de um sistema automático para medição do consumo de energia⁵.

Inicialmente foram introduzidos medidores unidirecionais que receberam o nome de *Automatic Meter Reading* (AMR), onde existe a comunicação somente do medidor para o sistema central de gestão de dados. Por essa tecnologia é possível realizar a leitura à distância, contudo não é possível enviar informação para o medidor ou alterar remotamente quaisquer parâmetros desse equipamento. Este sistema pode ser considerado como o precursor das tecnologias mais recentes de medição de energia.

Essa tecnologia apesar da eficiência comprovada na medição remota de energia, ainda não atende na íntegra os anseios propostos e idealizados nas *smart grids*.

Para cumprir esse papel, surgem os *smart meters*, medidores com a tecnologia de medição remota com inteligência *Automated Meter Management* (AMM) caracterizado pela transmissão bidirecional de dados, que permite a realização de leitura à distância, configuração remota dos parâmetros do medidor, e até mesmo o envio de informações ao consumidor.

Esses novos medidores possibilitam a implantação de medidas tais como a tarifa horária e o controle remoto de demanda, bem como o desenvolvimento de geração distribuída ao viabilizar o processo de medição bidirecional²⁵.

A implantação da tarifa horária é uma tentativa de aliviar o problema do horário de ponta no setor elétrico brasileiro. Com a tarifação horária, o custo da energia é diferenciado ao longo do dia, sendo mais caro durante o período em que a demanda é maior, por exemplo, dependendo da concessionária (entre 18h e 21h), estimulando a distribuição do consumo de energia ao longo dos períodos onde este insumo é mais barato. Assim, é esperada a redução do pico de demanda, a qual contribui para postergação de investimentos em ampliações da rede e/ou do parque gerador, reduzindo os custos das concessionárias de energia e consequentemente contribuindo para a modicidade tarifária²⁵.

Neste contexto, a implantação de medidores inteligentes incluindo funcionalidades para acompanhamento online do consumo de energia por parte dos clientes viabiliza o gerenciamento da demanda por parte do próprio cliente visando reduzir seus custos de energia através do deslocamento de suas cargas ao longo do dia, trazendo benefícios para o próprio cliente e para o sistema como um todo²⁵.



Figura 10 – Medidores inteligentes de energia²⁷

A aplicação de medidores inteligentes também permitirá que os processos de corte, leitura e religamento do fornecimento de energia elétrica sejam feitos de forma remota, tornando-os mais rápidos e dinâmicos. Além disso, possibilitará um controle maior sobre o tempo que os consumidores passam sem fornecimento, assim como da frequência com que isso ocorre.

No que tange à geração distribuída, com o advento da Resolução ANEEL 482/2012, as distribuidoras devem adequar seus sistemas de medição de forma a permitir a instalação de microgeração por parte dos consumidores e a consequente contabilização da energia eventualmente entregue à rede por estas unidades geradoras através de mecanismos de compensação. Neste sentido, os medidores inteligentes farão a medição nas residências de modo bidirecional, tornando possível a participação de pequenos produtores de energia elétrica no abastecimento da região²⁵.

Em alguns casos os medidores poderão unificar processos concentrando a medição e energia elétrica, água e gás canalizado em somente um dispositivo, chamados de *Automated Meter Management + Multi-utility* (AMM+UM). Neste caso, o medidor de energia elétrica está apto a receber os dados de outros serviços e comunicá-los remotamente através do sistema de comunicações do setor elétrico.

Do ponto de vista do consumidor, os medidores inteligentes oferecem uma série de benefícios, dentre os quais se destacam:

- Prever com antecedência o valor da conta de energia – possibilita acompanhamento online e através dos *home energy monitors*;
- A detecção imediata de falhas nos medidores – permite maior agilidade no reparo e maior confiança do consumidor com o acesso a informações detalhadas;
- Em alguns casos os medidores poderão unificar processos concentrando a medição e energia elétrica, água e gás “canalizado” em somente um dispositivo;
- Possibilidade de gerenciamento do consumo levando a um uso racional da energia;
- Novas opções de tarifação como funções de pré-pagamento e tarifas diferenciadas, que podem ser vantajosas para alguns tipos de consumidores;
- Confiabilidade na exatidão da medição;
- Criação das condições para difundir a microgeração distribuída – possibilidade de que consumidores também atuem como pequenos geradores de fontes alternativas de energia;

Do ponto de vista da concessionária, podem ser destacados os seguintes benefícios:

- Revolução no processo de gestão de ativos;
- Promove melhor qualidade e confiabilidade dos serviços prestados;
- Redução dos custos operacionais relacionados ao processo precificação, uma vez que diminui o número de etapas entre o medidor e a distribuição da conta.
- Aumento da receita com a redução das perdas técnicas e não técnicas – gerenciamento de falhas e quedas de energia e rapidez na detecção de fraudes;
- Desconexão remota – possibilita a redução da evasão de receitas por contas não pagas ou atrasos nos cortes de clientes inadimplentes;
- Atendimento remoto ao consumidor;

Além das inúmeras vantagens apresentadas acima, os medidores inteligentes representam um passo importante para modernização e melhora dos serviços prestados, podendo ainda afirmar que os medidores inteligentes são a base para a total implantação dos conceitos básicos das redes inteligentes e para isso faz-se necessária sua instalação em todas as unidades consumidoras da rede.

3.3.1 MEDIDORES ELETRÔNICOS PRÉ-PAGOS

O pré-pagamento é o sistema de medição e pagamento de fatura que permite o acesso ao fornecimento de energia elétrica com pagamento antecipado, similar aos serviços de telefonia móvel pré-pago.

De acordo com a Resolução Normativa do INMETRO nº 610, de 01 de abril de 2014 é definido o sistema de pré-pagamento eletrônico de energia elétrica em:

- Medidor de pré-pagamento – O medidor de pré-pagamento é um medidor eletrônico de energia elétrica com funcionalidades adicionais que pode ser controlado e operado para permitir o fluxo de energia da instalação, de acordo com o valor dos créditos disponíveis previamente adquiridos pelo usuário.

- Função pré-pagamento – Função na qual o fluxo de energia da instalação é suspenso quando o valor dos créditos disponíveis termina.

- Componentes que compõe o sistema de pré-pagamento – Elementos de medição; registradores; armazenamento e controle de dados; processo de contabilização de medidores; interface de usuário; interface de tokens virtuais (se aplicável); relés de carga e relés auxiliares; e interfaces de alimentação e de carga.

Os sistemas podem utilizar uma chave eletrônica, cartão simples ou código eletrônico (senha), que são utilizados para faturar na unidade consumidora a energia elétrica²⁸.

Conforme definição do INMETRO, o pré-pagamento é viabilizado por meio de um sistema que envolve diversos componentes, sendo o medidor e as estações de venda os principais deles.

Existem dois tipos de medidores²⁹.

a) **Medidor Monocorpo**

Cuja interface de usuário – utilizada para inserir e acompanhar as informações sobre os créditos – pertence ao mesmo invólucro do medidor (Figuras 11 e 12).

b) Medidor Bicorpo

Onde essa interface é segregada do medidor (figura 13). A interface é geralmente instalada no interior da residência do consumidor, tendo em vista a necessidade de acompanhamento do saldo de créditos e a existência dos alarmes indicativos de crédito baixo. Já o medidor propriamente dito, na maioria das vezes, se encontra externo ao imóvel e inacessível ao consumidor. No medidor bicorpo, a comunicação entre a interface de usuário e o medidor pode ser feita por cabo, semelhante àqueles utilizados em telefones, por radiofrequência – RF ou por PLC (*Power Line Communication*).

Ambos os medidores, por meio de um display, o consumidor pode consultar, a qualquer momento, a informação em tempo real da quantidade de energia que possui disponível. Na medida em que a energia for sendo exaurida, o consumidor é informado por meio de alarmes sonoros e visuais sobre a proximidade do esgotamento dos créditos. O medidor de pré-pagamento possui um relé que se abrirá e suspenderá o fornecimento de energia elétrica quando verificar a ausência de saldo. Ao realizar uma nova recarga, o fornecimento será reestabelecido automaticamente²⁹.

As estações de venda ou recarga são os locais onde o consumidor adquire o crédito que será recarregado no medidor. As estações de venda podem operar de forma off-line ou on-line. Na primeira, os dados são gerados localmente. Já na outra opção, a estação de venda, por meio de um canal de comunicação, interage com um sistema de gerenciamento hospedado no sistema comercial da distribuidora. Ao efetuar uma transação, a estação de venda se comunica com o sistema de gerenciamento, e esse, por sua vez, responde àquela com todas as informações necessárias à operação. No modo on-line a geração dos dados é feita remotamente, o que permite acessar todas as informações do consumidor, tais como tarifas, descontos a que possui direito, quantidade de créditos já adquiridos, entre outras. Não obstante, como será visto a seguir, em vez de ter que se deslocar às estações de venda, há sistemas que permitem ao consumidor adquirir os créditos por outros meios²⁹.

