



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MEDIDORES INTELIGENTES E COMUNICAÇÃO DE DADOS EM
REDES INTELIGENTES**

WESLEY RODRIGUES DE MENEZES

CAMPINA GRANDE, 2020

WESLEY RODRIGUES DE MENEZES

**MEDIDORES INTELIGENTES E COMUNICAÇÃO DE DADOS EM
REDES INTELIGENTES**

*Projeto de Engenharia Elétrica apresentado à
Coordenação de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como requisito
obrigatório para a obtenção do título de bacharel em
Engenharia Elétrica.*

Orientador: Prof. Leocarlos Bezerra da Silva Lima, D. Sc.

CAMPINA GRANDE

2020

WESLEY RODIGUES DE MENEZES

MEDIDORES INTELIGENTES E COMUNICAÇÃO DE DADOS EM REDES INTELIGENTES

Projeto de Engenharia Elétrica apresentado à Coordenação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como requisito obrigatório para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 27 / 02 / 2020

Prof. Célio Anésio da Silva, D. Sc.

Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Prof. Leocarlos Bezerra da Silva Lima, D. Sc.

Universidade Federal de Campina Grande
Orientador

CAMPINA GRANDE, 2020

DEDICATÓRIA

A Deus, em primeiro lugar.

*Aos meus pais, Wellington e Edileusa, que sempre
me orientaram, deram-me a oportunidade de
estudo e nunca me deixaram fraquejar.*

*A minha família, de uma maneira geral, que
sempre foram minha fonte de inspiração.*

*Aos meus amigos por todo o carinho e apoio
ao longo desses anos.*

AGRADECIMENTOS

À Deus, por todas as graças que ele me concedeu ao longo desses anos. Sempre me dando forças para enfrentar os momentos difíceis e lutar pelos meus objetivos.

Aos meus pais, Wellington e Edileusa, por todos os ensinamentos me passados ao longo dos anos, por toda a ajuda e apoio. Por sempre estarem do meu lado nos momentos mais difíceis.

A minha família aqueles que sempre estiveram presentes em minha vida.

Aos funcionários e professores do DEE que estiveram comigo durante a minha graduação, em especial ao meu orientador, professor Leocarlos, por sua disponibilidade sempre que precisei. Pelo empenho, paciência no período de orientação, pela ajuda e conhecimentos transmitidos ao longo dessa jornada. Muito obrigado!

Aos amigos que deixei na Bahia e aos que fiz em Campina Grande, em especial aqueles que estiveram comigo durante toda a graduação: João Carlos, Claudemi, Mateus, Breno, Pedro, Telmo, Vinícius, Thiago, Camila, Monalisa, Lucas, Zé Wesley.

E a minha namorada e amiga, Priscila, por toda a paciência, companheirismo e ajuda que teve comigo ao longo deste trabalho, sempre me dando forças.

Muito Obrigado!

RESUMO

Os recentes avanços tecnológicos dedicados a sistemas elétricos de potência têm permitido que os sistemas de distribuição de energia elétrica sejam beneficiados por investimentos em uma estrutura supervisionada que explora o uso de equipamentos de medição e monitoramento. Um exemplo disso é a substituição de medidores de energia elétrica eletromecânicos por eletrônicos inteligentes. Neste trabalho apresenta-se uma panorama nacional e global do emprego de medidores inteligentes de consumo de energia e suas estratégias de comunicações empregadas, por meio de uma abrangente revisão bibliográfica, juntamente com um estudo de caso realizado na cidade de Bento Gonçalves – RS destacando o progresso dos investimentos realizados pela distribuidora de energia do estado, para criação de uma rede própria de comunicação exclusiva para operar e monitorar unidades consumidoras que realizaram a substituição do seu medidor. A análise deste estudo mostra uma enorme satisfação da companhia distribuidora e dos consumidores com o pioneirismo do sistema implantado, a garantia de uma maior segurança e continuidade do sistema de distribuição local.

Palavras chaves: Medidores Eletrônicos, Smart Grid, Medição de energia, Distribuição de Energia Elétrica.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Geração de energia de uma rede inteligente	2
Figura 2 - Medidor lâmpada-hora para sistemas de corrente alternada.	4
Figura 3 - Patente esboçando o diagrama elétrico do medidor de Thomas Edison. ..	5
Figura 4 – Patente esboçando o diagrama elétrico do medidor de O. B. Shallenberger.	6
Figura 5 - Estrutura do medidor convencional em comparação a de medição avançada (AMI).	10
Figura 6 - Modelo conceitual de um sistema Smart Grid.	13
Figura 7 - Tecnologias das redes inteligentes	14
Figura 8 - Projetos de redes inteligentes pelo mundo	18
Figura 9 - Países que possuem os maiores investimentos em redes inteligentes....	19
Figura 10 - Distribuição dos projetos de redes inteligentes	27
Figura 11 - Registro da EA Bento Gonçalves, local alvo do estudo.	33
Figura 12 - Logomarca do projeto "A Energia na Cidade do Futuro"	34
Figura 13 - Componente de repetição do sinal RF da rede Mesh, instalado em poste.	36
Figura 14 - Relays instalados em Bento Gonçalves - RS.	37
Figura 15 - Diagrama unifilar para medição de energia elétrica de consumidores do grupo A.	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores de consumo energético do plano decenal.....	1
Tabela 2 - Comparativo entre a rede padrão e a rede inteligente.....	14
Tabela 3 - Normas do IEC aplicadas às redes inteligentes	30
Tabela 4 - Resumo das conclusões para os grupos impactados.....	41

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABDI	Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
ABRADEE	Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMR	<i>Automatic Meter Reading</i>
AMM	<i>Advanced Meter Management</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AP	<i>Access Point</i>
APEL	Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações
CCM	Centro de Controle de Medição
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CO2	Gás carbônico
CEFET	Centro Federal de Educação Tecnológica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica de Eletrobrás
CPqD	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
DECC	<i>Department of Energy Climate Change</i>
DSM	Gestão pelo lado da demanda
EDF	<i>Électricité de France</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERDF	<i>Électricité Réseau Distribution France</i>
GRPS	<i>General Packet Radio Service</i>
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IFMT	Instituto Federal do Mato Grosso
kbit/s	kilobits por segundo
Mbits/s	Megabits por segundo
MDM	<i>Meter Data Management Systems</i>

MME	Ministério de Minas e Energia
NIC	<i>Network Interface Card</i>
NIST	<i>National Institute for Standards and Technology</i>
NOS	Operador Nacional do Sistema
PLC	<i>Power Line Communication</i>
RGE	Rio Grande Energia
Rly	<i>Relays</i>
RSSF	Rede de Sensores Sem Fio
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SEP	<i>Smart Energy Profile</i>
SGCC	<i>State Grid Corporation of China</i>
SGTF	<i>Smart grids Task Force</i>
SRA	Sistema de Reposição Automática
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande
UFF	Universidade Federal Fluminense
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
USP	Universidade de São Paulo
UC	Unidade consumidora
WLAN	<i>Wireless Local Area Networks</i>
WPAN	<i>Wireless Personal Area Networks</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos.....	2
1.1.1	Objetivo Geral	2
1.1.2	Objetivos Específicos	3
1.2	Organização do Trabalho	3
2	ESTADO DA ARTE DOS MEDIDORES DE ENERGIA	4
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	9
3.1	Redes com Medidores Inteligentes	9
3.1.1	Contexto Histórico.....	11
3.1.2	Conceito	11
3.1.3	Infraestrutura de Comunicação	15
3.2	Redes Inteligentes pelo Mundo	17
3.3	Redes Inteligentes no Brasil	21
3.3.1	Panorama do Setor Elétrico Brasileiro	21
3.3.2	Desafios e Oportunidades no Brasil.....	22
3.3.3	Principais Iniciativas de Redes Inteligentes no Brasil	25
3.4	Normalização das Redes Inteligentes	29
3.4.1	Regulamentação Internacional Voltada para a Rede Inteligente	29

3.4.2	Regulamentação Brasileira Aplicada às Redes Inteligentes	31
4	METODOLOGIA	32
4.1	Estudo de Campo do Grupo Rio Grande Energia (RGE) – Bento Gonçalves/RS.....	32
4.1.1	A Rede RF Mesh.....	35
4.2	Estudo de Campo em Consumidores do Grupo A.....	37
5	ANÁLISE DO ESTUDO.....	40
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	42
	REFERÊNCIAS.....	43

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos com as crescentes políticas de desenvolvimento sustentável e a escassez de combustíveis fósseis baratos, houve um aumento do interesse pela geração e distribuição da energia elétrica de forma mais eficiente e sustentável. Tal interesse fomenta estudos como os da Empresa de Pesquisa Energética – EPE que, em 2017, divulgou dados do plano decenal de expansão de energia do país. Na Tabela 1 evidencia-se os indicadores de consumo apontados pela pesquisa.

Tabela 1 - Indicadores de consumo energético do plano decenal.

Indicador	Ano		
	2017	2022	2027
Consumo Final de Energia (milhões tep)	260	286	325
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,25	1,33	1,47
Intensidade Energética da Economia (tep/mil R\$)	0,040	0,038	0,037

Fonte: EPE, 2017.

Segundo a EPE o consumo final de energia crescerá à taxa média de 2,3% ao ano entre 2017 e 2027; o consumo per capita 18% no mesmo período, atingindo 1,5 toneladas equivalente de petróleo por habitante no fim do 2027. Já a intensidade energética diminuirá no período analisado, devido à eficiência energética resultante, dentre outros fatores, de um melhor gerenciamento de energia por parte das concessionárias como também dos consumidores.

Neste contexto de economia de energia, faz-se importante um estudo sobre a inserção de medidores inteligentes nas unidades consumidoras, a fim de se observar seus impactos no gerenciamento do consumo local, assim como a estrutura de comunicação necessária para o emprego dessa tecnologia já que os novos medidores eletrônicos possuem a capacidade de processar dados em tempo real e ajudam os operadores a tomar decisões.

Segundo Leite (2013) uma modernização dos sistemas de medição e uma realização de profundas mudanças no tratamento de informações é necessária para viabilizar tal comunicação. Tal modernização foi intitulada de “rede inteligente” (ou *smart grid*, em inglês) pela primeira vez na revista IEEE Power and Energy (AMIN & WOLLENBERG, 2005). Com as redes elétricas inteligentes, o consumidor passa a ser parte fundamental do funcionamento e controle da rede elétrica. Além disso, os medidores inteligentes localizados nas residências passam a gerar uma quantidade

enorme de informação que poderá ser usada para o gerenciamento e controle do sistema.

Para o desenvolvimento de uma rede elétrica inteligente ocorrer, a inteligência e as tecnologias, antes existentes apenas em parte do Sistema Elétrico de Potência (SEP), tornam-se imprescindíveis da geração até o consumidor final. Uma consequência desse processo é mostrada na Figura 1, em que as redes de comunicação passarão a ser um elemento crítico para lidar com esse grande sistema distribuído (LOPES *et al.*, 2015).

Figura 1 - Geração de energia de uma rede inteligente



Fonte: Lopes *et al.*, 2015.

Alto desempenho, confiabilidade e uma rede de comunicação segura são partes integrantes da evolução das redes inteligentes. A rede de comunicação tem que suportar, simultaneamente, a grande quantidade de requisitos de qualidade de serviço de inúmeras aplicações das redes elétricas inteligentes e aplicações legadas (BUDKA *et al.* 2011). Uma análise das estratégias empregadas pelo mercado atual para alcançar tais requisitos também será alvo deste trabalho.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é apresentar um panorama local, nacional e global do emprego de medidores inteligentes de consumo de energia e suas estratégias de comunicações empregadas.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Analisar o seu impacto no gerenciamento do consumo local;
- Discutir os aspectos gerais relacionados às tecnologias das redes de comunicações empregadas na concepção de redes inteligentes de energia;
- Levantamento das estratégias empregadas no Brasil para tornar esse sistema de comunicação possível, contrapondo com as tecnologias existentes e adotadas nos diversos países.

1.2 Organização do Trabalho

Esse Trabalho de Conclusão de Curso é composto por cinco capítulos, sendo apresentado a seguir uma breve descrição dos assuntos abordados em cada um deles.

