

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE CAMPINAS
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS, AMBIENTAIS E DE
TECNOLOGIAS**

**MESTRADO EM SISTEMAS DE INFRAESTRUTURA
URBANA**

IVAN PEDROTTI LEMOS

**MEDIDOR DE ENERGIA PARA AVALIAÇÃO DA
ADESÃO À TARIFA BRANCA EM SMART GRIDS**

**CAMPINAS
2017**

IVAN PEDROTTI LEMOS

**MEDIDOR DE ENERGIA PARA AVALIAÇÃO DA
ADESÃO À TARIFA BRANCA EM *SMART GRIDS***

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias da Pontifícia Universidade Católica de Campinas como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Área de Concentração: Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Orientadora: Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota

PUC-CAMPINAS

2017

Ficha Catalográfica
Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas e
Informação - SBI - PUC-Campinas

t621.319
L557m

Lemos, Ivan Pedrotti.

Medidor de energia para avaliação da adesão à tarifa branca em Smart Grids Ivan / Pedrotti Lemos. - Campinas: PUC-Campinas 2017.
64p.

Orientadora: Lia Toledo Moreira Mota

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias, Pós-Graduação em Urbanismo.
Inclui bibliografia.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Redes inteligentes de energia.
3. Energia elétrica - Consumo. 4. Tarifas. I. Mota, Lia Toledo Moreira.
II. Pontifícia Universidade Católica de Campinas. Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias. Pós-Graduação em Urbanismo.
III. Título.

18. ed. CDD – t621.319

IVAN PEDROTTI LEMOS

**MEDIDOR DE ENERGIA PARA AVALIAÇÃO DA
ADESÃO À TARIFA BRANCA EM *SMART GRIDS***

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias da Pontifícia Universidade Católica de Campinas como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Área de Concentração: Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Orientadora: Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota

Dissertação defendida e aprovada em 08 de fevereiro de 2017 pela Comissão Examinadora constituída dos seguintes professores:

Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota
Orientadora da Dissertação e Presidente da Comissão Examinadora
Pontifícia Universidade Católica de Campinas

Prof. Dr. Marcius Fabius Henriques de Carvalho
Pontifícia Universidade Católica de Campinas

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Ao querido professor Alexandre, que sempre
me incentivou e mais que conhecimento
técnico, me agregou experiências pessoais que
jamais serão esquecidas. Estar em sua
companhia foi um grande prazer e espero que
possa contribuir com o próximo, assim como
meu grande mestre fazia.

AGRADECIMENTOS

À Profa Dra Lia,
Pelo incentivo e colaboração para conclusão do trabalho.

Ao Prof Dr Luiz Carlos,
Pelas importantes contribuições durante o exame de qualificação.

Aos professores do programa de pós graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana,
Pelo apoio e aprendizado adquirido.

Ao amigo Gonzo,
Por não poupar esforços para ajudar no desenvolvimento de firmware, em todas as horas que foram necessárias.

À todos os alunos da turma de mestrado,
Pela ajuda, aprendizado e por prazerosos momentos vividos durante o período de aulas.

“Somos insignificantes. Por mais que você
programe sua vida, a qualquer momento tudo
pode mudar”.
Ayrton Senna
(1960-1994)

RESUMO

LEMOS, Ivan Pedrotti. *Medidor de Energia para Avaliação da Adesão à Tarifa Branca em Smart Grids*. 2017. 64f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana) – Programa de Pós-graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana, Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Campinas, 2017.

As tarifas horárias são uma das formas de incentivar os consumidores a realizarem a transferência de carga para intervalos fora de ponta, fazendo assim desnecessários novos e altos investimentos em geração e infraestrutura de transmissão e distribuição. Sendo esta portanto uma ferramenta para a ampliação da eficiência energética, em um novo conceito de redes de energia elétrica, as *Smart Grids*. Entretanto, para que este tipo de tarifação seja aplicado, novos e modernos medidores são requeridos, aqueles com capacidade de diferenciação de horário de consumo e que possam informar devidamente ao consumidor. Neste sentido este trabalho visa o desenvolvimento de um medidor com plataforma *open source*, no caso o Arduino, associado ao circuito integrado para medição de energia elétrica ADE7753 da *Analog Devices*, transmitindo as informações através de rede IEEE802.11(*Wi-Fi*), e por meio de uma plataforma para IoT (*Internet of Things*), realizar uma avaliação se a adoção à Tarifa Branca é benéfica financeiramente ao consumidor de forma simples e interativa.

Palavras-chave: Eficiência Energética. Rede Inteligente. Medidor de energia. Medição Inteligente. Tarifas horárias. Tarifa Branca.

ABSTRACT

LEMOS, Ivan Pedrotti. *Energy Meter for Evaluation of Adoption of White Tariff in Smart Grids*. 2017. 64f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana) – Programa de Pós-graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana, Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Campinas, 2017.