Os sistemas de pré-pagamento se diferenciam quanto à forma de transferência dos créditos para o medidor. Na atualidade, as tecnologias mais utilizadas são as seguintes²⁹:

- Chave eletrônica (key meter): similar a um cartão de memória USB (pendrive), é único para cada consumidor e reutilizável. O consumidor deve levá-lo a uma estação de venda para comprar os créditos. Dessa forma, permite coletar informações do equipamento de medição (bidirecional).



Figura 11 – Medidor pré-pago com recarga via chave eletrônica³⁰

- Cartão inteligente (smart card): possui o mesmo formato de um cartão de crédito. Assim como a chave eletrônica, o consumidor deve levá-lo a uma estação de venda para comprar os créditos. Permite também a coleta de informações do equipamento de medição (bidirecional). É relativamente mais caro que os demais; e



Figura 12 – Medidor pré-pago com recarga via cartão inteligente³¹

- Teclado alfanumérico (*keypad*): é um dos mais utilizados em virtude de seu baixo custo e de sua flexibilidade. Um código é disponibilizado ao consumidor para ser digitado no teclado. Permite a compra de créditos por outros meios, tais como Internet, telefone e caixas automáticos.



Figura 13 – Medidor pré-pago com recarga via teclado alfanumérico³⁰

Vale ressaltar que a Resolução Normativa N ° 610, de 1° de abril de 2014 (ANEEL) e Portaria Inmetro n° 545, de 12 de dezembro de 2014, não definem como devem ser as estações de venda, informam somente que a distribuidora deve disponibilizar estrutura que permita ao consumidor realizar a compra de créditos do sistema de pré-pagamento de forma eletrônica, ou seja, fica a cargo da distribuidora definir a tecnologia que irá prover essa funcionalidade de pré-pagamento aos consumidores.

No Brasil as iniciativas de instalação dos medidores pré-pagos até o momento estão limitadas aos projetos pilotos. Onze meses após a publicação do regulamento do INMETRO que trata dos medidores usados em sistemas de pré-pagamento de energia elétrica, nenhum fabricante submeteu esse tipo de equipamento à análise do órgão³².

Na América Latina, o pré-pagamento de energia elétrica é realidade na Argentina, Bolívia, Colômbia, Peru e Venezuela. Em outros lugares do mundo este tipo de tecnologia está amplamente difundido. Na tabela 2 tem-se uma relação dos principais países que utilizam esta tecnologia²⁸.

Número de Membros		%
China	7.000.000	35,74
Inglaterra	5.900.000	30,13
África do Sul	4.050.000	20,68
Turquia	2.000.000	10,21
Estados Unidos	55.000	0,28
Bélgica	50.000	0,26
Irlanda	24.000	0,12
França	25.000	0,13
Namíbia	20.000	0,1
Tanzânia	12.000	0,06
Austrália	35.000	0,18
Nova Zelândia	50.000	0,26
Indonésia	23.000	0,12
Moçambique	65.000	0,33
Singapura	10.000	0,05
República Checa	2.500	0,01
Costa do Marfim	10.000	0,05
Kenya	3.360	0,02
Outros	250.000	1,28
Total mundial	19.584.860	100

Tabela 2 – Quantidade de medidores pré-pagos no mundo²⁸

4 SMART METERING E A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Mesmo com a queda do consumo de energia em 2015 com declínio de 2,1% sobre 2014, ocasionada pela redução da expectativa de crescimento econômico (PIB), elevação das tarifas de energia elétrica, campanhas para racionalização do uso da energia estimuladas pelas distribuidoras, em linha com o enfrentamento do cenário hidrológico desfavorável, manutenção da taxa de juros elevada como instrumento de combate à inflação, redução do crédito e aumento do nível de endividamento das famílias, a expectativa é que o consumo de energia no Brasil retome o crescimento conforme apontado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) e EPE (Empresa de Pesquisa Energética) na tabela abaixo³³.

Acréscimos Anuais de Carga 2016 – 2020 (MW médio)

Planejamento Anual 2016 [B]						
Subsistema	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Norte	94	155	179	332	233	724
Nordeste	341	122	395	461	494	640
Sudeste/CO	-1.341	259	1.324	1.529	1.541	2.018
Sul	-350	91	419	493	497	562
SIN	-1.255	627	2.317	2.814	2.765	3.945

Tabela 3 – Acréscimos anuais de carga 2016 – 2020³⁴

Apesar da previsão de crescimento modesto, para atender essa demanda serão necessários investimentos, expansão e construção de novas fontes geradoras. A consequência desses investimentos será uma série de impactos ambientais e financeiros. Uma forma de minimizar esses efeitos é busca por um consumo de energia com maior eficiência.

Uma vez que atualmente o consumo residencial corresponde a cerca de 24,9% do consumo total de energia no Brasil³⁵, e que boa parte desse consumo corresponde a desperdício de energia – o setor possui um potencial de redução de 15% o consumidor residencial tem sido foco de várias iniciativas relacionadas a economia de energia.¹

Especificação	Unidade	2013	2014	14/13 %	Estrutura (%) 2013	Estrutura (%) 2014
CONSUMO FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA	GWh	516.174	531.080	2,9	100,0	100,0
INDUSTRIAL	GWh	210.159	205.932	-2,0	40,7	38,8
RESIDENCIAL	GWh	124.896	132.049	5,7	24,2	24,9
COMERCIAL E PÚBLICO	GWh	125.729	133.266	6,0	24,4	25,1
OUTROS	GWh	55.390	59.833	8,0	10,7	11,3

Tabela 4 – Consumo de energia por setor³⁵

Os sistemas utilizando medidores eletrônicos ou medidores inteligentes vêm sendo considerados como uma alternativa efetiva na busca por melhores padrões de consumo de energia elétrica, ou seja, conscientização dos consumidores em busca de um consumo mais eficiente³⁶.

É de interesse das concessionárias de energia conscientizar os consumidores finais sobre os impactos relacionados ao consumo desenfreado de energia, ou pela ótica do consumidor, benefícios da utilização racional e eficiente de energia elétrica. Neste âmbito, os medidores inteligentes tornam-se grandes aliados em prol da eficiência energética³⁶.

Devido às dificuldades relacionadas à expansão do sistema do modo tradicional, ou seja, construção de grandes unidades geradoras conjuntamente com grandes linhas de transmissão para interligá-las aos grandes centros consumidores, principalmente por causa dos impactos ambientais e por tornar-se muito difícil acompanhar o crescimento da população, bem como os avanços tecnológicos que conseqüentemente levam a um aumento progressivo do consumo de energia elétrica³⁶.

Uma das maneiras de minimizar os custos de expansão do sistema é possibilitar a entrada de micro unidades geradoras de energia, geralmente através de fontes alternativas de energia como a energia eólica e principalmente a energia solar. Para este processo é necessário a implantação dos medidores inteligentes com capacidade bidirecional permitindo o armazenamento de dados em cada instante de tempo referentes à demanda da instalação consumidora e à energia gerada pela micro unidade³⁶.

Os benefícios serão sentidos por todos os consumidores. Os medidores mostram-se grandes aliados da eficiência energética nas residências, a partir do momento em que os consumidores poderão avaliar instante a instante como anda o seu consumo de energia, o valor instantâneo da energia (principalmente em uma realidade baseada no sistema AMI na qual o preço da energia varia de acordo com a oferta e demanda), as projeções de consumo mensal, entre outros³⁶.

A simples possibilidade de o consumidor verificar os seus dados em tempo real leva-o inconscientemente a um consumo mais eficiente, visto que impacta diretamente nos custos com o consumo de energia elétrica³⁶.

Um dos maiores problemas da eficiência energética está relacionado com a conscientização dos consumidores para a necessidade e benefícios que podem ser alcançados através da utilização consciente da energia elétrica. A instalação e utilização de medidores inteligentes é uma boa forma de educar os consumidores para a prática de um consumo eficiente. Mas é importante salientar que a introdução de medidores inteligentes por si só não garante um padrão de consumo mais eficiente por parte dos consumidores³⁶. É necessária a adoção de interfaces visuais de fácil acesso e entendimento aos consumidores, os chamados *Home Energy Monitors* (Monitores Residenciais de Energia) que são dispositivos que em comunicação com os medidores inteligentes de energia fornecem de forma simples aos usuários um *feedback* sobre o uso de energia elétrica.

Dependendo da sua sofisticação, esses dispositivos permitem ainda se comunicar com um computador ou com um dispositivo móvel, como celular ou tablet, distribuir os dados por toda a casa com recurso a comunicação sem fios ou enviá-los pela internet permitindo assim o monitoramento a distancia¹.



Figura 14 – Monitor residencial de energia³⁷

4.1 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

O conceito de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) do inglês *Demand Side Management* (DSM) foi introduzido inicialmente na década de 80 pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), um conceito com atividades envolvendo concessionárias e governo

para aumentar o bem estar social. Isto possibilita um aumento na eficiência de uso final da eletricidade e fontes relacionadas através da minimização do consumo nos momentos de pico, regras de ajuste estrutural, controle do preço e também otimização dos equipamentos e tecnologias. Para tornar o DSM mais efetivo é necessária uma intensa integração dos consumidores e suas cargas, informações sobre sua utilização e o centro de controle.