- Capítulo 1 – composto por Introdução, Objetivos e Organização do Trabalho;
- Capítulo 2 – compreende a Fundamentação Teórica, onde são abordados assuntos mais relevantes ao desenvolvimento deste trabalho tais como: a evolução dos medidores inteligentes, características e tecnologias do medidor inteligente e as iniciativas das redes inteligentes pelo mundo e pelo Brasil;
- Capítulo 3 – consiste na descrição da Metodologia Utilizada juntamente com os estudos de caso;
- Capítulo 4 – são apresentados os Resultados Obtidos com as devidas análises realizadas durante a fase experimental;
- Capítulo 5 – são apresentadas as Conclusões do trabalho.

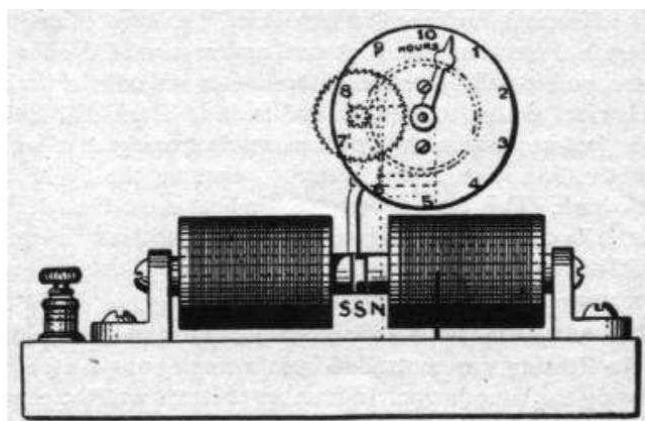
2 ESTADO DA ARTE DOS MEDIDORES DE ENERGIA

Desde o início do serviço de fornecimento da energia elétrica, os medidores de energia são necessários para informar às concessionárias quem utilizou a energia elétrica, além de quantificar o consumo da mesma, acarretando na cobrança apropriada pelo uso. A comercialização deste serviço teve início nas últimas décadas do século XIX, em sistemas de corrente contínua (NEVES & MENEZES, 2016).

Em 1872, Samuel Gardiner desenvolveu e patenteou o primeiro medidor destinado à quantificação do consumo de energia elétrica. Este medidor tinha como unidade de medida uma variável denominada lâmpada-hora, que originou o nome medidor de lâmpada-hora. O medidor indicava o período que uma lâmpada permaneceria ligada, considerando que a carga era conhecida, obtendo a energia consumida através do produto entre o tempo ligado e a potência nominal da carga (NAGAMINE, 2013).

Seis anos depois, J.B. Fuller desenvolveu um medidor de lâmpada-hora para operação em corrente alternada composto por um relógio-contador (Figura 2) cujo mecanismo era acionado por um par de bobinas que vibravam com a frequência de alimentação, realizando desta forma o avanço da contagem (NAGAMINE, 2013).

Figura 2 - Medidor lâmpada-hora para sistemas de corrente alternada.

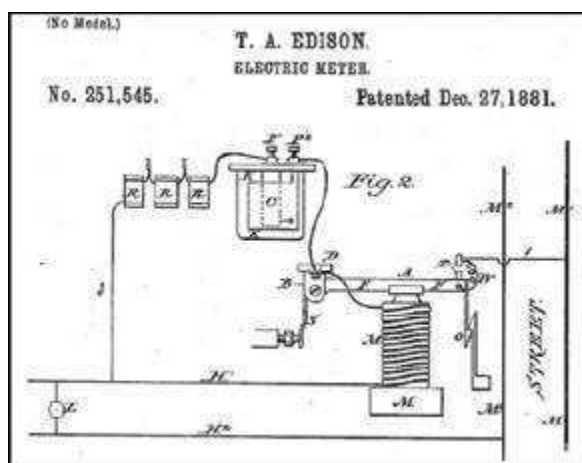


Fonte: Nagamine, 2013.

Pouco tempo depois, em 1881, Thomas Edison criou o primeiro sistema capaz de quantificar a quantidade de corrente que circulava nos sistemas de corrente contínua. Na Figura 3 mostra-se o funcionamento do medidor elétrico de Thomas Edison que consistia na aferição do peso do cátodo e do ânodo de uma célula

eletrolítica de cobre, que era pesada no início da tarifação e, com a passagem de corrente, acabava sofrendo ação de corrosão eletroquímica (SOUZA, 2016).

Figura 3 - Patente esboçando o diagrama elétrico do medidor de Thomas Edison.



Fonte: Edison, 1881.

No momento da nova medição, pesava-se o cátodo da solução eletrolítica de cobre e estimava-se a corrente que passou entre o primeiro e o segundo momento da medição, por meio da variação de peso do cátodo. Esse procedimento foi utilizado como o padrão dos medidores até o fim do século XIX e a conta era mostrada em metros cúbicos de iluminação a gás. O sistema de medição era de difícil manutenção pois, no momento da aferição, era necessário que o operador realizasse a pesagem precisa da célula eletrolítica de cobre e isto exigia um tempo. Outro ponto negativo é que em um grande parque de medidores elétricos, a manutenção era de grande custo e necessitava de muito tempo, além disso este medidor possibilitava apenas a obtenção da relação “Amperes por Hora”, tornando invisível outro tipo de variação da tensão na rede elétrica (SOUZA, 2016).

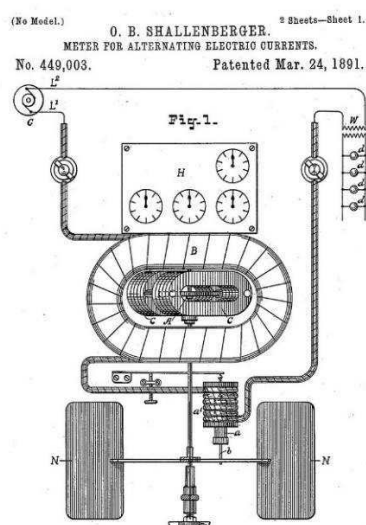
Juntamente foram produzidos outros modelos de medidores, no decorrer da chamada “Guerra das correntes”, como o medidor por pêndulo que trabalhava seguindo a oscilação de pêndulos na passagem de corrente entre dois condutores. Este aparelho atuava tanto em sistema com corrente contínua como de corrente alternada (KATZIR, 2009).

Para o sistema de corrente alternada foi criado o medidor por motor. De acordo com a General Eletric (1903) este medidor tinha como fundamento a excitação do rotor utilizando a tensão da bobina, a excitação do estator pela corrente, o controlador de torque era proporcional à tensão e à corrente e a velocidade de rotação era

proporcional à corrente e à tensão. Porém em 1885 após a descoberta do princípio da indução e consequente invenção do transformador este sistema ficou obsoleto. E houve significativas revoluções nos medidores elétricos de corrente alternada.

Logo após, em 1888, Oliver Shallenberger criou um medidor para corrente alternada mais preciso que ficou conhecido como medidor ampere hora. Com a base do medidor já criado, Otto Bláthy, em 1889, criou e patenteou um medidor que utilizava o efeito de indução que foi chamado de wattímetro como mostra a Figura 4. (NERKEN *et al.*, 1937).

Figura 4 – Patente esboçando o diagrama elétrico do medidor de O. B. Shallenberger.



Fonte: US Patent, No 449,003.

Este medidor é composto por um estator, um rotor, uma carcaça e um registrador, sendo que este último registra com uma relação pré-determinada o número de rotações efetuadas pelo rotor. Tais medidores baseiam-se no fluxo magnético produzido por duas bobinas agindo sobre um rotor metálico que produz uma força e o faz girar (NAGAMINE, 2013). Este é o princípio de funcionamento dos medidores eletromecânicos de corrente alternada fabricados até os dias de hoje em diversas unidades consumidoras, devido à sua simplicidade e facilidade de manutenção.

Com o aumento das empresas no mercado de medidores elétricos houve a necessidade da criação de uma norma que regulamentasse os medidores. Dessa maneira, foi elaborada a *ANSI C12 – Code for electricity metering* – que estabelece os fundamentos técnicos e científicos para os medidores de energia sendo que está

norma está em vigor até os dias atuais e sempre está passando por adaptações (SOUZA, 2016).

Na década de 1970 começou a evolução da eletrônica e sobretudo dos microprocessadores básicos provocando um novo progresso na tecnologia utilizada nos medidores elétricos, migrando do medidor convencional por indução eletromecânica para o tipo eletrônico. No começo, o progresso foi dado pela instalação de registradores eletrônicos que tinham o objetivo de armazenar e enviar informações de consumo (SHARMA & SAINI, 2015). Em seguida a medição por indução eletromecânica foi substituída por sensores de tensão e corrente, iniciando assim uma nova categoria de medidores: o medidor eletrônico de energia elétrica. Assim, a presença de um microprocessador programável permitiu a flexibilidade do medidor em relação às funcionalidades e no cálculo de indicadores ligados à energia elétrica (SOUZA, 2016).

Era então criado o conceito de *Leitura Automática de Medidores (Automatic Meter Reading – AMR)*. Esse conceito não estabelecia qual o meio de comunicação e o protocolo. Dessa maneira, foram elaboradas normas para a AMR, como a IEEE Std. 1390.3 – 1999, IEEE Std. 1901-2010, IEEE Std. 2030.5-2013 para estabelecer as normativas. De acordo com Arif *et al.* (2013) os medidores AMR apresentam as seguintes vantagens:

- aumento da precisão na leitura;
- probabilidade da leitura frequente ao consumo;
- aperfeiçoamento da conta de energia elétrica e do suporte ao cliente;
- transparência ao cliente em relação ao consumo;
- comunicação unidirecional;
- probabilidade de informação sobre o perfil do consumo;
- possibilidade de uso de tarifas variáveis por hora ou por estação do ano.

Apesar das vantagens, segundo Arif *et al.* (2013) também existem algumas desvantagens:

- possibilidade de invasão e mudança de dados;
- possível constrangimento e violação da privacidade dos usuários;
- comunicação unidirecional do medidor com a concessionária, os medidores elétricos só enviam informações.

Na década de 1990 houve uma constante evolução com o surgimento de microprocessadores avançados, conversores analógico/digital de maior resolução, sensores de efeito hall mais precisos, entre outros. Segundo Gungor *et al.* (2011) ocorria o início da comunicação bidirecional dos dados, ou seja, o medidor além de enviar informações também coletava e fazia interações com a concessionária. Assim, os medidores adquiriram funções de acionamento ou desligamento da energia no ponto e envio do preço da energia por tarifação horo-sazonal. Devido a essas propriedades foi criado um novo conceito de medidor, chamado de Infraestrutura de Medição Avançada (*Advanced Metering Infrastructure – AMI*) cuja principal diferença do AMR é possuir uma comunicação bidirecional. Esse medidor é conhecido popularmente como medidor inteligente (*smart meter*).

Juntamente ao progresso dos medidores inteligentes, a partir dos anos 2000, ocorreu o aumento do mercado de microgeração de energia elétrica o que vem se tornando mais presente no sistema elétrico, tanto no setor industrial como no residencial (PUTTGEN *et al.*, 2003). Neste novo cenário, os consumidores passam a contribuir com a produção de energia por meio de geradores de baixa potência baseados, em geral, em fontes alternativas de energia (LASSETER, 2002).

Assim, tornou-se popular o conceito de redes inteligentes (*smart grids*) definidas como infraestrutura de redes elétricas modernas que procuram aprimorar a eficiência, confiança e segurança com a interação destas características com o sistema de geração distribuída, existindo sempre a comunicação entre todos os dispositivos da rede inteligente (TENTI *et al.*, 2010). Dessa maneira, existe a necessidade de realizar a medição em vários pontos da rede, não apenas no monitoramento do consumo, mas também na qualidade da energia elétrica para o melhor gerenciamento da produção e consumo (GUNGOR *et al.*, 2011).

Desde esse momento, os medidores inteligentes têm se firmado no mercado e são vistos como fundamentais nas redes inteligentes, pois são os agentes responsáveis por a toda a medição e recepção e/ou envio para as concessionárias, em tempo real, de informações a respeito da qualidade e consumo da energia elétrica de um ponto consumidor, várias vezes ao dia, caso haja necessidade (INDECO, 2013).