Time-of-use tariffs are one way of encouraging consumers to carry out the transfer of load to off-peak intervals, thus making unnecessary new and high investments in generation and transmission and distribution infrastructure. This is therefore a tool for the expansion of energy efficiency, in a new concept of electricity grids, the Smart Grids. However, for this type of charging to be applied, new and modern meters are required, those with the capacity to differentiate consumption hours and that can inform the consumer properly. In this sense, this work is aimed at the development of a meter with an open source platform, in the case Arduino, associated to Analog Devices ADE7753 integrated circuit, transmitting information through IEEE802.11 (Wi-Fi) network, and through an IoT (Internet of Things) platform, to make an assessment whether adoption of the White Tariff is financially beneficial to the consumer in a simple and interactive way.

Keywords: *Energy Efficiency. Smart Grid. Power Meter. Smart Metering. Time-of-use tariffs. White tariff.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Leitura de medidores automatizada.....	17
Figura 2 – Deslocamento de Carga.....	20
Figura 3 – Esquema de tarifas em função do tempo: (a) Time-of-use rates (b) Critical peak pricing (c) Real-time pricing.	21
Figura 4 – Composição da Tarifa de Energia Elétrica.....	22
Figura 5 – Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	23
Figura 6 – Tarifas em dias úteis	26
Figura 7 – Tarifa Branca nos finais de semana e feriados	27
Figura 8 – Esquema do Medidor de Energia	30
Figura 9 – Diagrama de blocos interno do ADE7753.....	31
Figura 10 – Transformador de Corrente SCT-013	32
Figura 11 – Processamento de sinal do canal 1	32
Figura 12 – Esquema elétrico do divisor resistivo para medição de tensão.....	33
Figura 13 – Processamento de sinal do canal 2	33
Figura 14 – Processamento de Energia Ativa ADE7753	34
Figura 15 – Processamento de Potência Aparente	35
Figura 16 – Triângulo de Potências.....	35
Figura 17 – Foto da Placa Arduino Uno.....	37
Figura 18 – Foto do módulo Wi-Fi	38
Figura 19 – Imagem do roteador Wi-Fi DI-524	39
Figura 20 – Configurações de canal do ThingSpeak	41
Figura 21 – Sintaxe para escrita no canal	42
Figura 22 – Exibição em tempo real	42
Figura 23 – Esquema elétrico do medidor.....	44
Figura 24 – Imagem das camadas da PCI: (a) Camada Superior - <i>Top</i> (b) Camada Inferior - <i>Bottom</i>	45
Figura 25 – Foto da placa montada com os componentes	45
Figura 26 – Foto do agrupamento entre placas	46
Figura 27 – Fluxograma do firmware embarcado no microprocessador	47
Figura 28 - Curva de Resposta do TC.....	48
Figura 29 – Foto do medidor de Energia AE-200	49
Figura 30 – Foto das cargas utilizadas para ensaio de precisão	50
Figura 31 – Visualização das grandezas elétricas monitoradas pela plataforma	52
Figura 32 – Consumo de energia em cada posto tarifário	53

Figura 33 – Porcentagem de consumo em cada posto tarifário	56
Figura 34 – Curva de consumo diária (07/11).....	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classe de Exatidão de Medidores de Energia	29
Tabela 2 – Sensibilidade do roteador Wireless.....	40
Tabela 3 – Comparação da medição de energia ativa (medidor referência x protótipo desenvolvido).....	50
Tabela 4 – Testes para determinação de alcance máximo.....	51
Tabela 5 – Tarifas de energia (CPFL Paulista) para consumidores residenciais	54
Tabela 6 – Relações entre tarifas.....	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ADC	<i>Analog to Digital Converter</i>
CI	Circuito Integrado
DSM	<i>Demand Side Management</i>
DSP	<i>Digital Signal Processing</i>
EEPROM	<i>Electrically Erasable Programmable Read-Only Memory</i>
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
GSM	<i>Global System for Mobile Communications</i>
HTTP	<i>HyperText Transfer Protocol</i>
IDE	<i>Integrated Development Enviroment</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IoT	<i>Internet of Things</i>
PCI	Placa de Circuito Impresso
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RAM	<i>Random-Acess Memory</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RSSI	<i>Recieved Signal Strength Indicator</i>
SPI	<i>Serial Peripheral Interface</i>
TC	Transformador de Corrente
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TOU	<i>Time-of-use</i>
Wi-Fi	<i>Wireless Fidelity</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	3
1.2	Organização do trabalho	3
2	REVISÃO DE LITERATURA	4
2.1	<i>Smart Grid</i>	4
2.2	<i>Smart Grid</i> no Brasil	7
2.3	Tarifas Horárias	12
2.4	Medição Inteligente	15
2.4.1	Medidores Inteligentes	18
3	TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	20
3.1	Modalidades Tarifárias	20
3.2	Estrutura tarifária	22
3.3	Tarifa Branca	25
3.4	Medição de Energia	28
4	METODOLOGIA	30
4.1	Circuito de Medição de Energia	31
4.2	Microcontrolador	36
4.3	Módulo de comunicação	37
4.4	Ponto de Acesso	39
4.5	Plataforma Internet das Coisas	40
5	RESULTADOS	43
5.1	Medidor de Energia	43
5.1.1	Desenvolvimento de <i>Hardware</i>	43
5.1.2	Desenvolvimento de <i>Firmware</i>	46
5.1.3	Teste de Linearidade do Transformador de Corrente	48
5.1.4	Teste de Precisão de Medição	49
5.1.5	Testes de comunicação Wi-Fi	51
5.1.6	Monitoramento de grandezas elétricas	51

5.2	Avaliação da adesão à Tarifa Branca	53
6	CONCLUSÃO.....	59
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	60

1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia elétrica convencional se apoia na geração centralizada por meio de grandes usinas, elevando-se a tensão gerada para a transmissão e, posteriormente, reduzindo-se essa tensão na distribuição, visando a utilização da energia elétrica pelos consumidores (COLAK, 2016).