Os programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda podem ser divididos em duas categorias; o GLD direto, no qual a concessionária determina as cargas a serem desconectadas ou reduzidas, conforme condições especificadas em um contrato de interrupção com o consumidor, ou ainda o GLD indireto onde o próprio consumidor remaneja sua demanda em resposta a sinais de preço gerados pela concessionária³⁸.

O GLD direto permite que a concessionária controle remotamente o funcionamento de determinados aparelhos, podendo ligar/desligar aparelhos específicos, fora e durante os períodos de pico de demanda e eventos críticos. Esse método é baseado em um acordo facultativo entre a concessionária e o cliente, onde este que participa do programa recebe uma compensação na conta de energia elétrica, ou seja, a conta de luz é reduzida³⁸.

As aplicações mais comuns são em ar condicionado, aquecedores de água e bombas de piscina, classificados como aparelhos “interruptíveis”, podendo ser pausado e religado. Equipamentos “não-interruptíveis”, como máquinas de lavar e máquinas de lavar louça, precisam ser operados continuamente e não se aplicam a uma política baseada em GLD direto.

No Brasil ainda não há programas de controle direto de carga, e ainda são poucos significativos os esforços para sua implantação³⁸.

Já os programas de GLD indireto são programas que não permitem o controle direto da carga. Esses programas provocam alterações na curva de carga mediante mudanças induzidas nos hábitos de consumo de energia elétrica, como exemplo, as tarifas variáveis no tempo, também conhecidas como tarifas hora sazonais, incentivando os clientes a consumirem em horários fora de ponta. Nesse contexto, é possível salientar a modalidade tarifária branca, ou Tarifa Branca.

Tarifa Branca é uma nova opção que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela é oferecida de forma voluntária para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts), denominadas de grupo B³⁹.

Com a tarifa branca, o consumidor passa a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana³⁹.

Se o consumidor adotar hábitos que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, diminuindo fortemente o consumo no horário de ponta (aquele com maior demanda de energia na área de concessão) e no intermediário, a opção pela Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida³⁹.

Nos dias úteis, o valor Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta³⁹.

A Tarifa Branca cria condições que incentivam alguns consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a rede de distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa³⁹.

Ainda no contexto de GLD indiretos, podem-se citar os programas de educação do consumidor, procurando ensinar o cliente como conservar a energia; programas envolvendo publicidade e marketing para estimular os consumidores a conservar a energia e programas governamentais dando descontos em aparelhos modernos, mais eficientes que consomem menos energia elétrica como, por exemplo, O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), instituído pelo Ministério de Minas e Energia em 1993.

Tanto no GLD direto e indireto o uso dos medidores inteligentes de energia é fundamental para aplicação destes conceitos visto a necessidade de obtenção de curvas de carga reais pelas concessionárias no caso do GLD direto e na obtenção de dados de consumo para tomada de decisão por parte do consumidor na adesão ao sistema tarifário hora sazonal.

Outro fator importante que vale ressaltar é a adoção dos *smart meters* juntamente com o emprego dos conceitos de geração distribuída e GLD que tornam a rede elétrica menos susceptível a falhas, por exemplo, um problema em um transformador de distribuição poderá ser suprimido por um grupo de consumidores que possuam fontes alternativas de energia, como eólica ou solar. O sistema se tornaria mais seguro contra falhas em equipamentos ou mesmo contra sobrecarga no sistema de fornecimento principal. O padrão de cargas tradicionalmente não é rígido, seguindo certa elasticidade que pode ser aproveitada em benefício das redes elétricas e do próprio consumidor. O GLD e as redes inteligentes trabalham de maneira complementar.

5 PROJETOS-PILOTO

Um projeto piloto é um projeto experimental no qual poderão ser analisados vários aspectos dentro de um determinado prazo para posteriormente ter sua implantação definitiva ou não.

Nesse contexto, as concessionárias têm dado preferência ao uso de padrões técnicos e aos testes de soluções. Isso ocorre pelo fato das concessionárias estarem preocupadas em utilizar tecnologias e padrões proprietários que dificultam as ações essenciais de interoperabilidade nas *smart grids*. Além dos objetivos relativos à modernização e criação de novos serviços para as redes elétricas das concessionárias, os projetos-piloto de *smart metering* sendo o primeiro passo para implementação do *smart Grid*, devem promover a criação de diretivas para o *smart grid*, o desenvolvimento de arquiteturas conceituais e a comprovação prática de interoperabilidade entre as tecnologias, bem como a elaboração de estratégias de manipulação segura das informações que circulam nas redes elétricas inteligentes.

5.1 PRINCIPAIS PROJETOS PILOTOS EM ANDAMENTO NO BRASIL

A figura 13 apresenta oito dos principais projetos pilotos de *smart grid* no Brasil. Respectivamente na tabela 5 é apresentado um resumo com o objetivo de cada projeto⁴⁰.

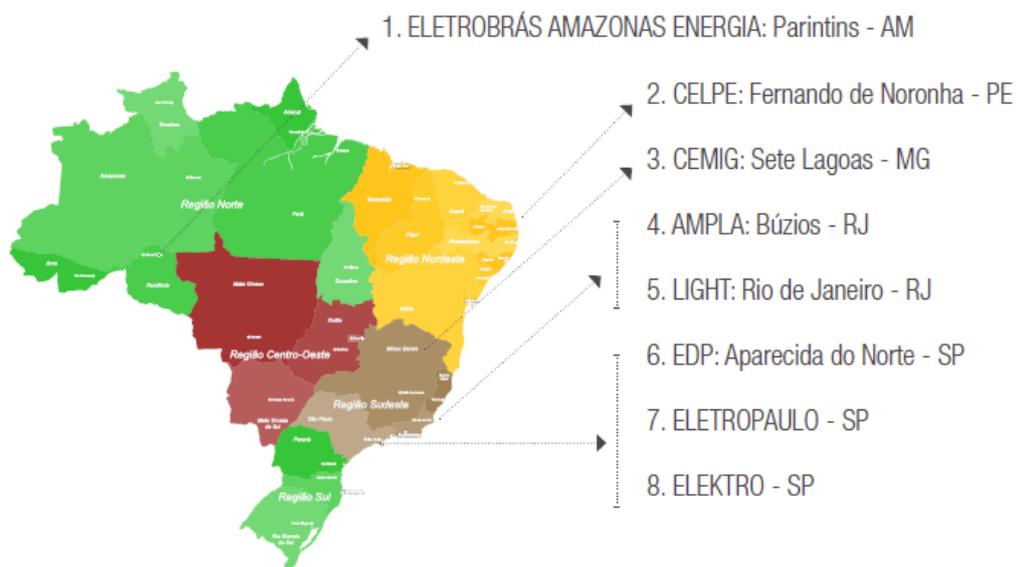


Figura 15 – Localização dos projetos de smart grid no Brasil⁴⁰

CIA	NOME DO PROJETO	DESCRIPTIVO DO PROJETO	LOCALIDADE
ELETOBRÁS	PROJETO PARINTINS	O Projeto Parintins tem por objetivo o desenvolvimento de um Modelo de Referência, para as Empresas de Distribuição de Energia, fundamentado na experimentação de tecnologias de REI. A iniciativa planejou substituir todos os medidores de energia elétrica dos consumidores do grupo B da região do piloto, de modo a oferecer tarifas diferenciadas ao longo do dia, estimulando o consumo fora dos horários de pico de demanda. Visa também avaliar aplicações de automação da distribuição e na medição e monitoramento de transformadores.	Parintins - AM
CELPE	REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (REI)	O objetivo do projeto é desenvolver e implementar provas de conceito de REI na ilha de Fernando de Noronha, contemplando recursos tecnológicos de automação de redes, de telecomunicação, de medição e de microgeração distribuída, bem como a avaliação da viabilidade de sua aplicação sob o aspecto da sustentabilidade, da qualidade da energia elétrica, do suprimento a veículos elétricos, do estudo de aplicação de tarifas diferenciadas e da segurança do trabalho.	Ilha de Fernando de Noronha - PE
CEMIG	CIDADES DO FUTURO	O objetivo principal é estabelecer um modelo funcional de referência para subsidiar futuras decisões de implantação em larga escala. Desse modo, os aspectos técnicos, regulatórios, socioeconômico, financeiros e de percepção dos clientes são igualmente avaliados, com ênfase em experimentação de uma gama ampliada de várias tecnologias possíveis. Metodologicamente, o projeto avalia ainda os impactos nos processos de negócio da CEMIG, na cadeia de valor do smart grid e na capacitação necessária aos profissionais que lidarão com as novas tecnologias.	Sete Lagoas - MG
AMPLA	CIDADE INTELIGENTE BÚZIOS	O objetivo do projeto é ser um Estudo de caso de REI a partir da implementação de uma Cidade Inteligente objetivando aprendizados relativos à operação, infraestrutura, custos, além da avaliação de impactos econômicos, socioambientais e de qualidade do serviço, prevendo iniciativas nas áreas de medição inteligente, automação de distribuição, geração renovável, mobilidade elétrica, iluminação pública, armazenagem de energia, prédios inteligentes e conscientização de cidadãos.	Búzios - RJ
LIGHT	PROJETO SMART GRID	O objetivo do programa é validar uma implementação em larga escala de Sistema de Medição Inteligente, Automação da Distribuição, Geração Distribuída, Sistemas de Armazenamento, Veículos Elétricos, Telecomunicações, Tecnologia da Informação, Prédios Inteligentes.	Rio de Janeiro - RJ
EDP	INOVCITY	A intenção é transformar a cidade de Aparecida em um laboratório em escala natural para os testes das funcionalidades de medição inteligente e de REI tais como a integração de outros vetores como carregamento de veículos elétricos, microgeração, eficiência energética, automação de rede, telecomunicações e medir a reação dos clientes frente às novas tecnologias e regulações tais com, Tarifa Branca, Bandeiras Tarifárias, Pré-pagamento, micro e minigeração, automação residencial, etc.	Aparecida - SP