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

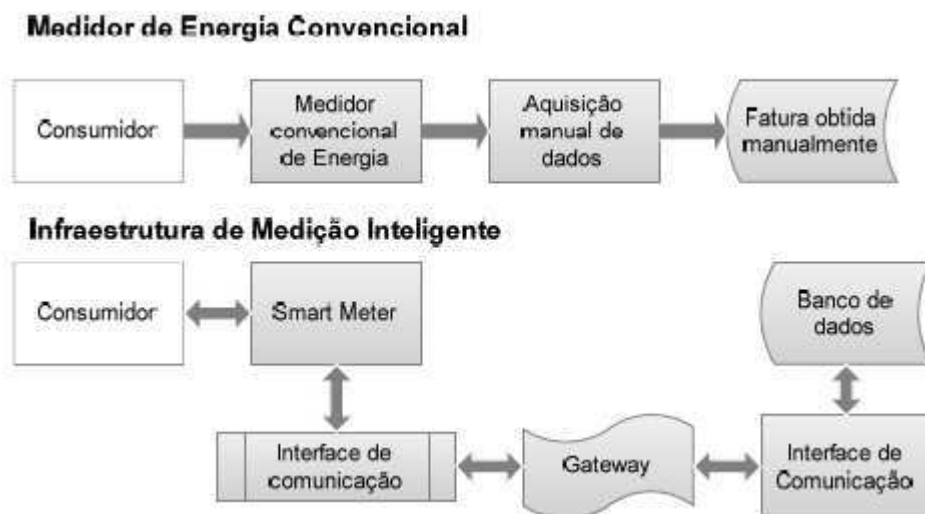
3.1 Redes com Medidores Inteligentes

Os recentes avanços tecnológicos dedicados a sistemas elétricos de potência têm permitido que os sistemas de distribuição de energia elétrica sejam beneficiados por investimentos em uma estrutura supervisionada que explora o uso de equipamentos de medição e monitoramento, visando à melhoria da qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica (SONNEWEND *et al.*, 2014).

Entretanto a implementação de um sistema de medição inteligente não se limita apenas à instalação de medidores eletrônicos nas residências ou estabelecimentos dos consumidores das concessionárias de energia elétrica. O envolvimento nesse sistema ocorre desde a geração até o consumidor final. Procedimentos como controlar as perdas, planejar e operar a rede estão ligados de maneira direta através dessa tecnologia (FROTA, 2012).

É necessário atrelar a este uma plataforma de comunicação que assegure uma via dupla de comunicação confiável entre as UC (Unidades Consumidoras) e os CCM (*Centros de Controle de Medição*). As concessionárias são as responsáveis por conectar todos os elementos dessa rede de comunicação. As concessionárias contam com Sistemas de Gerenciamento de Dados de Medidores (MDMS - Meter Data Management Systems) (GUIMARÃES *et. al*, 2013). Esses sistemas se comunicam com medidores inteligentes, gateways e provedores de serviços que surgem com o novo modelo de negócios de redes elétricas inteligentes. Na figura abaixo podem-se observar as diferenças estruturais entre a dinâmica da medição convencional em relação à infraestrutura da medição inteligente.

Figura 5 - Estrutura do medidor convencional em comparação a de medição avançada (AMI).



Os gateways de consumidores são responsáveis pela comunicação com utensílios inteligentes dentro das instalações desses consumidores, conectando a rede de média ou longa distância com uma rede local. Esses gateways podem se comunicar através de redes domiciliares com eletrodomésticos inteligentes, ligando-os ou desligando-os, e assim controlar a carga, levar em conta a tarifação em função do horário de consumo, a geração de energia pelo consumidor ou ainda permitir que consumidores acompanhem o consumo através da Internet, por exemplo. O gateway pode inclusive ser integrado ao medidor inteligente (GUIMARÃES *et. al*, 2013).

Na proporção em que as concessionárias trocarem os medidores eletromecânicos por outros eletrônicos, uma enorme quantidade de dados irá ser alocada nos centros de controle das empresas, proporcionando um melhor planejamento e controle de toda a rede. Com essa troca o consumidor também terá melhores condições de realizar o gerenciamento da sua energia com o auxílio de aplicativos que estão em desenvolvimento e irão ajudar no acesso aos dados (MME, 2010).

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2010) com a implantação dessa tecnologia haverá uma otimização da interação entre o consumidor e concessionária: o gerenciamento do consumo em tempo real, equipamentos que utilizam mais energia, preço até o momento, projeção do preço da fatura ao final do mês, podendo o usuário realizar a programação dos equipamentos ligados à rede elétrica.

3.1.1 Contexto Histórico

As redes de distribuição de energia surgiram há aproximadamente dois séculos como necessidade de aprimorar os sistemas de iluminação pública. Com o passar dos anos, a energia passou a ser distribuída nos diversos habitats e suas aplicações nos dias atuais provavelmente superaram muitas das expectativas mais otimistas na época do seu planejamento (TOLEDO, 2012).

A infraestrutura da rede elétrica pouco se alterou nos últimos 100 anos, ainda carrega características que são inadequadas para o século XXI. Segundo Gungor, *et al.* (2011) há inúmeras deficiências por falta de uma análise automatizada, dentre as quais pode-se destacar a comunicação unidirecional. Essa característica impossibilita a interconexão do sistema de distribuição com dispositivos e sensores digitais que coletam dados e os transmitem pela Internet.

3.1.2 Conceito

A rede inteligente (*smart grid*, em inglês) trata-se de um novo conceito imposto aos serviços do sistema de energia que objetiva corrigir as deficiências do sistema elétrico atual, porém existem diversas definições para a sua denominação na literatura da área e em utilização no mercado mundial de energia elétrica. Mesmo que o conceito de *smart grid* indique vários significados, a sua compreensão carrega uma coerência entre os vários conceitos já existentes. Sua primeira citação foi em 2005, no artigo "Toward a Smart Grid", de autoria de S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E (AMIN *et al.*, 2005).

Nos dias atuais, as tecnologias na área de informação, juntamente às da área de comunicação, facilitam avanços nos processos em que a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão envolvidos. Medição eletrônica, comunicação, sensoriamento, energias alternativas, armazenamento de eletricidade são alguns conceitos ligados a essas tecnologias que fazem parte da definição de *smart grid* (HLEDIK, 2009). Segundo Lamin (2013) a rede inteligente é definida como a introdução em uma grande escala de novas tecnologias e elementos digitais no setor elétrico de maneira especial no setor da distribuição. Para o Departamento de Energia dos Estados Unidos, as redes inteligentes aglomeram um conjunto de tecnologias avançadas, uma metodologia de controle e comunicação que são incorporadas em uma rede elétrica (RAHMAN, 2009).

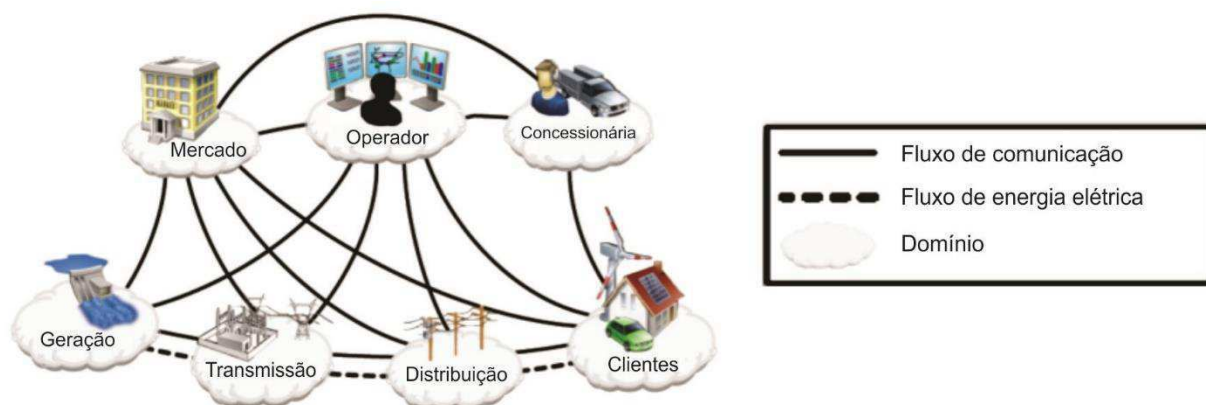
De acordo com Falcão (2010) a expressão *smart grid* precisa ser compreendida mais como um conceito do que como uma tecnologia ou equipamento específico. Para o autor elas são fundamentadas no uso intensivo de tecnologias de automação, computação e comunicação na rede elétrica e irão proporcionar a implementação de técnicas de controle e otimização da rede elétrica de forma mais eficaz.

Segundo o grupo da comissão europeia a definição desse tema é uma rede de energia elétrica que pode compor de maneira eficiente o comportamento e ações de todos os utilizadores conectados a *smart grid*, com a finalidade de propiciar uma eficiência econômica, sistema de energia sustentável e segurança de abastecimento, garantindo baixas perdas e altos níveis de qualidade. As redes inteligentes ainda podem ser definidas por um fluxo bidirecional de energia elétrica e informação, nesse caso as tecnologias de comunicação possuirão um papel fundamental (BOUHAFS, 2012).

Existe uma concordância de que a infraestrutura de comunicação atual que suporta as operações das redes necessita de modernização. No Brasil a infraestrutura utilizada não foi projetada para atender as necessidades das indústrias com os requisitos atuais. Nesse contexto, a inserção do conceito de redes inteligentes fornecerá uma concordância entre a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia e a infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados (FROTA, 2012). Essa infraestrutura de rede elétrica moderna oferece maior eficiência, confiabilidade, segurança e ainda proporciona a integração do sistema às fontes de energia renováveis e alternativas por meio de um controle automatizado e modernas tecnologias de comunicação (GUNGOR *et al.*, 2010).

A Figura 6 mostra o modelo conceitual desta nova estrutura de rede elétrica, fornecido pelo Instituto de Padrões de Tecnologia Americano (NIST) e que é referência para diversos países nos quais estão ocorrendo trabalhos de implementação dessa tecnologia. Este modelo divide um sistema *Smart Grid* em sete domínios que incluem desde sistemas de geração, operação e controle de energia até dispositivos e programas que auxiliam a tomada de decisões e troca de informações necessárias.

Figura 6 - Modelo conceitual de um sistema *Smart Grid*.



Fonte: Xi Fang, 2012 (ADAPTADO).

É nítido de ver uma maior quantidade de linhas que representam os fluxos de comunicações entre os diferentes domínios, quando comparados aos de energia elétrica. Isso se deve ao conceito de automação presente neste tipo de sistema através do sensoriamento, comunicação, aplicação de inteligência artificial e do controle com base nos dados obtidos, ajustando-se continuamente (LEITE, 2013).

Entretanto é importante ressaltar que este conceito não se limita apenas a mera automação das redes de eletricidade. Quando se é agregado à um sistema elétrico, informações importantes relativas a qualidade de energia, localização de falhas, previsão de demanda e um melhor controle de perdas; os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia de elétrica aumentam a confiabilidade e o gerenciamento dos ativos, além de mitigar impactos ambientais e reduzir custos operacionais (GELLINGS, 2009).

Nesse sentido, as redes inteligentes pressupõem a incorporação de um moderno sistema de telecomunicações às tradicionais redes de distribuição de energia elétrica, de modo que sejam capazes de processar as informações recebidas e tomar decisões de forma automática ou auxiliar o operador na tomada de decisões. No Brasil é necessário a introdução de algumas medidas no setor como modernização da infraestrutura, instalação de camadas digitais, introdução de novos softwares e capacidades de processamento de dados (FROTA, 2012). Na Tabela 2 mostra-se uma comparação das principais propriedades do padrão de rede de energia utilizado atualmente e das redes inteligentes.