AES	PROGRAMA SMART GRID - ELETROPAULO DIGITAL	O projeto inicia com a regularização e instalação de medidores inteligentes para 2.100 famílias. A AES Eletropaulo pretende transformar Barueri no primeiro município em região metropolitana do Brasil a ter rede inteligente de distribuição de energia até 2015. A concessionária está investindo mais de R\$ 70 milhões no maior projeto de REI do país, que contemplará 60 mil clientes, beneficiando cerca de 250 mil habitantes. A distribuidora também instalará soluções de configuração automática da rede elétrica na cidade de Vargem Grande Paulista.	Barueri - SP e Vargem grande Paulista - SP
ELEKTRO	ELEKTRO CIDADE INTELIGENTE	O objetivo do piloto é implantar e testar tecnologias de REI na cidade de São Luiz do Paraitinga, com a finalidade de avaliar os principais impactos nos processos técnico-operacionais e nas mudanças de hábito do consumo de energia pelos consumidores. Por meio da participação e conscientização da comunidade em relação ao projeto, espera-se alcançar níveis melhores do uso racional da energia, eficiência energética, buscando atingir o conceito de Smart City.	São Luiz do Paraitinga - SP

Tabela 5 – Objetivo dos principais projetos de smar grid no Brasil (adaptado de⁴⁰).

Abaixo a tabela 6 apresenta o tempo e o custo total estimado para a implantação de cada projeto, a quantidade de medidores instalados, o fabricante, e a tecnologia de comunicação embarcada nos medidores.

CIA	NOME DO PROJETO	INICIO	TEMPO ESTIMADO	VALOR ESTIMADO	MEDIDOR BT	MEDIDOR BT	MEDIDOR BT
		ANO	MESES	MILHOES (R\$)	QNT.	FABRICANTE	TECNOLOGIA
ELETROBRÁS	PROJETO PARINTINS	2011	24	21	14.500	ELO	RF Mesh 900 MHz
CELPE	REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (REI)	2012	36	17,5	831	Ziv / Lands+gyr	PLC
CEMIG	CIDADES DO FUTURO	2010	36	45	8.000	Lands+gyr	RF Mesh / PLC
AMPLA	CIDADE INTELIGENTE BÚZIOS	2011	36	40	10.363	Lands+gyr	PLC / RF Mesh
LIGHT	PROJETO SMART GRID	2010	36	-	400.000	Lands+gyr	RF Mesh
EDP	INOVCITY	2011	60	10	15.300	Ecil	RF Mesh Zigbee 2,4 GHz
AES	PROGRAMA SMART GRID ELETROPAULO DIGITAL	2013	48	75	95.000	Weg SMW100 / Itron	Redundante RF 6LowPAN+PLC
ELEKTRO	ELEKTRO CIDADE INTELIGENTE	2013	24	18	6.000	Ecil/ Nansen	RF Mesh6LowPAN/ PLC

Tabela 6 – Medidores instalados nos projetos pilotos (próprio autor)

6 DIFICULDADES E DESAFIOS NA IMPLANTAÇÃO DE UM PROJETO PILOTO DE MEDIÇÃO REMOTA EM BAIXA TENSÃO

Em um ambiente de testes, onde muitos elementos e tecnologias diferentes estão sendo utilizados de forma conjunta pela primeira vez, é natural que surjam dificuldades que nem sempre são possíveis de serem previstas. Essas dificuldades são ainda mais agravadas quando aplicadas em uma rede de distribuição de energia em operação. Os desafios para implementação dos projetos-piloto de AMI são de diferentes naturezas, podendo-se citar os principais desafios relativos a:

- c) Arquitetura e tecnologia a serem adotadas;
- d) Custos para Implantação;
- e) Infraestrutura de Telecomunicações;
- f) Instalação dos medidores;
- g) Envolvimento do consumidor e avaliação de seu comportamento;
- h) Desafios relativos à regulamentação;
- i) Métricas para avaliação de benefícios;

6.1 ARQUITETURA E TECNOLOGIA A SEREM ADOTADAS

Considerando que projetos piloto visam avaliações em ambientes reais de fornecimento de energia, um dos primeiros desafios que são enfrentados pelas distribuidoras de energia no desenvolvimento de um sistema AMI é o da definição de sua arquitetura e quais tecnologias utilizarem. A adoção deste tipo de sistemas é um grande desafio devido aos múltiplos elementos e tecnologias que devem ser integrados.

Mesmo com a publicação das portarias do Inmetro nº 520 em 2014, nº 545/2014 dando passos importantes na regulamentação técnica metrológica para utilização de medidores inteligentes, a interoperabilidade entre os equipamentos e padrões de segurança ainda é um grande desafio.

No emprego dessas tecnologias deverá haver a compatibilização das funcionalidades requeridas, a interoperabilidade entre equipamentos, os investimentos necessários e o impacto nas tarifas cobradas do consumidor e nos processos das concessionárias.

Outro aspecto a ser avaliado diz respeito ao fato de a arquitetura adotada deva facilitar a participação do consumidor no mercado de energia elétrica, a partir de uma maior interação

com as concessionárias, tornando possível a disponibilização de uma nova era de serviços integrados, maior controle da demanda e da possibilidade de ele ser, também, um produtor⁴¹.

Finalmente, impõem-se às partes interessadas o desafio de se definir uma arquitetura de redes inteligentes de energia que esteja adequada à realidade do setor elétrico brasileiro e aderente às necessidades e à disposição das partes interessadas em arcar com os incentivos, investimentos e custos adicionais de sua implantação⁴¹.

Recomenda-se que qualquer solução para AMI deva possuir as seguintes facilidades⁴²:

- 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 aplicações⁴²:

- 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.

Todas essas novas funcionalidades irão gerar uma grande quantidade de dados trafegando na AMI, exigindo um *Meter Data Management* (MDM), ou Gerenciamento de Dados do Medidor. Trata-se de uma plataforma de medição que processa e gerencia os dados gerados pelos medidores, incluindo informações além da energia consumida, como por exemplo, fator de potência e indicadores de qualidade. Objetiva aperfeiçoar processos como faturamento, eficiência operacional, serviços ao consumidor, previsão de demanda de energia, gerenciamento do sistema de distribuição (*Distribution Management System* - DMS), gestão de fraudes, gestão de demanda, entre outros. A questão não se resume mais em como coletar dados remotamente, mas como gerenciá-los para obter mais informação. Tem como funções

básicas (i) atuar como repositório de dados de registros, eventos e alarmes, e (ii) processar e analisar dados dos medidores, aplicando validação e retificação em dados inconsistentes e transformando perfis de carga elementares em informação útil à concessionária⁶.

Os softwares do sistema de gerenciamento em geral são proprietários, disponibilizados pelo fabricante dos medidores. Muitas vezes os dados são mantidos em um formato proprietário, e isso implica que os usuários somente poderão acessá-los utilizando ferramentas de gerenciamento do fornecedor dos equipamentos⁶.

É importante que os dados de medição sejam abertos e que o fornecedor de equipamentos disponibilize-os em sua fonte original e fornecendo conversores de protocolos e conectores para diversos padrões de banco de dados em linguagem tais como *Structured Query Language* (SQL), ou em formato de conversão desejado pelo usuário. É preciso certificar-se que a integração com equipamentos de outros fornecedores é permissível⁶.

A interoperabilidade com outros fabricantes de mercado permite a expansão sem perda de desempenho e custo viável na medição e gerenciamento da energia. A comunicação dos medidores com o sistema de gerenciamento de energia é fundamental para a consolidação dos dados⁶.

6.2 CUSTOS

A Figura 8 abaixo mostra os custos relativos da implantação de uma infraestrutura de medição avançada AMI. Percebe-se que, dos custos envolvidos em um sistema AMI, o medidor (*Endpoint Hardware*) representa a maior parcela do investimento, sendo esse um dos principais desafios para a implementação desses sistemas. Além disso, pode-se destacar a necessidade do projeto de um sistema de comunicação que permita robustez, expansão e segurança e a falta de consenso na padronização de interfaces e protocolos¹.

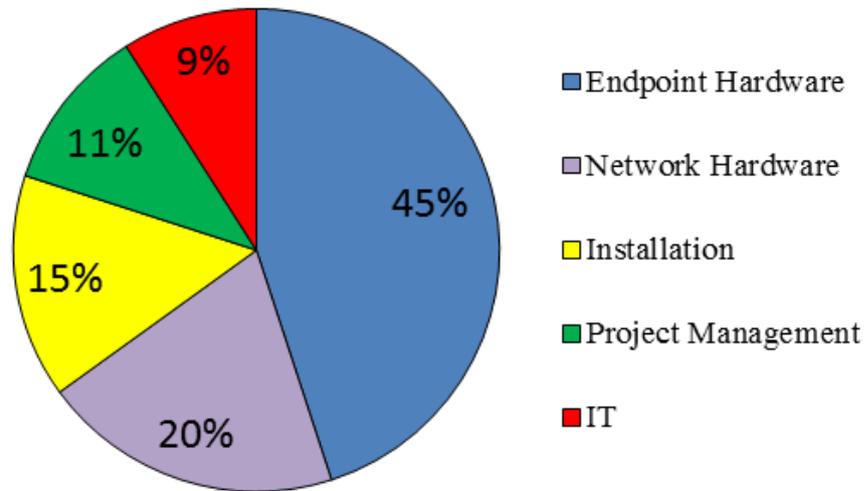


Figura 16 – Custo de uma infraestrutura avançada de medição⁶

Para viabilizar os investimentos em projetos pilotos de redes inteligentes, o principal mecanismo de financiamento vem sendo o Programa de Pesquisa & Desenvolvimento da Aneel. Desde 2008, diversos projetos têm sido envolvidos dentro de linhas temáticas de redes elétricas inteligentes. Já em meados de 2011, surgiram as primeiras iniciativas de projetos pilotos que visam explorar o conceito de redes inteligentes em sua plenitude.

O Programa de Pesquisa & Desenvolvimento da Aneel visa incentivar a busca constante por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico. O programa demanda das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e geração, a aplicação anual de uma fatia percentual mínima de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D). Essa é uma aplicação obrigatória, prevista por lei e pelos contratos de concessão⁴⁰.

A fatia percentual de recursos a serem dispendidos em P&D Aneel, conforme legislação em vigor é apresentada na Tabela 7. Os gastos compulsórios com P&D das concessionárias são calculados em relação a sua Receita Operacional Líquida (ROL), da ordem de 0,2% para o segmento de Distribuição e 0,4% para os segmentos de Geração e Transmissão⁴⁰.

SEGMENTO	Lei 12.212/2010 (alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000)							
	Vigência: 21/01/10 a 31/12/15				A partir de 01/01/16			
	P&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
Distribuição	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15
Geração	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20
Transmissão	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20

Tabela 7 – Percentual da ROL aplicado em P&D no Setor Elétrico⁴⁰

6.3 INFRAESTRUTURA DE TELECOMUNICAÇÕES

A implantação da infraestrutura de comunicação para atendimento dos pilotos é requisito básico para o sucesso do projeto. Uma vez que boa parte do sistema de distribuição existente no Brasil não possui ainda funções de monitoramento e controle nem redes de comunicação associadas, fazem-se necessários grandes investimentos em infraestrutura de comunicação por parte das concessionárias de energia.

Partes desses investimentos poderiam ser minimizados caso existissem regras e regulamentos mais claros definindo o compartilhamento das estruturas de comunicação entre concessionárias e permissionárias de serviço público. A possibilidade de utilizar-se essa estrutura de comunicação existente para implantar o sistema de comunicação dos medidores, poderá diminuir bastante os custos de implantação do projeto. Assim como a Resolução Conjunta nº 4 da ANATEL e ANEEL, de 16 de dezembro de 2014, que regulamenta o uso compartilhado de postes entre distribuidoras de energia elétrica e prestadoras de serviços de telecomunicações, as concessionárias de energia carecem de uma resolução que regule o uso compartilhado das infraestruturas de comunicação com as operadoras de telecomunicações como, por exemplo, torres e postes de telecomunicações. Dessa forma, a inexistência ou insuficiente infraestrutura de telecomunicações, atreladas aos elevados custos de implantação e ou locação de espaço em torres e *rooftops* (telhados de edifícios), levam as concessionárias de energia a adotarem soluções não muito convencionais para criação dos *backhauls* para atendimento dos projetos piloto conforme ilustrado na figura 17 abaixo.



Figura 17 – Infraestrutura de comunicação smart grid (arquivo pessoal)

Essas infraestruturas apesar de atenderem as necessidades mínimas dos projetos pilotos, e possibilitarem com baixo investimento prover o *backhaul* de comunicação entre os gateways concentradores de medição e o centro de operação, controle e medição das concessionárias, para utilização em massa, devem ter sua aplicação mais bem avaliada.

Tamãna a necessidade de uma infraestrutura adequada de telecomunicações, estão levando algumas concessionárias de energia a desenvolver postes específicos para implantação dos *backhaul* de comunicação para atendimento dos projetos de *smart metering* e *smart grid* conforme ilustrado na figura 18.



Figura 18 – Infraestrutura de comunicação para smart grid (arquivo pessoal)

6.4 TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO

Os requisitos essenciais de comunicação para o pleno desenvolvimento das redes elétricas Inteligentes podem ser listados como⁶.

- Bidirecionalidade - a rede deverá prover comunicação em duas vias em todos os seus nós;

- Largura de banda - a rede deve oferecer capacidade de transmissão de dados suficiente para suportar as aplicações. O ideal é ter uma largura de banda cinco a dez vezes a que é necessária para a medição inteligente. Por exemplo, para fazer uma leitura com 15 minutos de intervalo, quatro vezes ao dia, a rede necessita de uma largura de banda de aproximadamente 12 kbps, Considerando-se uma rede com uma largura de banda total de 100 kbps, há a possibilidade de utilização da capacidade de transmissão de 88 kbps para outras aplicações de REI;

- Escalabilidade - a rede deve ser capaz de acomodar milhares de equipamentos na rede de energia sem a redução de seu desempenho. A largura de banda deverá ser expansível para várias centenas de kbps se necessário no futuro, sem haver a necessidade de eventuais trocas de cartões de comunicação nos medidores ou nos equipamentos de rede elétrica;

- Latência - a rede deve ser rápida (baixa latência), capaz de responder em tempos inferiores a dez segundos para leitura de um medidor, ida e volta, ou seja, da Concessionária ao medidor e retornar à Concessionária, e em menos de dois segundos para o comando dos equipamentos de rede de energia (por exemplo, religadores e chaves). Isto permitirá aos operadores de serviços (call center, por exemplo) de lerem o medidor quando um cliente ligar, permitindo assim dar informações imediatas e online. Numa rede assim constituída seria possível ler um milhão de medidores em menos de uma hora;

- Bases abertas - as tecnologias da rede devem ser baseadas em padrões abertos para facilitar a interoperabilidade e fornecer escolhas a um baixo custo. Padrões como o “Internet Protocol” (IP) e os padrões IEEE para redes de computadores são exemplos usuais neste caso;

- Tolerância a falhas - a rede deve continuar a funcionar mesmo com uma falha de energia elétrica e deve permitir detectar e identificar rapidamente os pontos de ocorrências/interrupção;

- Confiabilidade - a rede tem de ser altamente confiável, permitindo acesso a, pelo menos, 99,99% dos equipamentos da rede elétrica a qualquer momento;

- Segurança - a rede tem de ser totalmente segura com múltiplas camadas de comprovados padrões de segurança para o volume de dados trafegado;

- Custo justo - a rede deve ter um custo que justifique a sua implementação e operação – não pode ser mais cara que uma rede para só fazer medição;

- Atualização - a rede deve permitir a instalação de eventuais atualizações de versões de firmware – em milhões de cartões de rede, medidores, etc. efetivando-se em apenas algumas horas, permitindo, assim a implementação dos “upgrades” e correções de forma remota, sem a necessidade de locomoções até ao local onde está o equipamento;

- Gerenciamento - deve existir um sistema de gerenciamento de rede que permita à Concessionária gerir a implantação e a operação de milhões de nós com uma equipe de pessoal reduzida.

Para atender todas as funcionalidades previstas e desejadas pelas distribuidoras, é necessário estabelecer os requisitos indispensáveis para o perfeito funcionamento das aplicações de medição e aplicações futuras que serão implementadas na rede.