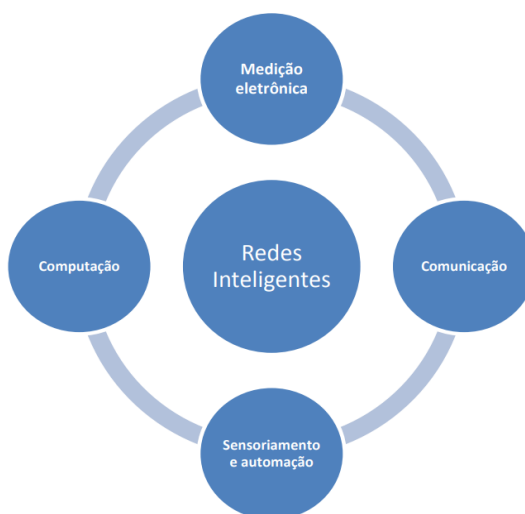
Tabela 2 - Comparativo entre a rede padrão e a rede inteligente

Rede padrão	Rede inteligente
Os usuários são desatualizados e não participam do sistema	As informações estão disponíveis de maneira que o usuário pode escolher entre muitos planos, preços e opções de compra e venda.
Sujeita a uma produção centralizada, com limitações na geração e armazenamento.	Recursos de energia <i>plug and play</i> para ajudar na produção centralizada.
Mercado com limitações e sem integração.	Mercado integrado e que possui inovações.
Concentração nas falhas.	Concentração na qualidade com uma diversificação de preços a depender da necessidade do cliente.
Inteligência da rede com limitações	Rede inteligente integrada com a gerência.
Foco na proteção depois que ocorre a falha.	Evita interrupções, diminuição do impacto e recuperação rápida das falhas.
Vulnerável a destruidores e a desastres naturais.	Identifica, atenua e se restaura rapidamente e de maneira eficiente após desastres.

Fonte: Lopes *et al.*, 2015

Para que esse processo ocorra de maneira eficaz, algumas definições devem ser observadas como confiabilidade, eficiência, segurança, questões ambientais e competitividade (MME, 2010). De acordo com Frota (2012) as tecnologias envolvidas no processo de redes inteligentes também podem ser separadas em quatro grupos: medição eletrônica, comunicação, sensoriamento/automação e computação como é ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Tecnologias das redes inteligentes



Fonte: Frota, 2012.

3.1.3 Infraestrutura de Comunicação

Uma das principais funções dos medidores inteligentes é a sua comunicação com outros equipamentos instalados na rede ou nas unidades dos consumidores finais, ou seja, o sistema de comunicação é uma ferramenta fundamental na infraestrutura de uma rede inteligente já que sua implementação irá gerar uma enorme quantidade de dados que serão posteriormente analisados e controlados (LAVERTY, 2010).

A implementação dos medidores inteligentes produzirá uma convergência acentuada entre a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição de energia e a infraestrutura de comunicações digitais e processamento de dados. Esta última funcionará como uma Internet das Coisas, interligando os chamados IED (*Intelligent Electronic Devices*) e trocando informações e ações de controle entre os diversos segmentos da rede elétrica. Essa convergência de tecnologias exigirá o desenvolvimento de novos métodos de controle, automação e otimização da operação do sistema elétrico (FALCÃO, 2010).

De acordo com Vieira (2011) algumas definições são importantes para um melhor esclarecimento da medição inteligente:

- *AMR (Automated Meter Reading)* – é o sistema, eletrônico ou eletromecânico, que efetua a leitura automática de dados da unidade consumidora;

AMI (Advanced Metering Infrastructure) – é o sistema com capacidade de realizar medição, leitura (programada ou não) e validar os dados de uso de energia. Esse sistema utiliza diferentes meios de comunicação entre os medidores inteligentes de energia elétrica;

- *AMM (Advanced Meter Management)* – é uma plataforma técnica de gestão para os medidores inteligentes que apresenta como funções básicas o: gerenciamento de dispositivo, gerenciamento de grupo que possibilita o controle de grupos de dispositivos e gerenciamento da plataforma de comunicação como medida de assegurar a comunicação dupla entre os medidores e concessionárias;
- *MDM (Meter Data Management)* – é responsável pelo processamento e gerenciamento dos dados produzidos pelos medidores que devem ter

um crescimento exponencial com a exigência de intervalos entre as leituras mais curtos.

Por isso, a definição dos requisitos de comunicação constitui variável crítica para as concessionárias de energia elétrica. O desafio que se impõe às tecnologias de comunicação refere-se à sua capacidade de operar com grande volume de dados de forma confiável, segura e a um baixo custo (GUNGOR *et al.*, 2010). Atualmente existe um portfólio de tecnologia disponível no mercado com o objetivo de propiciar essa comunicação. Entre elas o *Power Line Communication (PLC)*, *ZigBee*, redes Mesh, radiofrequência e redes celulares do tipo *General packet radio service (GRPS)* (MA *et al.*, 2013, KHALIFA *et al.*, 2011).

Segundo o Ministério de Minas e Energia do Brasil (2010) a escolha da tecnologia de comunicação dependerá de uma série de fatores, como topologia, preço, disponibilidade, alcance e viabilidade. Possivelmente, a mesma empresa utilizará mais de uma tecnologia já que o território de atuação é muito extenso com uma enorme variação de terrenos e classes de usuários.

Neste tópico serão abordados os principais protocolos de comunicação dos medidores eletrônicos estabelecidos através de uma Rede de Sensores Sem Fio (RSSF), destacando-se as suas características, vantagens e desvantagens.

O sistema de transmissão de dados Wi-Fi é uma norma internacional que define características de uma rede local sem fio, compatível com dispositivos que utilizam padrão 802.11. A norma IEEE 802.11 (*Wireless Local Area Networks (WLAN)*) é um padrão antigo e tem como vantagem permitir taxas de dezenas de Mbits/s. É composta por 20 padrões diferentes, que definem otimização, largura de banda e especificação de componentes. Os mais populares são: 802.11b, 802.11.g, 802.11n (NETTO *et al.*, 2013).

O Bluetooth foi padronizado pela norma IEEE 802.15.1, este possui baixas taxas de transmissão, que vão desde as dezenas de kbit/s até alguns Mbits/s. Apesar de limitada neste aspeto, quando por exemplo comparada com a IEEE 802.11, que permite taxas de dezenas de Mbits/s, a ênfase desta norma reside no baixo custo e baixo consumo, sendo por isso especialmente indicada para RSSF, onde as questões relacionadas com a gestão racionada de energia são particularmente importantes (DELPHINE *et al.*, 2013).

O padrão de comunicação *ZigBee* segue a norma IEEE 802.15.4, homologado em maio de 2003, que foi desenvolvido para redes de comunicação que precisassem de uma baixa taxa de transmissão de dados e uma alta robustez. É a tecnologia ideal para o monitoramento de energia, automação residencial e leitura automática de medidores. Prova disso é que o *ZigBee Smart Energy Profile* (SEP) foi utilizado como o padrão de comunicação mais adequado para o domínio de rede de um Smart Grid residencial pelo *U.S. National Institute for Standards and Technology* (NIST) (CECATTI, 2011).

Baseada no padrão IEEE 802.15.4 conhecida também por *Wireless Personal Area Networks* (WPAN) o *MiWi* é uma pilha protocolar proprietária desenvolvida pela Microchip Technology. Caracteriza-se por trabalhar a uma baixa taxa de transferência de dados, mas destaca-se pelo baixo consumo (NETTO *et al.*, 2013).

3.2 Redes Inteligentes pelo Mundo

As redes inteligentes e suas aplicações pelas concessionárias de energia elétrica têm sido bastante comentadas em todo o mundo. De maneira geral, as concessionárias ao utilizar esse tipo de tecnologia procuram resolver questões próprias ao padrão atual de rede, melhorando a eficiência, a confiabilidade, a economia e a sustentabilidade dos serviços de eletricidade (GARCIA, 2012).

A implantação das tecnologias de rede inteligente implicará a reformulação da indústria de serviços do setor elétrico, pois existe no setor industrial o reconhecimento de que há incertezas ligadas à evolução e disseminação das *Smart Grid*. Dessa maneira, os países juntamente com as principais concessionárias ao redor do mundo estão projetando, em grande escala ou projetos piloto, a implantação dessas redes. A respeito dos projetos piloto, a preferência indica tecnologias que objetivam entender as características construtivas, evolutivas e operacionais das redes inteligentes (ABDI, 2012).

No contexto mundial, sobretudo na Europa, as redes inteligentes já estão em funcionamento e são usadas para obtenção de uma matriz energética compatível com as medidas de emissão de poluentes com o aperfeiçoamento da eficiência energética (FROTA, 2012). Na Figura 8 mostra-se os principais planos de redes inteligentes e o local onde eles estão sendo desenvolvidos em todo o mundo.

Figura 8 - Projetos de redes inteligentes pelo mundo



Fonte: Google Maps, 2019.

A Europa merece destaque por estar em um estágio avançado de aplicação dessa tecnologia aplicando seus conceitos no plano conhecido 20-20-20 que tem objetivos de até o final deste ano melhorar a eficiência energética em 20%, reduzir as emissões de gás carbônico (CO₂) em 20% e aumentar as fontes de energia renovável para 20% das fontes de energia. A Alemanha, particularmente, possui projetos mais ambiciosos de incentivos para a micro geração distribuídos e diminuição de consumo com o objetivo de ampliar a energia renovável para 100% até 2050 (DECC, 2009).

Assim como a Alemanha, o Reino Unido possui planos de fazer uma diminuição em 80% das emissões de CO₂ até 2050 com isso o governo estimulando várias ações como por exemplo, a alteração de 53 milhões de medidas de gás e eletricidade até o fim do ano de 2020. Para alcançar essas metas a estimativa de custo elaborada pelo governo é de R\$ 32 bilhões, no entanto a sua implantação proporcionará uma economia média por ano de R\$ 67,00 por usuário (DECC, 2009).

Na América, os Estados Unidos são o país que mais apresenta investimento na área com iniciativas pontuais nos estados. No entanto, o governo federal americano impulsionou o avanço dessa tecnologia com um pacote de US\$ 4,5 bilhões que irá financiar pelo menos 50% dos projetos de implementação de redes inteligentes. Esse estimado plano tem colaborado com um investimento de cerca de US\$ 330 milhões designando recursos em 11 projetos, sobretudo no estado do Texas, onde o total do investimento é estimado em US\$ 850 milhões (ZPRYME, 2011).

Quando analisado os investimentos em redes inteligentes por países, a China merece destaque mundial sendo que o país que mais dispõe recursos para a implantação das *smarts grids*. Segundo Frota (2012) de acordo com os dados divulgados no ano de 2012 a sequência de países investidores é da seguinte maneira: China (US\$ 7,32 bilhões); Estados Unidos (US\$ 7,09 bilhões); Japão (US\$ 849 milhões), Coreia do Sul (US\$ 824 milhões) e Espanha (US\$ 807 milhões). Na Figura 9 mostra-se os países que mais investem em tecnologias de redes inteligentes, mostrando que o Brasil é apenas o décimo país a investir nesse tipo de tecnologia.

Figura 9 - Países que possuem os maiores investimentos em redes inteligentes.



Fonte: Vieira & Granato, 2012.

Segundo a Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI) os projetos iniciados nos países contabilizam cerca de 100 milhões de contadores, onde os principais projetos de implementação das redes inteligentes são:

- China – a estatal chinesa *State Grid Corporation of China* (SGCC) iniciou desde o ano de 2010 um programa inicial relacionado ao planejamento da implementação das redes até 2030. A partir de 2011, a implementação de medidores inteligentes conquista destaque e os editais pilotos somara mais de 40 milhões de medidores, onde a maioria destes possui telemedição por meio da tecnologia PLC.
- Estados Unidos – a partir de 2009, o país investiu cerca de US\$ 4,5 bilhões para modernizar as redes elétricas por meio da *American*

Recovery Reinvestment Act. Dentre esse investimento cerca de US\$ 600 milhões serão destinados para provas de demonstração. No país merece destaque nesse setor os estados do Texas e Califórnia.

- Japão – o investimento dessa país chega a cerca de US\$ 100 milhões e seus programas prevê o desenvolvimento de redes inteligentes que abrangem a produção de energia solar, até 2020. Existem também projetos que incentivam o progresso de medidores inteligentes.
- Coreia do Sul – o projeto piloto que o país apresentou, juntamente com a indústria coreana, um programa de US\$ 65 milhões voltado para a interação de geradores de energia eólica, linhas de distribuição e de 6000 residências na ilha de Jeju. O prazo dado para a total implementação do projeto foi o ano de 2030.
- Espanha – desde 2008, o governo espanhol investiu na substituição dos medidores convencionais por medidores inteligentes, sem repassar nenhum dos custos para o consumidor final. As distribuidoras Endesa e Iberdrola projetam que em conjunto a implementação de medidores inteligentes chega a mais de 23 milhões.
- Alemanha – o país possui um programa de caráter nacional o E-Energy que têm vários projetos com foco nas TICs destinadas ao sistema energético alemão.
- Austrália – desde o ano de 2009, o governo da Austrália transferiu US\$ 100 milhões em um programa chamado “*Smart City*”, desenvolvido para ser o piloto demonstrativo em escala comercial.
- Reino Unido – o órgão regulador do país possui uma determinação chamada de zona de energia registrada, relacionada com a estimulação do desenvolvimento e implantação de soluções tecnológicas para ligar geradores distribuídos à rede das empresas distribuidoras. Os recursos para projetos que testem, operem e comercializam novas tecnologias chegam a €\$ 500 milhões obtidos por meio do fundo de baixa emissão do carbono.
- França – por intermédio do fundo de desenvolvimento regional (ERDF), a França está implementando cerca de 300 mil medidores inteligentes

em projetos piloto, usando um protocolo de comunicação – Linky – já homologado pelo órgão francês responsável e operado pela empresa de distribuição francesa EDF. O êxito do projeto determinará a utilização do protocolo de substituição de 35 milhões de medidores.

- Itália – O órgão regulador do país, destinou em 2011 oito projetos focados na modernização do sistema de distribuição de média tensão, que seriam financiados pelas tarifas de uso de energia e destinados para demonstração da gestão e automação das soluções de integração do sistema, em escala comercial.

3.3 Redes Inteligentes no Brasil

3.3.1 Panorama do Setor Elétrico Brasileiro

As concessionárias e os consumidores do setor elétrico do Brasil foram recentemente apresentados a um momento singular, o de evoluir e encontrar soluções que sejam capazes de refletir suas realidades e necessidades. Capacidade operacional, novas fontes de energia, redução da emissão de carbono, tarifas mais adequadas e maior atuação do consumidor são alguns quesitos que se mostram como desafios da indústria brasileira de energia elétrica (CPqD, 2012).

O setor elétrico do país tem propriedades que o tornam singular no contexto mundial. A matriz energética do Brasil é composta sobretudo por energias renováveis. O grau de interação das usinas e da infraestrutura para o descolamento da energia, por exemplo, alcançou estágios continentais ainda não atingidos por países da Europa e pelos Estados Unidos. No Brasil, a integração dos sistemas indica um melhor equilíbrio, conservando um patamar de segurança da oferta de energia. O ponto mais importante é que ao aumentar os pontos de interconexões, maior será a dificuldade na gestão do sistema (FROTA, 2012).

A tecnologia imposta pelas *smarts grids* é promitente em oportunidades tecnológicas ao mesmo tempo que a modernização do setor de energia mostra desafios e oportunidades. Se por um lado a utilização das redes inteligentes estabelece dificuldades às indústrias do setor elétrico, por outro possibilita vantagens para os clientes.

A nova realidade trazida pelas redes inteligentes deve modificar o setor elétrico do Brasil em uma rede modernizada dos tempos atuais. Possivelmente irá influenciar na maneira como as concessionárias disponibilizarão a energia e na maneira com os consumidores irão fazer uso apropriado e inteligente. Segundo o CPqD (2012), no país, as principais determinações desse progresso estão sinalizadas na implementação dos medidores inteligentes de energia. No curto prazo estes medidores irão proporcionar novas modalidades de tarifas e novas atitudes de consumo.

Existe uma concordância de que os avanços da indústria brasileira do setor de energia e o desenvolvimento da economia nacional estão relacionados aos progressos na infraestrutura de energia. Como o Brasil é o nono maior consumidor de energia do mundo e o terceiro maior no hemisfério ocidental, perdendo apenas para EUA e Canadá, se encontra pressionado a modernizar sua infraestrutura, devido sobretudo ao crescimento da demanda de energia elétrica provocando um aumento da taxa acima da média mundial (ZPRYME, 2011).

3.3.2 Desafios e Oportunidades no Brasil

Levando em consideração os outros países, o setor elétrico do país está em definição como um mercado competente para a implantação de tecnologias de redes inteligentes. Existem projetos de investimentos públicos e privados que chega a alguns bilhões de dólares. No entanto, a probabilidade dessas aplicações se realizarem nos próximos anos depende da superação de alguns obstáculos (FROTA, 2012).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ressalva em documento oficial do setor elétrico os resultados obtidos em audiência pública que relaciona as condições mínimas para a implementação das redes inteligentes no território nacional. Esse documento dá ênfase à diversificação do país, já que as 63 concessionárias de distribuição existentes possuem uma realidade de operação distinta, além de casos em que essa diversidade ocorre dentro da mesma área de concessão (ANEEL, 2012).

Outro obstáculo existente no panorama nacional está relacionado aos preços médios dos indicadores de continuidade na transmissão da energia elétrica. Nesse contexto, nota-se uma paralisação nos avanços da qualidade dos serviços de

distribuição de energia. Esse desafio pode ser reduzido com a implementação das redes inteligentes, já que essa tecnologia é uma solução técnica que detecta falhas de maneira mais rápida e precisa, além de proporcionar uma execução de manobras eficazes para o isolamento de problemas de interrupção do fornecimento de energia.

Como ocorre nos países europeus o uso de redes inteligentes no Brasil é justificada pelo crescimento da demanda por energia que vem ocorrendo nos últimos anos. Apesar desse aumento vale ressaltar que o consumo de energia *per capita* no país ainda é significativamente menor que aquele encontrado nos países desenvolvidos. Dessa maneira, no panorama da perspectiva brasileira, as *smarts grids* não objetivam englobar o crescimento de consumo a exemplo da experiência europeia, mas organizar o atendimento do aumento da procura levando em consideração a modicidade tarifária. Esta se torna uma afirmação possível ao considerar o uso de tarifas horárias em baixa tensão e a utilização de programas mais ousados de eficiência energética, iniciativas que se viabilizam pela adoção da tecnologia de redes inteligentes. A implantação de sensores em toda a rede e a sua automação oferece maior segurança à ocorrência de apagões (FROTA, 2012).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2007), órgão de assessoria permanente do governo brasileiro do setor de energia elétrica, o cuidado com a segurança aumenta à proporção que se aguarda um crescimento médio do consumo de energia elétrica em torno de 4% ao ano. Esta análise da EPE, documentada no Plano Nacional de Energia 2030, retrata a expectativa de evolução do consumo de energia no Brasil. Dessa maneira, é observado que as redes inteligentes podem representar o futuro da prestação de serviços de distribuição de energia elétrica no país. Nas regiões onde a tecnologia já se encontra mais expandida, notadamente na Europa, ela se apresenta como solução para modernizar o sistema elétrico, de forma mais limpa e eficaz.

Apesar de que no Brasil o conceito de redes inteligentes já está consagrado (até mesmo a referência à denominação *smart grid*) a sua utilização tem sido direcionada na expectativa do equacionamento de dificuldades recorrentes do setor elétrico brasileiro. Com uma matriz energética limpa, custos de operação relativamente baixos e reduzido consumo energético em comparação ao de países desenvolvidos, a prioridade da utilização das redes inteligentes ainda não objetiva a

diminuição de emissão de CO₂ ou a diminuição do consumo de energia elétrica. No entanto, na expectativa dos desejos da sociedade, o que deve fomentar a instalação de redes inteligentes são serviços de melhor qualidade, transparência na cobrança de tarifas e diminuição de perdas comerciais.

De acordo com os motivos que cativaram os países da Europa e dos Estados Unidos a implementar as redes inteligentes merece destaque:

- diminuição da emissão de gases poluentes, objetivando obter a sustentabilidade ambiental;
- diminuição do consumo de energia elétrica pela utilização da eficiência energética e da racionalização;
- diminuição de custos operacionais objetivando a eficiência econômica.

No entanto, as concessionárias brasileiras não utilizam essas razões como motivadores para a implementação das redes inteligentes no Brasil. De acordo com Alcântara (2012) o setor elétrico do Brasil justifica a sua escolha pelas redes inteligentes pelas seguintes razões:

- **A causa apagão** — O Brasil é o líder mundial em apagões, sendo que dos seis maiores acontecimentos registrados no mundo desde 1965, três aconteceram no Brasil. São eles: (i) em 11 de março de 1999 (97 milhões de pessoas sem energia); (ii) em 10 de novembro de 2009 (atingindo 60 milhões de consumidores) e (iii) em 03 de fevereiro de 2011 (impedindo o abastecimento de energia elétrica de 53 milhões de consumidores). A utilização de uma rede inteligente agregaria a segurança do setor elétrico brasileiro com a redução de apagões, automatização de equipamentos e sistemas de rede e sensoriamento de toda a rede.
- **A questão da continuidade de abastecimento** — Altos valores dos indicadores de continuidade no Brasil, hoje estimado (na média) em 18h de interrupção anual no fornecimento de energia. Uma rede inteligente adicionaria qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.
- **O fator consumo** — Segundo a Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (2012) a Aneel indica uma diminuição de cerca de 10% no consumo de energia no país com o uso de rede inteligente. Na atualidade, as perdas totais (técnica e não técnica) de energia elétrica

no país são cerca de 11,2% (valor médio). Com o incremento de sistemas de redes inteligentes é esperado um aumento de eficiência energética na distribuição e consumo de energia, iniciativa que diminuirá os altos níveis de perdas técnicas e não técnicas.

Dessa maneira, a temática das redes inteligentes deve ser analisada nas expectativas das razões que estimulam a sua utilização. Na situação do Brasil, o estímulo está relacionado ao grau de diversificação e particularidades de natureza elétrica e socioeconômica do setor elétrico. É preciso também levar em consideração que essa temática é relativamente nova no Brasil e que a literatura sobre o tema ainda é reduzida. Pesquisas acadêmicas e projetos-piloto que estão em fase de desenvolvimento pelas empresas responsáveis do país irão contribuir para uma melhor análise e planejamento das redes inteligentes no País (FROTA, 2012).

Portanto, é necessário que ocorra um incentivo de pesquisas sobre a temática para proporcionar um nível básico de padronização necessário para evitar a monotonia do setor elétrico brasileiro e sua flexibilização. E proporcionando, sempre que possível, as ações regionalizadas de melhora.

3.3.3 Principais Iniciativas de Redes Inteligentes no Brasil

No Brasil, as iniciativas governamentais e privadas relacionadas ao desenvolvimento de tecnologias, mudanças na regulação do setor elétrico do país, visando à implementação de redes inteligentes, têm crescido de maneira expressiva, além da existência de processos em andamento de alguns projetos iniciais relacionados por concessionárias de energia elétrica nacionais (BANDEIRA, 2012).

Segundo o relatório de supervisão do setor da Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI), o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) indica que nos dias atuais existem 8 centros de pesquisa em atividade e com projetos focados em redes inteligentes: Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) (2), Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ), Universidade Federal Fluminense (UFF), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Instituto Federal Mato Grosso (IFMT) e Mackenzie (ABDI, 2012). Juntamente, existem os avanços atingidos pela Universidade de São Paulo (USP) e

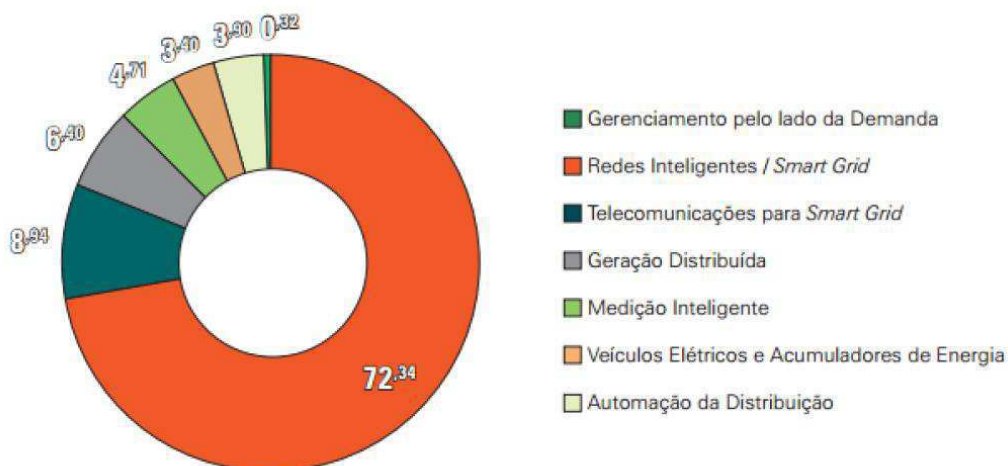
CPqD, que são as principais responsáveis pela execução de projetos do programa de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

De princípio, no ano de 2010 o Ministério de Minas e Energia fundou um Grupo de Trabalho por meio da Portaria nº 440 com o objetivo de compreender e verificar ações necessárias para incentivar o estabelecimento de políticas públicas para a implementação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente. Esse grupo tinha um prazo de 180 dias para alcançar seus objetivos e sua formação contava com representantes do MME, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobrás – CEPEL, da ANEEL e do Operador Nacional do Sistema – ONS. No entanto, o relatório técnico das análises e as propostas indicadas pelo grupo não estão disponíveis para consulta.