O desafio que se apresenta é atender aos requisitos típicos, como largura de banda dos canais de comunicação, latência dos dados, *jitter*, arquiteturas gerenciadas, redundantes e com

contingências, além dos requisitos de segurança como disponibilidade, integridade e privacidade⁴².

Esses requisitos se traduzem em redes de alta disponibilidade, alta confiabilidade e de característica de multiaplicação para suportar as diversas aplicações mencionadas. Essa infraestrutura de comunicação multiaplicação para redes inteligentes utiliza fortemente as tecnologias de comunicação sem fio *ZigBee*, *Wi-Fi Mesh*, *WiMax*, rádio tetra e satélite, bem como a já consagrada solução GPRS e 3G. Em algumas concessionárias, também são utilizadas as tecnologias de comunicação com fio baseadas em fibra ótica GPON, HFC, PLC, *MetroEthernet* e SDH⁴².

Dentre as tecnologias citadas cabe ressaltar a tecnologia PLC (*Power Line Communication*), regulamentada pelas resoluções normativas Nº 375 e 527 de 2009 da ANATEL, possibilitando atingir velocidades máximas de transmissão de até 45 Mbps, utilizando os cabos elétricos da rede de distribuição para conexão.

Essa variedade de tecnologias é aplicada de forma complementar ou de contingência, de acordo com as características geográficas do local da aplicação, bem como de sua natureza mercadológica. A composição dessas tecnologias tem sido recomendada em função do perfil das concessionárias e dos cenários típicos nacionais – como locais urbanos densamente povoados, tipicamente metropolitanos, incluindo comunidades e aglomerados de baixo poder aquisitivo, áreas suburbanas de média densidade de clientes ou regiões rurais, de baixa densidade de clientes e com alimentadores radiais de grande extensão⁴².

A decisão sobre a seleção de tecnologias e de frequências, baseada em *survey* (*pesquisa*), deve considerar ainda o nível de interferência local, concluindo pela recomendação de uso de frequências não licenciadas ou destinadas ao uso exclusivo das distribuidoras.

Essa infraestrutura tem demandado ainda o desenvolvimento de *gateways* e roteadores para integrar as diversas tecnologias mencionadas. É recomendado que todos esses desenvolvimentos sejam avaliados nos laboratórios ou em ambientes controlados antes de serem implementados em campo⁴².

Outro ponto que vale ressaltar é que a rede de comunicações implantada para medição inteligente seja dimensionada e capaz de acrescentar outras aplicações de REI, que serão desenvolvidas nos próximos 10 a 15 anos.

6.5 INSTALAÇÃO DOS MEDIDORES

6.5.1 PADRÃO DAS INSTALAÇÕES

O padrão de entrada é o conjunto de instalações composto de caixa de medição, sistema de aterramento, condutores e outros acessórios indispensáveis e obrigatórios para que a concessionária de energia efetue a instalação dos medidores de energia nas unidades consumidoras sendo eles residenciais, comerciais ou industriais.

O tipo de padrão de entrada indicado para o imóvel vai depender das normas de instalação de cada concessionária, da demanda máxima da unidade consumidora, tipo de ligação, que pode ser monofásica, bifásica ou trifásica, e do local adequado para sua instalação, que dependendo da concessionária de energia, para uso residencial e comercial, poderá ser em poste, pontalete, muro ou parede.

Todas as distribuidoras de energia em seu conjunto de procedimentos e normas técnicas existem padrões de entrada de energia, padrões esses que ao longo de anos, foram sofrendo atualizações na medida em que foram ocorrendo evoluções tecnológicas dos dispositivos disponíveis no mercado como disjuntores, caixas, quadros elétricos, postes e dos próprios medidores de energia.

Um grande problema enfrentado pelas distribuidoras de energia durante a fase de implantação dos projetos de *smart metering*, é a grande variedade de padrões de entrada existentes nas unidades consumidoras em sua área de concessão, podendo citar:

- Tamanho das caixas de medição – Dificuldade de instalação de medidores em caixas de tamanhos reduzidos, principalmente quando os medidores inteligentes de energia são providos com módulos de corte e religamento de energia.

- Material das caixas de medição – Muitas concessionárias de energia adotaram ao longo dos anos ou continuam adotando até os dias de hoje, caixas de medição metálicas. Caixas metálicas, principalmente para aplicação que envolve medidores com tecnologia de comunicação em radio frequência, contribuem para a atenuação do sinal de RF, dificultando ou até mesmo inviabilizando a comunicação entre os medidores e concentradores de medição.

- Local de Instalação – Muitas unidades consumidoras com instalações antigas, condições precárias para instalação dos medidores (medidores expostos ao tempo) e localização física do “padrão de entrada” no interior das edificações.

Nesses casos, infelizmente ainda não existe outra opção a não ser a compatibilização da tecnologia existente as realidades encontradas em campo. Não se pode exigir que um determinado cliente substitua o seu padrão de entrada ou muito menos achar que a distribuidora assumira essas despesas. Em quase 100% dos casos, qualquer tipo de intervenção por menor que seja, quando efetuada em grande escala se tornaria economicamente e tecnicamente inviável. É comum encontrar residências e edifícios cujo padrão de entrada, por decorrência de inúmeras obras de ampliação ocorridas nesses imóveis ao longo de anos, encontra-se no centro das edificações. Se tratando de uma aplicação de comunicação utilizando tecnologia de radio frequência, dependendo das barreiras físicas entre o medidor e concentrador de medição mais próximo, pode inviabilizar essa comunicação.



Figura 19 – Instalações típicas de medidores (arquivo pessoal)

Para tentar contornar esse tipo de dificuldade e não comprometer os resultados esperados nos projetos, algumas distribuidoras estão adotando caixas concentradoras de medição instaladas em pontes de distribuição de energia. Essas caixas concentradoras apesar do custo envolvido na aquisição e instalação por parte da distribuidora resolve o problema dos padrões de instalação, trazendo as mesmas funcionalidades de um medidor inteligente convencional com acréscimo de outros benefícios como:

- Proporciona redução de custos operacionais e clientes inacessíveis;
- Módulos de medição com opções de configuração monofásica, bifásica ou trifásica;
- A conexão dos módulos na caixa pode ser feita sem a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos outros consumidores do conjunto *Hot Swap* (Troca dos módulos sem a necessidade de desligamento da caixa);
- O consumidor final tem acesso às informações de seu consumo através de um terminal de consulta; individual IHD (*In Home Display*), de acordo com portaria 011/2009 do Inmetro;
- Possibilidade de criação de unidades polifásicas a partir da junção de módulos monofásicos;
- Alarme de abertura de tampa;
- Alarme de temperatura;



Figura 20 – Caixa concentradora de medição⁴³

6.5.2 MÃO DE OBRA ESPECIALIZADA

Uma *smart grid* deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia ou equipamento específico, não é possível abrir um catálogo comercial e comprar um *smart grid*, porém é possível reunir tecnologias e construir uma para atender determinadas necessidades⁴⁴.

O novo paradigma que se apresenta para as redes elétricas impõe a necessidade de melhorias na infraestrutura com enormes investimentos, sendo necessária uma grande massa de mão de obra qualificada para as mais diversas áreas de atuação, incluindo a fabricação de medidores inteligentes, instaladores de equipamentos, desenvolvedores de sistemas supervisórios, especialistas em gestão energética, cibersegurança, administradores de base de dados e analistas de negócio e sistemas de potência, dentre outras especialidades. Ao mesmo tempo, os mesmos autores destacam que foi identificado um crítico déficit de programas de treinamento e educação para trabalhadores que deverão conduzir os rumos da *smart grid*.

Para conter esse déficit de mão de obra especializada, o governo, a indústria de equipamentos e desenvolvimento de soluções e as concessionárias de energia elétrica deverão investir em programas de treinamento e aperfeiçoamento técnico para formar profissionais, com capacidade de entender e desenvolver essa nova visão do sistema elétrico do futuro *smart grid*.

Deverão ser criados laboratórios e ambientes de estudos que possam atender de forma didática as necessidades de um projeto de *smart grid* como todo, bem como possibilitar à simulação e realização de testes, aproximando os “alunos” a realidade encontrada em campo. Esses ambientes de estudos deverão possibilitar testar as soluções propostas para permitir a interoperabilidade entre tecnologias, sendo este um dos grandes desafios do *smart grid*.

Países como os Estados Unidos há tempos vem realizando investimentos em treinamentos e qualificação de mão de obra especializada. No ano de 2010, por exemplo, o *DOE – Department of Energy* (Departamento de Energia) anunciou um investimento na casa de US\$100 milhões em melhoria de mão de obra do setor elétrico voltado para construção e operação de redes elétricas inteligentes⁴⁵.