A ANEEL de acordo com a Audiência Pública nº 43/2010 também está elaborando várias atividades relacionadas à implementação dessa tecnologia nas redes elétricas do país, com ênfase nas consultas e audiências públicas, além da edição de resoluções associadas à implantação de medidores eletrônicos inteligentes em unidades residenciais. De acordo com a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 a Aneel estimula a produção distribuída de pequeno porte por meio de fonte renováveis de energia ligadas na rede de distribuição. A agência também realizou modificações na estrutura de tarifas por meio da Resolução Normativa nº 464 de 22 de novembro de 2011, objetivando a mudança horária e sazonal da tarifa para os consumidores residenciais.

Em 2011, o país já contava com 752 projetos de P&D cadastrados na base da Aneel que totalizavam um investimento de R\$ 150 milhões. De todos os projetos um número de 52 objetivam analisar os principais parâmetros da implementação das redes inteligentes, no entanto nenhum desses projetos tratava das questões de segurança da informação. A Figura 10 mostra a distribuição dos projetos de pesquisa do programa P&D juntamente com os seus respectivos investimentos.

Figura 10 - Distribuição dos projetos de pesquisas P&D



Fonte: Frota, 2012.

Existem outras instituições do país estabelecendo pesquisas relacionadas às redes inteligentes. Entre as várias pesquisas merece ênfase a que é conduzida pela Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) juntamente com a Associação de Empresas Proprietárias de Infraestrutura e de Sistemas Privados de Telecomunicações (APEL) com a participação das concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. Essas entidades realizam um estudo que deverá sugerir um plano nacional para a mudança da tecnologia do setor elétrico, da atual posição para a utilização plena das redes inteligentes.

A Empresa AMPLA iniciou um projeto chamado de Cidade Inteligente na cidade de Búzios no estado do Rio de Janeiro, semelhante ao projeto da mesma empresa em Magália, na Espanha. Essa iniciativa conta com um investimento de cerca de R\$ 30 milhões e abrange medição inteligente, telecomunicações, automação, geração distribuída e armazenamento, prédio inteligente e carros elétricos. No total o projeto contará com a instalação de 10.000 medidores inteligentes, automação de 25 pontos de rede de média tensão e a iluminação pública será abastecida por painéis solares e miniaerogeradores.

A companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Energia) irá investir R\$ 215 milhões em um projeto piloto no município de Morungaba (SP) para realizar a

implementação de tecnologias que incluem os sistemas da automação da rede, que alcançará 25 mil consumidores. O projeto visa o controle e a automação de subestações, com a implantação de equipamentos monitorados para manutenção, proteção, qualimetria e controle que serão ligados às suas respectivas centrais de gestão remota. Isso irá proporcionar uma melhor mobilidade ao transmitir informações para eletricitas por meio de *palmtops* e instalação de chaves e equipamentos que flexibilizem e acelerem os centros de operação do sistema, caso exista problemas nas redes.

O sistema de medição inteligente da empresa Light é baseado em diferentes modelos e foi desenvolvido juntamente com o produtor de medidores CAS Tecnologia. Esse sistema está de acordo com as regulamentações da ANEEL referente aos parâmetros mínimos dos medidores. O sistema foi preparado para um funcionamento bi-direcional e tem capacidade para encaminhar e receber mensagens de outros dispositivos como medidor de água e gás, *smart appliances*, etc.

A Light juntamente com a empresa CEMIG estão trabalhando em conjunto ao investir R\$ 65 milhões numa iniciativa denominada de Cidades do Futuro no município de Sete Lagoas – MG envolvendo aproximadamente dois mil consumidores de todas as categorias, que conseguirão realizar o controle do consumo de energia por meio de mostradores digitais instalados em casa ou por telefone celular e até pelo aparelho de televisão. O projeto abrange desde a implementação de medidores inteligentes até o uso de veículos elétricos, envolvendo a automação das redes, a geração distribuída, implementação da infraestrutura de telecomunicações e de sensores, ferramentas de gestão pelo lado da demanda (DSM) e de relacionamento com consumidores/parceiros.

A ELETROBRAS possui um projeto com objetivo amplo no município de Parintins (AM) que objetiva a produção de um modelo de referência para uso em larga escala das *smarts grids* no mercado-alvo das concessionárias do grupo. O projeto presume a implementação de 15 mil medidores inteligente e abrange outros pontos, como a automação da rede, a geração distribuída, a infraestrutura de telecomunicações e de sensores e as ferramentas de gestão pelo lado da demanda (DSM) e de relacionamento com consumidores e parceiros. Essas técnicas são

focadas para o monitoramento do perfil de utilização e ampliação da integração com os clientes da empresa.

A Coelce implementou um projeto no município de Aquiraz (CE) que consiste num Sistema de Reposição Automática (SRA) e num Sistema Inteligente para Mudança Automática de Ajuste do Sistema de Proteção (SIAP) na rede de média tensão.

A empresa CPFL possui um projeto piloto na cidade de Morungaba (SP) que objetiva a automação da rede, pelo controle e automação de subestações, com a introdução de ferramentas monitoras para manutenção, proteção, qualimetria e controle, ligados aos seus respectivos centros de gerenciamento remoto.

A empresa Celg tem um projeto para analisar várias plataformas de telecomunicações – tecnologias de redes cabeadas (modems ópticos, xDSL e PLC), tecnologias de rádio fixo (Ponto a Ponto, Ponto-Multiponto e Mesh) e tecnologias de rádio móvel (GPRS) – focadas na supervisão das redes de média e baixa tensão.

A CEEE avalia o desempenho da tecnologia PLC no monitoramento de consumo, parametrização e diagnóstico de rede elétrica de distribuição em baixa tensão.

A Bandeirante prevê a elaboração de um projeto piloto na cidade de Aparecida (SP) visando a implantação de um sistema inteiro de medição inteligente nas unidades de consumo e também, a implantação de medidores em todos os alimentadores de média tensão e na totalidade das estações transformadoras.

Numa estimativa introdutória, a ABRADÉE pressupõe que as concessionárias de energia elétrica deverão investir R\$ 20 bilhões para realizar as adaptações das suas redes e mudar os medidores de energia elétrica dos cerca de cinquenta e oito milhões de clientes residenciais existentes no Brasil.

3.4 Normalização das Redes Inteligentes

3.4.1 Regulamentação Internacional Voltada para a Rede Inteligente

O *International Electrotechnical Commission* (IEC) em 2008 formou uma equipe estratégica de trabalho, denominado *Smart Grid SG3*, para analisar as necessidades de normas impostas pela implantação das redes inteligentes de energia. As normas do IEC, que são aplicadas ao setor de eletrotécnica, possuem uma grande variedade

de tecnologias de geração, transmissão e distribuição de energia para equipamentos domésticos e comerciais. Especialmente, semicondutores, fibra ótica, baterias, nanotecnologias, conversores de energia solar e energia marítima, etc. (IEC, 2010).

No que se refere às prioridades, o SG3 presume as seguintes ações:

- prevenção contra faltas elétricas;
- gestão de distribuição avançada;
- automação da distribuição;
- automação inteligente da subestação;
- recursos energéticos distribuídos;
- infraestrutura de medição avançada;
- resposta à demanda e gestão de carga;
- casa inteligente e automação predial;
- armazenamento de energia.

Atualmente, o IEC tem uma grande quantidade de normas relacionadas às redes inteligentes. Aproximadamente, 100 normas IEC são relevantes para a orientação de estudos de implementação de redes inteligentes. Dentre estas, existem algumas que têm uso imediato para a solidificação da tecnologia *smart grid* (FROTA, 2012). De acordo com Pimentel (2010) um dos principais objetivos das atividades do IEC *Smart Grid SG3* é o AMI (IEC 620551-62059; IEC TR 613334). A Tabela 3 mostra as principais normas da IEC que podem ser aplicadas as redes inteligentes.

Tabela 3 - Normas do IEC aplicadas às redes inteligentes

Norma	Descrição
IEC/TR 62357	Arquitetura orientada a serviços
IEC 61970	Interfaces de programação de aplicativos voltados a sistemas de gerenciamento de energia
IEC 61850	Automação de subestação
IEC 61968	Mudança de informações entre sistemas de distribuição elétrica
IEC 62351	Segurança
IEC 62056	Mudança de dados na leitura do medidor, tarifa e controle de carga
IEC 61508	Segurança funcional de elétrica, eletrônico e eletrônico programável

Fonte: Frota, 2012.

3.4.2 Regulamentação Brasileira Aplicada às Redes Inteligentes

A ANEEL em 2012 aprovou a resolução que determina os parâmetros básicos para os sistemas de medição eletrônica de energia elétrica no Brasil. A proposta dessa regulamentação foi tratada na Audiência Pública 43/2010 em que foram concluídas 19 manifestações, com a explanação de comentários e contribuições (ANEEL, 2012).

Os medidores eletrônicos brasileiros possuem, de acordo com a ANEEL (2012), pré-condições para implementação das redes inteligentes. A mesma agência apresentou vários regulamentos ligados a essa tecnologia, dentre os quais merecem destaque:

- Resolução Normativa nº482, de 2012, que relaciona a conexão de micro e minigeração distribuída;
- Resolução Normativa nº 464, de 2011, que analisa o estabelecimento da tarifa branca;
- Resolução Normativa nº 375, de 2009, que estuda a regulamentação da utilização do PLC;
- Resoluções nº 345, de 2008, e nº 395, de 2008, que analisa a utilização compulsória de sistemas geoprocessados.

4 METODOLOGIA

Conforme destacado, o escopo deste trabalho é apresentar um estudo da inserção de medidores eletrônicos inteligentes em um cenário local e apresentar uma análise do impacto após implantação dessa tecnologia. Para isso, nos capítulos anteriores foram feitas algumas considerações, garantindo a contextualização e o embasamento conceitual.

Utilizando-se das definições de Vergara (2007) que classifica o trabalho quanto aos fins e quanto aos meios a que se propõe, a metodologia deste trabalho é classificada como descritiva, por apresentar características claras e detalhadas sobre o impacto do uso de medidores eletrônicos inteligentes. Quanto aos meios de investigação é um estudo de campo de natureza documental por incluir a coleta de informações procedentes de uma pesquisa de campo junto às concessionárias do setor elétrico, uma investigação associada à coleta de dados acerca do panorama local do emprego e investimentos realizados nessa tecnologia.

Na primeira parte do estudo de caso realizado na concessionária Rio Grande Energia (RGE) na cidade de Bento Gonçalves/RS foi realizada uma entrevista com o engenheiro eletricitista responsável, Luciano Muller, que forneceu algumas informações sobre a empresa e os seus projetos. No entanto, não foi permitido pelo engenheiro expor fotografias de dentro da concessionária. Para o segundo estudo de caso feito na Fábrica Isabela também na cidade de Bento Gonçalves, o coordenador geral de manutenção, Edilson Bussatta forneceu os detalhes da empresa quanto consumidora tipo A da concessionária RGE.

4.1 Estudo de Campo do Grupo Rio Grande Energia (RGE) – Bento Gonçalves/RS

A RGE Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A é a empresa responsável pelo serviço de distribuição de energia elétrica de 65% dos municípios do estado do Rio Grande do Sul e atende 2,86 milhões de clientes residenciais, industriais e comerciais. A área de concessão da companhia, que é resultado do agrupamento das distribuidoras RGE e RGE Sul realizado em janeiro de 2019, totaliza 189 mil km² de

extensão, abrangendo as áreas urbanas e rurais das regiões Metropolitana, Centro-Oeste, Norte e Nordeste do estado.

Na Figura 11 evidencia-se a Estação Avançada (EA) de Bento Gonçalves, alvo do estudo. Inaugurada em 2014 a estação é responsável por integrar 14 municípios da região da serra gaúcha à rede de operação de distribuição de energia elétrica da concessionária, composta por seis subestações, 54 alimentadores e mais de mil e trezentos quilômetros de rede primária. A Estação também concentra parte do setor administrativo da companhia.