Figura 21 – Instalação de medidores inteligentes de energia (arquivo pessoal)

6.5.3 ENVOLVIMENTO DO CONSUMIDOR E AVALIAÇÃO DE SEU COMPORTAMENTO

Um dos fatores críticos de sucesso para a implantação de redes inteligentes é a participação ativa dos consumidores, que deverão usufruir de diversos mecanismos tecnológicos de acesso às informações geradas pela rede para a devida tomada de decisão. Dessa forma, passam a se constituir em agentes da eficiência energética e isso permite aos consumidores um maior controle sobre a forma de uso e o consumo de equipamentos residenciais e comerciais. Para materializar este cenário, é fundamental que o consumidor esteja tão próximo quanto possível de qualquer canal de comunicação capaz de lhe propiciar o poder dessa ação⁴².

Assim, investimentos em tecnologia podem não ser efetivos se o consumidor não fizer parte das estratégias de implantação das redes inteligentes. Algumas experiências internacionais demonstram a importância e o impacto de não se considerar as necessidades, expectativas e motivações de quem, de fato, deve incorporar mudanças de atitude no dia a dia⁴².

De acordo com Neves, 2013⁴⁶ o envolvimento do consumidor nos projetos de redes inteligentes apresenta, portanto, os seguintes desafios:

- Falta de comunicação de duas vias entre consumidores e concessionária;

- Falta de acesso dos consumidores à Internet;
- Falta de equipamentos de micromedição adaptados aos padrões da rede elétrica do consumidor (tensão de operação, plugues e tomadas);
- Manutenção da privacidade e da segurança dos consumidores;
- Conscientização sobre o uso eficiente da energia, o uso de aparelhos inteligentes e o gerenciamento de energia;
- Complexidade do processo de faturamento;
- Dificuldade em adaptar os sistemas para fornecer informações dos gastos, ficando limitados ao fornecimento dos dados relativos à energia consumida.

Algumas distribuidoras na tentativa de conscientizar a população local sobre a importância do projeto distribuíram kits com panfletos educativos com métodos de conscientização e utilização racional de energia elétrica. Foram criadas também estruturas físicas e móveis nas cidades atendidas pelos projetos para divulgação dos benefícios da implementação do mesmo. Nessas estruturas, são apresentados vídeos, realizados treinamentos e palestras de conscientização para população com o objetivo de desenvolver a cultura da eficiência energética no município, mostrando sua importância para a sociedade e meio-ambiente.



Figura 22 – Unidade móvel da distribuidora EDP⁴⁷

Outras companhias como, por exemplo, a EDP Bandeirantes, realizou também distribuição de lâmpadas compactas e eficientes, geladeiras e sistemas de aquecimento solar a clientes cadastrados como baixa renda.

6.5.4 DESAFIOS RELATIVOS À REGULAMENTAÇÃO

Projetos-piloto de *smart grid* têm o propósito de avaliar tecnologias e soluções submetidas ao comportamento real da rede e de seus consumidores. Isso só é alcançado aplicando-se as tecnologias e as soluções em condições normais de fornecimento de energia, de forma que toda a regulamentação para fornecimento de energia elétrica seja exigida na rede-piloto. A regulamentação existente não permite mudança dos padrões de fornecimento de energia, mesmo que temporária e com anuência dos consumidores. Essa condição constitui um grande desafio para a inclusão, nos pilotos, de avaliações que impliquem riscos à redução da qualidade do fornecimento de energia⁴⁶.

De acordo com Neves, 2013⁴⁶ outra questão que oferece desafios aos projetos piloto está relacionada às regras de uso dos recursos de P&D ANEEL, que são bastante utilizados em projetos conduzidos pelas concessionárias. As regras, elaboradas de forma ajustada aos projetos de pesquisa e desenvolvimento, apresentam desafios aos projetos-piloto, a saber:

- Impossibilidade de iniciar o projeto com uma fase de planejamento do teste, a ser elaborada após uma fase de levantamento das condições detalhadas da rede onde se desenvolverá o piloto, causando revisões e atrasos no projeto;
- Necessidade de manter os ativos no controle da concessionária ou da instituição de pesquisa, mesmo quando instalados no consumidor, o que cria dificuldade em equacionar a participação dos consumidores nesses pilotos.

7 CONCLUSÃO

O presente documento abordou de forma geral os conceitos de uma rede elétrica inteligente e os principais subsistemas que compõe essa estrutura, possibilitando identificar os inúmeros ganhos e vantagens que as redes elétricas inteligentes trazem tanto para distribuidora de energia quanto para população local, principalmente nas questões relacionadas à eficiência energética obtidas com a implantação do sistema de medição avançada, porém conforme discutido no capítulo 6 a implantação desse conceito em uma estrutura existente que não foi planejada para receber esses avanços tecnológicos, apresentam inúmeros desafios e dificuldades. Dificuldades essas que concessionárias de energia e fornecedores de equipamentos e integradores de soluções certamente irão reencontrar durante a implantação em larga escala de projetos de *smart metering* e *smart grid*.

Foi também possível observar a importância dos medidores inteligentes na infraestrutura avançada de medição e apontar e discutir as principais dificuldades enfrentadas na implantação dos projetos pilotos, sempre que possível indicando soluções e caminhos alternativos para contornar as dificuldades encontradas.

Com relação à arquitetura a ser adotado e as tecnologias de comunicação, foi apresentada a extrema importância em adotarem-se soluções que possibilitem compatibilização das funcionalidades e interoperabilidade entre os equipamentos.

Relacionado aos custos dos projetos pilotos, foi demonstrado que apesar dos altos investimentos necessários para implantação, os incentivos financeiros dos programas de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL, estão apresentando na prática resultados com implantação de inúmeros projetos pilotos de *smart grid* em todo Brasil.

Demostrou-se também algumas soluções que as distribuidoras de energia estão adotando para contornar a falta de uma estrutura adequada de telecomunicação. Ainda nesse contexto foi aberta a discussão sobre compartilhamento das infraestruturas de telecomunicações das empresas de telefonia móvel com as distribuidoras de energia.

Foram apresentadas as dificuldades de instalação dos medidores nos padrões de entradas existentes e indicado como alternativa nas localidades onde se inviabilizam a instalação dos medidores em caixas concentradoras de medição.

Também foi indicada a necessidade de investimentos em treinamentos e programas de aperfeiçoamento técnico para conter o déficit de mão de obra especializada em todas as áreas de atuação que atingem os projetos.

Foi possível concluir também que para o sucesso pleno do projeto é essencial a participação da população, principalmente no ponto de vista conscientização e utilização racional de energia elétrica.

Por final foram apontadas as dificuldades relacionadas à regulamentação que poderiam ser revistas pelos órgãos competentes, facilitando a avaliação de tecnologias e implantação dos projetos pilotos.

REFERÊNCIAS

1. Ferreira, J, B. Análise de Formas de Medição de Energia Elétrica no Setor Residencial. 2012. 72 p. [dissertação] – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2012.
2. Hollanda, D e Coura, J. Redes Elétricas Inteligentes Diálogo Setorial Brasil-União Europeia. 2014. Disponível em:< <http://www.mcti.gov.br/documents/10179/35540/Redes+El%C3%A9tricas+Inteligentes+-+Di%C3%A1logos+Setoriais+Brasil-Uni%C3%A3o+Europeia/1928a060-91ff-48e2-8479-ae590f0fd9a9>>. Acesso em: 29 de abril de 2016.
3. Lopes, Y.; Fernandes, N, C e Muchaluat-Saade, D, C. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. 2015. Disponível em: < <http://sbrc.2015.ufes.br/wp-content/uploads/Ch2.pdf> >. Acesso em: 15 de abril de 2016.
4. Brasil. Ministério de Minas e Energia. Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes. Smart Grid. 2010. Disponível em:< http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157 > Acesso em: 15 de abril de 2016.
5. Amaral, H, L, M. Desenvolvimento de Um Smart Meter: Um Estudo Sobre Eficiência Energética Através das Redes Inteligentes. 2014. 90 p. [dissertação] – Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2014.
6. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional. 2012. Disponível em:< <http://www.cgee.org.br/atividades/redirect/8050>> Acesso em: 08 de maio de 2016.
7. Torre, L, B. Uma Proposta de Arquitetura Extensível para Micro Medição em Smart Appliances. 2012. 117p. [tese] – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.
8. Heck, G.; Souza, C.; Riella, R.; Klimkowski, M.; Seidel, D.; Marchesi, B. Integração da Rede de Automação da Distribuição com a Rede Corporativa. Revista O Setor Elétrico, Edição 81, out, 2012.
9. Bovolato, M. C. Sistema de Proteção com Auto-restauração (Self Healing). Disponível em: < <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/auto-retauracao-self-healing.pdf> > Acessado em 26 de maio de 2016.
10. Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL . Micro e Minigeração Distribuídas. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/_/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false > Acesso em: 26 de maio de 2016.