Figura 11 - Registro da EA Bento Gonçalves, local alvo do estudo.



Fonte: Autoria própria, 2020.

Em 2006 a RGE passou a fazer parte integralmente do grupo CPFL Energia, o maior grupo privado do setor elétrico brasileiro. Desde então a companhia foi integrada ao Plano Estratégico de CPFL. Essa plataforma consolida indicadores e metas ambientais, sociais, operacionais e financeiras direcionadas a inovação e sustentabilidade.

Em 2010 foi criado o projeto “A Energia na Cidade do Futuro”, mostrado na Figura 12, que visa propor políticas públicas e estratégias empresariais condizentes com a promoção de tecnologias inovadoras e sustentáveis e os anseios dos consumidores, em um horizonte de 20 anos. Dentre os diversos temas chaves para construção da visão do setor elétrico está a Distribuição Inteligente de Energia.

Figura 12 - Logomarca do projeto "A Energia na Cidade do Futuro".



Fonte: CPFL, 2020.

Segundo Luciano Müller, engenheiro líder dos serviços de campo da Estação, a RGE vem aprimorando em suas distribuidoras a automação de suas subestações e também de dispositivos de chaveamento telecomandado, associados ao conceito de redes inteligentes. O objetivo é permitir a realização de operações remotas nos sistemas de distribuição da companhia, que possibilitem, por exemplo, reconfigurações automáticas do fornecimento sem implicar no deslocamento de equipes, promovendo assim um atendimento mais rápido no restabelecimento da energia.

As iniciativas do Grupo estão se desenvolvendo de forma a abranger três diferentes frentes: operação, mobilidade e telemedição. Na frente da mobilidade, o grupo está introduzindo sistema de gerenciamento da força de trabalho que permite que as ordens de serviços sejam emitidas por meio eletrônico, de forma a encontrar as equipes melhor posicionadas para a realização de serviços na rede.

Na ponta da operação, a RGE/CPFL está desenvolvendo projetos visando à padronização de sistemas adotados pelas suas distribuidoras que permitam a automação de serviços, como o desligamento e religamento da energia elétrica. Esses sistemas irão operar em sintonia com os sistemas de mobilidade, ampliando efetivamente a eficiência do atendimento a ocorrências pela companhia, bem como

permitindo manobras mais rápidas e eficazes visando o restabelecimento do fornecimento.

Outra frente é a da Telemedição, com a adoção de sistemas que permitam a coleta remota de informações relacionadas ao consumo de energia dos clientes da distribuição. Em todo Sul e Sudeste do país, o grupo já substituiu 24.500 medidores convencionais por medidores eletrônicos inteligentes em clientes do chamado Grupo A (grandes clientes que recebem energia em alta tensão como Shoppings Centers e Indústrias, por exemplo). Em Bento Gonçalves foram 120 medidores dos clientes Grupo A, por medidores RF Mesh. Em casos específicos foi necessária a substituição por medidores com comunicação GPRS.

4.1.1 A Rede RF Mesh

O grande marco do projeto “A Energia na Cidade do Futuro” foi a conclusão de uma rede própria de telecomunicação utilizando o sistema Rádio Frequência Mesh (*RF Mesh*), a fim de conferir maior robustez e segurança à sua AMI.

A rede é composta basicamente por 3 elementos: os concentradores de dados (Pontos de Acesso ou *Access Points*), repetidores de RF (*Relays*) e cartões de interface de rede (*Network Interface Card – NIC*) instalados nos medidores.

O Concentrador é o responsável pela comunicação com os medidores, transmitindo as solicitações de dados provenientes do sistema de coleta de dados e encaminhando a este as informações dos medidores. Ele possui duas interfaces: uma de radiofrequência, por meio da qual se comunica com os medidores com Cartões de Interface de Rede e uma de comunicação ethernet para conexão à rede de dados (backbone) da RGE/CPFL.

Os Repetidores têm como função estender a cobertura dos Concentradores, por meio da repetição dos sinais de radiofrequência. Eles foram instalados estrategicamente em postes da rede de distribuição da empresa, de tal maneira a garantir a comunicação dos medidores instalados a maiores distâncias do Concentrador. Na Figura 13, mostra-se um repetidor RF instalado em poste de distribuição.

Figura 13 - Componente de repetição do sinal RF da rede Mesh, instalado em poste.



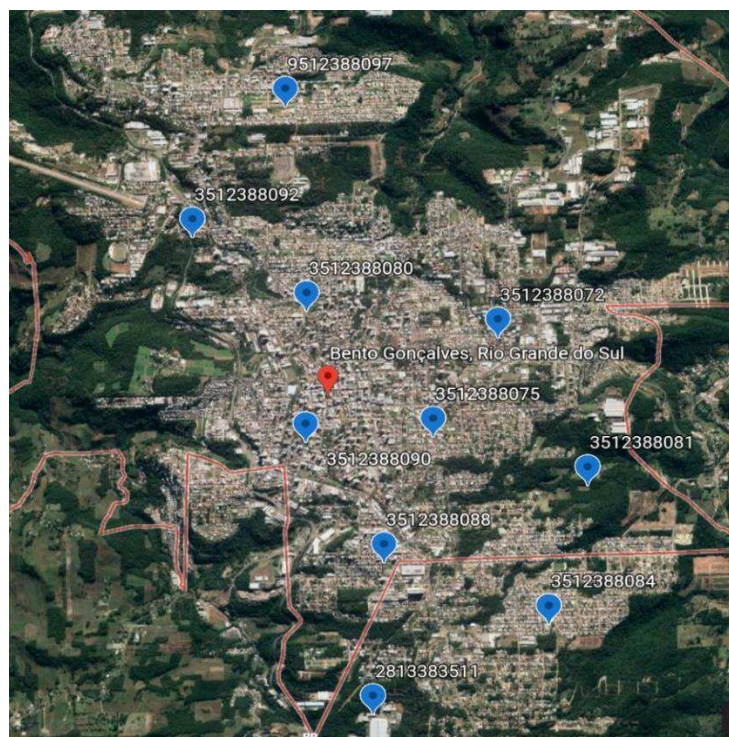
Fonte: Autoria própria, 2020.

Em uma rede Mesh os dispositivos passam a exercer a função como roteadores, encaminhando mensagens de outros dispositivos para um AP que esteja a seu alcance ou, ainda, a outro dispositivo que esteja mais próximo de um AP. A inteligência de roteamento é formada como uma única estrutura e autocorretiva distribuindo os clientes entre pontos de acesso, evitando gargalos na rede e melhorando o desempenho da rede (SAADE, *et al.*, 2008).

A tecnologia em malha ou padrão IEEE 802.11s também melhora a robustez e velocidade da rede, uma vez que o cliente está conectado em um nó e o mesmo para de funcionar ou possua muitas requisições gerando a concorrência, o sistema se realoca automaticamente, desviando o nó defeituoso com transparência, sem que o usuário perceba ou perca a conexão (SAADE, *et al.*, 2008).

Hoje cerca de 85% dos medidores eletrônicos instalados na cidade de Bento Gonçalves utilizam esta mídia de comunicação e os 15% restantes, utilizam a tecnologia GPRS, devido às dificuldades encontradas em virtude do relevo da serra gaúcha. Também foi preciso realizar a implantação de um Access Point (AP) na sede da empresa, 10 relays (Rly) em pontos estratégicos, conforme ilustrado na Figura 14.

Figura 14 - Relays instalados em Bento Gonçalves - RS.



Fonte: RGE, 2020.

A principal característica da tecnologia RF Mesh, que a torna adequada a aplicações de redes inteligentes, é a capacidade dos vários elementos da rede se comunicarem entre si, possibilitando a formação de rotas alternativas em caso de falha de um dispositivo, garantindo a continuidade das comunicações. A concessionária considera essa característica importante devido às condições da região.

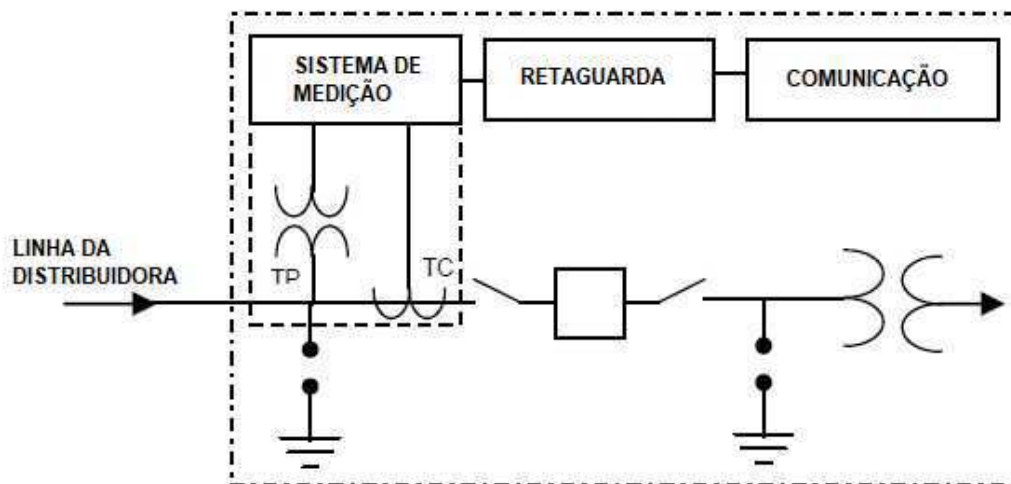
4.2 Estudo de Campo em Consumidores do Grupo A

Nesta etapa o alvo do estudo foi a Fábrica de massas, biscoitos e torradas Isabela, uma unidade consumidora cliente cativa do grupo A atendida em 13,8kV, integrante do sistema de comunicação RF Mesh da concessionária de energia RGE Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A, apresentada na seção anterior.

A subestação de entrada da Fábrica Isabela possui um medidor principal de energia integrado ao bloco do sistema de medição mostrado na Figura 15. Este é o instrumento registrador de energia elétrica e de demanda de potência, instalado para as atividades de faturamento do ponto de medição. O bloco retaguarda é composto por um medidor de retaguarda, que é instalado com a finalidade de fornecer

redundância ao sistema de medição, cujos dados são utilizados no caso da ocorrência de falhas de leitura do medidor principal (ANEEL, 2008).

Figura 15 - Diagrama unifilar para medição de energia elétrica de consumidores do grupo A.



Fonte: ANEEL (Adaptado), 2008.

O bloco comunicação é responsável pela inter-relação entre a unidade consumidora e a concessionária, este processo é realizado segundo o conceito AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), no qual o sistema possui a capacidade de realizar medição, leitura (programada ou não) e validar os dados de uso de energia.

O coordenador de manutenção, Edilson Bussatta relatou que a implantação do sistema elimina os atrasos no faturamento do consumo elétrico que outrora a fábrica enfrentava. E ainda que com a nova telemetria implantada a concessionária passou a se preocupar mais com as faltas de energia do sistema, pois em caso de uma interrupção no fornecimento, os registros dos dados ficam armazenados com o cliente e podem ser usados para impactar o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC).

Entretanto ressaltou que eventualmente a unidade consumidora ainda enfrenta problemas na telemedição e monitoramento do consumo e que em algumas situações os técnicos da concessionária precisam fazer uma visita para correção de falhas e/ou atualizações no sistema. A figura 16 evidencia o pesquisador e do entrevistado após a abordagem do estudo de campo.

Figura 16 - Registro do encontro com Edilson Bussatta, coordenador de manutenção.



Fonte: Autoria própria, 2020.

5 ANÁLISE DO ESTUDO

Em se tratando de uma pesquisa aplicada de caráter explicativa e de abordagem qualitativa a presente pesquisa buscou identificar e contribuir com compreensão dos fatores que afetam a implementação de medidores eletrônicos associados a uma telemedição viabilizada por meio da comunicação de uma rede inteligente.

Para que os objetivos propostos pudessem ser alcançados as análises desse estudo foram tomadas em conjunto com os gestores da concessionária. O modelo de pesquisa resultante considerou, portanto, quatro grupos impactados pela implementação dessa tecnologia: os consumidores de energia elétrica do grupo A, a distribuidora de energia local, o órgão regulador nacional e a sociedade em geral.

Para o grupo dos consumidores foi possível identificar o impacto da implantação dos medidores eletrônicos por meio do estudo de caso realizado na fábrica Isabela. A integração entre os sistemas de medição e operação foi destaque para o consumidor observado, assim como, a possibilidade de medição com tarifas diferenciadas nos diferentes horários do dia, uma maior continuidade no fornecimento após a implementação do sistema de comunicação e ainda o aumento das informações a disposição do cliente para gestão de consumo.

Na visão da distribuidora o grande feito da implantação do novo sistema de comunicação foi a melhor gestão dos ativos de medição, a automação da rede e a disponibilidade de informações em tempo real. Outro ponto apontado como destaque pela concessionária alvo dos estudos foi a maior estabilidade na comunicação do sistema RF Mesh quando comparado ao sistema GPRS.

O impacto ao órgão regulador foi fundamentado com base na literatura estudada. Para a ANEEL, a introdução de medidores eletrônicos e perspectivas das redes inteligentes impacta ao órgão a responsabilidade de implementar novos regulamentos.

Para a sociedade em geral os benefícios da substituição de medidores eletromecânicos por medidores inteligentes são a garantia de uma maior segurança do sistema elétrico em virtude da redução de perdas de energia elétrica oriundas de furtos, fraudes e ligações clandestinas. Por consequência da redução das perdas não

técnicas a sociedade poderá desfrutar de descontos nas tarifas de energia, uma vez que o ônus das fraudes ao sistema elétrico é repassado aos consumidores.

Na Tabela 4 apresenta-se um resumo com as conclusões obtidas para cada um dos grupos impactados.

Tabela 4 - Resumo das conclusões para os grupos impactados.

Distribuidora	Maior estabilidade de comunicação. Melhor gestão de ativos e automação da rede.
Consumidores	Informações em tempo real. Maior continuidade no fornecimento Informações para gestão do consumo
Órgão Regulador	Viabilidade para implementar novos regulamentos
Sociedade	Maior disponibilidade de informações Redução de perdas não técnicas Segurança do sistema elétrico

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do alinhamento entre o levantamento bibliográfico descrito e os estudos de casos realizados, concluiu-se que os objetivos propostos pelo presente trabalho foram alcançados. Foi possível verificar o impacto da implementação de medidores eletrônicos atrelados a um sistema de comunicação na gestão de uma concessionária de energia, como também no gerenciamento do consumo de um cliente local.

Por meio dos estudos de caso pôde-se perceber que a escolha do método de comunicação que o sistema empregará é uma variável que depende muito da região a ser estudada. Em um país como o Brasil, de dimensões continentais, com diversos tipos de relevos e vegetações que podem por ventura atrapalhar a comunicação de dados a escolha de um método irá variar. Uma mesma concessionária pode adotar mais de um método de comunicação alinhados à um mesmo sistema.

Outro ponto importante de acordo com as pesquisas realizadas foi à observação dos diversos investimentos que o Brasil vem realizando para aprimorar essa área do sistema elétrico. Muitos projetos em cidades pilotos já estão em fase de comissionamento, como o caso da RGE que investiu na construção de uma rede de comunicação para monitorar os consumidores do grupo A e faz planos para expandir sua rede aos demais clientes.

Dessa maneira é possível destacar que o emprego de medidores eletrônicos não se trata apenas da substituição do equipamento nas unidades consumidoras, mas sim de um amplo conglomerado de estudos, investimentos e reformas legislativas que viabilizem essa tecnologia.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL – ABDI. **Relatório de acompanhamento setorial – Smart grid: tendências no mundo e no Brasil e possibilidade de desenvolvimento produtivo e tecnológico**. 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **ANEEL regulamenta medidores eletrônicos**. Brasília, 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resoluções nº 345 - uso compulsório de sistemas geo-processados**. Brasília, 2008.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa nº 375 - regulamentação da utilização do PLC**. Brasília, 2009.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa nº 464 - estabelecimento da tarifa branca**. Brasília, 2011.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa nº 482 - conexão de micro e minigeração distribuída**. Brasília, 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 5 – Sistemas de Medição. 2008.

ALCÂNTARA, M. V. P. **Aspectos Regulatórios e Projetos de P&D na Implementação da Rede Inteligente**; In: IV Fórum Latino-Americano de *Smart grid*, São Paulo, 2012.

AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a Smart Grid: Power Delivery for the 21st Century. **IEEE Power and Energy Magazine**. v. 3, p. 34-41. 2005.

ARIF, A.; AL-HUSSAIN, M.; AL-MUTAIRI, N.; AL-AMMAR, E.; KHAN, Y.; MALIK, N. Experimental study and design of smart energy meter for the smart grid.

International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). pp. 515-520. 2013.

BANDEIRA, F. P. M. **Redes de Energia Elétrica Inteligentes (Smart Grids)**. Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados. 2012.

BUDKA, K.; DESHPANDE, J.; HOBBY, J.; KIM, Y.-J.; KOLESNIKOV, V.; LEE, W.; REDDINGTON, T.; THOTTAN, M.; WHITE, C.; CHOI, J.-I.; HONG, J.; KIM, J.; KO, W.; NAM, Y.-W.; SOHN, S.-Y. GERI - Bell Labs Smart Grid Research Focus: Economic Modeling, Networking and Security & Privacy. **IEEE International Conference on Smart Grid Communications**. p. 208-213. 2011.

BOUHAFS, F.; MACKAY, M.; MERABTI, M. Links to the Future: Communication Requirements and Challenges in the Smart grid. **Power and Energy Magazine**. 2012.

CECATTI, C. **Smart operation of wind turbines and diesel generators according to economic criteria**. Newnes: Industrial Electronics, 2011.

CPFL Energia. **A Energia na Cidade do Futuro**. Inovação. Projetos. Disponível em: < <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Paginas/pb2030-a-energia-na-cidade-do-futuro.aspx> >. Acesso em: 08 de janeiro de 2020.

DELPHINE C.; PARAG S.; MOGRE, E.; MATTHIAS H. Survey on Wireless Sensor Network Technologies for Industrial Automation: The Security and Quality of Service Perspectives. **Future Internet**. v. 2, n. 2, p. 96–125. 2013.

DEPARTMENT OF ENERGY CLIMATE CHANGE – DECC. **Impact Assessment of the Climate Change Act**. United Kindon, 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Nacional de Energia 2030 – Capítulo: Eficiência Energética**. Brasília. 2007.

FALCÃO, D. M. Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart grid. **Anais do III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**. Pará. 2010.

FROTA, M. N. **Automação da medição e segurança de dados em redes inteligentes: estudo de experiência brasileira**. Dissertação (Mestrado em Metrologia). Rio de Janeiro. 2012.

GARCIA, D. A. A; JUNIOR, F. E. D. Aspectos de evolução do *smart grid* nas redes de distribuição. **Revista: O setor elétrico**. ed. 75. 2012.

GELLINGS, C. W. **The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response**. Libum, Estados Unidos. 2009.

GENERAL ELECTRIC CO. **General Data on Thomson Recording Wattmeters**. Schenectady, NY, 1903.

GUNGOR, V. C.; LU, B.; HANCKE, G. P. Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart grid. **IEEE on Transactions on Industrial Electronics**. v. 57, n. 10. 2010.

GUNGOR, V. C.; SAHIN, D.; KOGAK, T.; ERGUT, S.; BUCCELLA, C.; CECATI, C.; HANCKE, G. P. Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**. v. 7, n. 4, p. 529-539. 2011.

HLEDIK, R. How Green Is the SmartGrid? **The Electricity Journal**. v. 22, n. 3, p. 29-41. 2009.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - IEC **Lidando com o Desafio da Energia - O Papel da IEC**. Genebra, 2010.

IEEE Standard. Automatic Meter Reading Via Telephone - Network to Utility Controller. **IEEE Std 1390.3-1999**. p.1. 1999.

IEEE Standard. Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications. **IEEE Std 1901-2010**. p.1-1586. 2010.

IEEE Standard. Adoption of Smart Energy Profile 2.0 Application Protocol Standard. **IEEE Std 2030.5-2013**. p.1-348. 2013.

INDECO. **Smart grid consumer engagement: lessons from North American utilities**. 2013.

KATZIR, S., Hermann Aron's Electricity Meters: Physics and Invention in Late Nineteenth-Century Germany. **Historical Studies in the Natural Sciences**. v. 39, p 444-481, 2009.

LAMIN, H. **Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília. Brasília, DF. 2013.

LASSETER, R. H. MicroGrids, **IEEE Power Engineering Society - Winter Meeting**. v.1, p. 305-308, 2002.

LAVERTY, D. M.; MORROW, D. J.; BEST, R.; CROSSLEY, P. A. Telecommunications for *Smart grid*: Backhaul solutions for the distribution network. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**. 2010.

LEITE, D. R. V. **Medidores Eletrônicos: Análise De Viabilidade Econômica No Contexto Das Redes Inteligentes**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília. Brasília, DF. 2013.

LOPES, Y.; FRANCO, R. H. F.; MOLAMO, D. A.; SANTOS, M. A.; CALHAU, F. G.; BASTOS, C. A. M.; MARTINS, J. S. B.; FERNANDES, N. C. **Smart Grid e IEC 61850: Novos Desafios em Redes e Telecomunicações para o Sistema Elétrico**. XXX Simpósio Brasileiro De Telecomunicações. Brasília, DF. 2015.

Ministério de Minas e Energia - MME. **Relatório Smart grid**. 2010.

NAGAMINE, G. K. **Estudo Das Perdas Não Técnicas No Sistema Elétrico De Distribuição E As Tecnologias Utilizadas Para Seu Combate**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Industrial Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, PR. 2013.

NERKEN, A.I.; BLATHY, O. T.; BOWLES, E. L. Letters to the editor. **Electrical Engineering**. v. 56, n. 6, p. 768-769. 1937.

NETTO, E. O. P.; BARBOSA, T. A.; CARVALHO, F. B. S. **Rede de Comunicação de Medidores Inteligentes Sem Fio**. 2013.

NEVES, P. R. P.; MENEZES, N. R. Projeto E Implementação De Um Protótipo Demedidor E Analisador De Energia Elétrica Comcontrole De Demanda. **Revista Uningá Review**. v. 28, n. 3 2016.

PUTTGEN, H. B.; MACGREGOR, P. R.; LAMBERT, F. C. Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era? **IEEE Power and Energy Magazine**. v. 1, n. 1, p.22-29. 2003.

PIMENTEL, P. Normas Globais para *Smart grids*. **IEEE – Power and Energy Society**. 2010.

RAHMAN, S. Smart grid expectations - what will make it a reality. **IEEE Power and Energy Magazine**, 2009.

SAADE, D. C. M.; GOMES, A. G.; CARRANO, R. C.; MAGALHÃES, L. C. S.; ALBUQUERQUE, C. V. N.; TAROUÇO, L. R. **Multihop MAC: Desvendando o Padrão 802.11s**, Livro de Minicursos do Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores, Rio de Janeiro, vol. 1, no. 26, pp. 13-59, Maio 2008.

SHARMA, K.; SAINI, L. M. Performance analysis of smart metering for smart grid: An overview. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v 49, p. 720-735. 2015.

SONNEWEND, T.; TRINDADE, F. C. L.; FREITAS FILHO, W. Detecção de Perdas Não Técnicas na Presença dos Medidores Inteligentes. **Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**. Foz do Iguaçu, PR. 2014.

SOUZA, W. A. **Estudos de técnicas de análise e tecnologias para o desenvolvimento de medidores inteligentes de energia residências**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2016.

TENTI, P.; MATTAVELLI, P.; PAREDES, H. K. M. Conservative Power Theory, sequence components and accountability in smart grids. **International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation (ISNCC)**. p. 37-45. 2010.

TOLEDO, F. **Desvendando as redes elétricas inteligentes: Smart Grid Handbook**. Rio de Janeiro, RJ. 2012.

The Smart grids Task Force – SGTF. Regulatory recommendations for data safety, data handling and data protection. European Commission, 2011. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group2.pdf.

EDISON, T. **US Patent 251,545**. Electric Meter, 27 Dez 1881.

VERGARA, S C. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. 9 ed. São Paulo: Atlas, 2007.

VIEIRA, J.; GRANATO, D. **Medição inteligente e a smart grids**. Smart grid News, 2012.

XI F.; MISRA, S.; XUE, G.; YANG, D. Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Surve. **IEEE Communications Surveys and Tutorials**. v. 14, n. 4. 2012.

ZPRYME RESEARCH & CONSULTING. **Brazil – The *Smart grid* Network**. 2011.