11. Portal Brasil. Brasil estará entre os 20 países com maior geração solar em 2018. Disponível em: < <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/01/brasil-estara-entre-os-20-paises-com-maior-geracao-solar-em-2018>> Acessado em 26 de maio de 2016.
12. Bernardes, M. Tecnologia e Sustentabilidade. Sistemas de Armazenamento de Energia: Tendências para o Setor Elétrico. Disponível em: < <http://blogs.pini.com.br/posts/tecnologia-sustentabilidade/sistemas-de-armazenamento-de-energia-tendencias-para-o-setor-eletrico-366246-1.aspx> > Acesso em 27 de maio de 2016.
13. Robert Bosch LTDA. Tecnologia de Armazenamento. Disponível em: < http://www.brasil.bosch.com.br/pt/br/br_main/sustainability_innovation_1/produtos/energias_renovaveis/tecnologia_de_armazenamento_de_energia/tecnologia_de_armazenamento_de_energia_1.html > Acessado em 26 de maio de 2016.
14. Bookstrat. Compartilhamento de Carros Elétricos em Paris. Disponível em: < <https://www.bookstrat.com.br/noticias.html> > Acessado em 26 de maio de 2016.
15. Instituto Latec. Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grid). Disponível em: < <http://www.institutoslactec.org.br/submenu-ped/redes-eletricas-inteligentes/>> Acessado em 27 de maio de 2016.
16. Petenel, F e Panazio, C. Análise de uma Rede Smart Grid Usando a Norma IEC 61850 e dados de medição. 2012. Disponível em:< http://www.academia.edu/3036264/An%C3%A1lise_de_uma_rede_Smart_Grid_usando_a_norma_IEC_61850_e_dados_de_medi%C3%A7%C3%B5es >. Acesso em: 09 de julho de 2016.
17. Governo do estado de São Paulo. Iluminação Pública Guia do Gestor. Disponível em: < <http://www.energia.sp.gov.br/a2sitebox/arquivos/documentos/519.pdf> > Acessado em 27 de maio de 2016.
18. Inovelux. Cidades Inteligentes e a Telegestão da Iluminação Pública. Disponível em: < <http://www.i9lux.com/2012/10/cidades-inteligentes-e-a-telegestao-da-iluminacao-publica/> > Acessado em 27 de maio de 2016.
19. GE Lighting. Luminárias Led GE para Aplicações Externas. Disponível em: < <http://www.gelighting.com/LightingWeb/br/products/technologies/led/> > Acessado em 27 de maio de 2016.
20. Wikipédia. Medidor de Energia Elétrica. Disponível em: < https://pt.wikipedia.org/wiki/Medidor_de_energia_el%C3%A9trica > Acessado em 27 de maio de 2016.
21. Vaz, L. M. M. Impactos e Benefícios do Sistema de Medição Centralizada. Estudo de Caso Numa Concessionária Brasileira de Eletricidade. 2012. 63 p. [dissertação] – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
22. Nansen. Medidores Eletromecânicos. Disponível em: < <http://www.nansen.com.br/eletromecanicos> > Acessado em 28 de maio de 2016.

23. Elo Sistemas Eletrônicos. Medidores de Faturamento para Baixa Tensão. Disponível em: < http://www.elonet.com.br/medidor_bt.php > Acessado em 28 de maio de 2016.
24. Leite, D, R, V.; Lamin, H. Medição Eletrônica como Ferramenta para Modernização do setor Elétrico. 2009. Disponível em: < <http://www.workoutenergy.com.br/abar/cbr/Trab1109.pdf> > Acesso em: 07 de maio de 2016.
25. Vilaca, M.C.A.A.N.; Figueiredo, N.V.; Oliveira, B.L.; Ferreira, H.V.; Fortes, Z.M.; Correia, F.W.; Pacheco, L.C.O. Smart City – Caso da Implantação em Buzios – RJ. Revista Sodebras, Volume 9, N° 98, Fev, 2014.
26. Companhia Energética de Minas Gerais. Cemig Testa Novos Medidores Inteligentes em Sete Lagoas. Disponível em: < http://www.cemig.com.br/sites/Imprensa/pt-br/Paginas/cemig_testa_novos_medidores_inteligentes.aspx > Acesso em 18 de abril de 2016.
27. Ecil Energia. Medição Inteligente. Disponível em: < <http://www.ecilenergia.com.br/download/Medidores.pdf> > Acessado em 28 de abril de 2016.
28. Koneski, M. Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento. Sistema de Pré-pagamento de Energia para Recarga de Veículos Elétricos Utilizando Cartão sem Contato. Disponível em: < <file:///C:/Users/pc%202015/Downloads/MichelKoneski.pdf> > Acessado em 28 de maio de 2016.
29. Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Nota Técnica n° 014/2012. SRC/ANEEL. Proposta de regulamento para as modalidades de pré-pagamento e pós-pagamento eletrônico de energia elétrica. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/048/documento/nt-014-src-pre-pagamento.pdf> > Acessado em 27 de maio de 2016.
30. Hieda, F. Y. Análise Técnica e Regulatória do Sistema Pré-pago de Energia Elétrica do Brasil. Disponível em:< <http://www.eletrica.ufpr.br/ufpr2/tccs/232.pdf> > Acessado em 27 de maio de 2016.
31. Wuhan Radarking Electronics Corp. Single phase two wire prepaid electronic energy meter. Disponível em: < <http://radarkingmarket.en.made-in-china.com/> > Acessado em 27 de maio de 2016.
32. Secretaria de Energia e Mineração. Falta de medidores aprovados pelo Inmetro ainda trava pré-pagamento de energia. Disponível em: < <http://www.energia.sp.gov.br/lenoticia.Php?id=937> > Acessado em 27 de maio de 2016.
33. Brasil. Ministério de Minas e Energia. Consumo de energia elétrica no Brasil cai 2,1 % em 2015. 2016. Disponível em < <http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/consumodeenergiael%C3%A9trica%20cai%202,1%20por%20cento%20em%202015.aspx> > Acesso em: 30 de abril de 2016.

34. Brasil. Ministério de Minas e Energia. Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética Ciclo 2016 (2016-2020). 2016. Disponível em:< http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/carga_pen.aspx > Acesso em: 09 de maio de 2016.
35. Brasil. Ministério de Minas e Energia. Consumo de Energia no Brasil Análises Setoriais. 2014. Disponível em:< <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%201014%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil.pdf> > Acesso em: 09 de maio de 2016.
36. Amaral, H.L.M.; Vale, F. F. Z.; Gastaldello, D.S. Smart metering como Ferramenta de Eficiência Energética.2014. Disponível em:< <http://docplayer.com.br/3047714-Smart-metering-como-ferramenta-de-eficiencia-energetica.html> > Acesso em: 08 de maio de 2016.
37. Metering & Smart Energy International. Home Energy Monitor 703. Disponível em: < <http://www.metering.com/home-energy-monitor-703/> > Acesso em: 31 de maio de 2016.
38. Braga, B. B. Gerenciamento Pelo Lado da Demanda em Áreas Residenciais. 2014. 63 p. [dissertação] – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
39. Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Tarifa Branca. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca> > Acessado em 09 de julho de 2016.
40. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Redes Elétricas Inteligentes Diálogo Setorial Brasil-União Europeia (2014). Disponível em: < <http://www.mcti.gov.br/documents/10179/35540/Redes+El%C3%A9tricas+Inteligentes+-+Di%C3%A1logos+Setoriais+Brasil-Uni%C3%A3o+Europeia/1928a060-91ff-48e2-8479-ae590f0fd9a9> > Acessado em 29 de abril de 2016.
41. Guerra, J. Smart Grid é o Futuro Certo da Distribuição de Energia Elétrica?. Revista O Setor elétrico, Volume 50, Mar, 2010.
42. Hernandez, L.; Piccol, L.; Mincov, N.; Leite, C.; Castilho, R.; Ferreira, N.; Romano, R. Implantação de Projetos Piloto de Redes Inteligentes no Brasil. Revista O Setor Elétrico, Edição 67, Ago, 2011.
43. Nansen. Este é o Sim Nansen. Disponível em: < <http://www.nansen.com.br/simnansen,2,1> > Acessado em 31 de maio de 2016.
44. Sup, L. M. A. Arquitetura Física e Lógica de uma Smart Microgrid para Gestão Integrada da Energia: Um Modelo Para o Parque Tecnológico de Itaipu. 2012. 129 p. [dissertação] - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2012.
45. Energy.Gov. Obama Administration Announces Nearly \$100 Million for Smart Grid Workforce Training and Development. 2010. Disponível em: < <http://energy.gov/articles/obama-administration-announces-nearly-100-million-smart-grid-workforce-training-and> > Acesso em: 13 de abril de 2016.

46. Neves, L. C.; Bargarolli, A. Os Desafios da Implementação dos Projetos-piloto de Smart Grid no Brasil. 2013. Disponível em: < <http://livrozilla.com/doc/1247567/os-desafios-da-implementa%C3%A7%C3%A3o-dos-projetos-piloto-de-smart>> Acesso em: 18 de julho de 2016.

47. Abinee Tec 2012. InovCity Aparecida Implementando um Projeto de Redes Inteligentes na EDP Brasil. Disponível em: < <http://www.tec.abinee.org.br/2012/arquivos/s2g.pdf> > Acesso em: 31 de maio de 2016.