Entretanto, a combinação desse sistema tradicional, com as modernas tecnologias de informação pode tornar a rede elétrica mais robusta e eficiente, de maneira que sistemas desta natureza possam monitorar, analisar e controlar a rede e possam se comunicar com clientes para aumentar a eficiência, reduzir o consumo e custos da energia elétrica (BARBOSA; BRITO; ALMEIDA, 2016).

Nesse sentido, surgiu o conceito de *Smart Grid* (SG), podendo transformar a rede de energia elétrica com fluxo de potência unidirecional e com poucas possibilidades de comunicação em um sistema automático e adaptativo, com possibilidade de fluxo bidirecional, tanto de energia, quanto de informação (BHATT; SHAH; JANI, 2014).

Devido à grande abrangência, as Redes Inteligentes podem ser estudadas em quatro áreas de concentração: infraestrutura avançada de medição, automação avançada da distribuição, recursos distribuídos de geração e armazenamento de energia e conservação de energia (CUNHA, 2011).

Este trabalho concentra-se na área de infraestrutura avançada de medição, com base na medição eletrônica, que requer o uso de tecnologias como dispositivos eletrônicos inteligentes, telecomunicações e tecnologia da informação (CUNHA, 2011). Nesse caso, a tecnologia não é uma barreira para implementação de uma infraestrutura de medição, haja visto o grau de conhecimento dessas tecnologias. Entretanto, o aspecto econômico pode ser um problema, uma vez que os investimentos no setor energético são repassados aos consumidores.

Ainda segundo Cunha (2011), os seguintes proveitos podem ser associados com a medição eletrônica:

- Medição remota de consumo;
- Corte e religamento de consumidores;
- Gerenciamento do lado da demanda;
- Levantamento das curvas de carga;
- Venda de energia proveniente de microgeração;

- Registro de indicadores de continuidade individuais (DIC - Duração de interrupção individual por unidade consumidora e FIC - Frequência de interrupção individual por unidade consumidora);

- Avaliação da qualidade da energia elétrica;

- Oferta de novos serviços ligados ao suprimento de energia.

Os medidores eletrônicos são fundamentais na obtenção de uma rede mais eficiente, permitindo, entre outros benefícios, a aplicação de tarifas de energia em função do horário de utilização, as chamadas tarifas horárias.

Esse tipo de tarifação é praticado para incentivar os consumidores a reduzirem ou transferirem o consumo nos horários de pico de demanda, onde o custo da energia é mais caro, para períodos onde a demanda é menor e, por consequente, com menor tarifa. Políticas como essa permitem a redução de investimentos para expansão da geração, além da infraestrutura de transmissão e distribuição, tendo em vista que o sistema elétrico é dimensionado para os períodos de pico de consumo. É possível, ainda, que essa política de tarifas horárias propicie a redução da conta de energia do consumidor, sem reduzir seu consumo, apenas modificando seus hábitos de forma a utilizar a energia no período fora da ponta.

Nesse sentido, o potencial de ganho com a adoção de tarifas diferenciadas em função do horário de consumo está diretamente associado ao número de usuários que adotarem este tipo de tarifação, justificando, até mesmo, os investimentos em medidores (FARUQUI, 2010).

Dessa forma, fica claro que para cumprir seu propósito, este tipo de política tarifária precisa ser vantajosa ao consumidor, sendo necessário, então, conhecer o perfil/comportamento do consumo de energia da residência. Nesse contexto, a curva de carga do consumidor pode ser levantada a partir da utilização de medidores de energia com registro de informações temporais.

Portanto, pretende-se medir o consumo de energia ativa de uma residência, diferenciando o horário de utilização de modo a avaliar o potencial financeiro de adesão à tarifa branca, e outros parâmetros como tensão, corrente, energia aparente e fator de potência, de modo a auxiliar as concessionárias no conhecimento do perfil de consumo do usuário, objetivando a melhoria da qualidade da energia fornecida.

1.1 Objetivos

Desenvolver um medidor de energia utilizando plataformas *open source* que atenda aos requisitos para faturamento da modalidade tarifária horária Branca, e possua capacidade de comunicação, sendo possível utilizá-lo no contexto de *Smart Grid*, contribuindo para a redução do consumo de energia do consumidor (por meio da mudança de hábitos de consumo) e o gerenciamento do consumo pelo lado da demanda.

De forma mais específica, avaliar a capacidade de um circuito integrado de aplicação específica para medição de energia combinado a um microcontrolador de 8 *bits* e realizar a comunicação com uma plataforma para *Internet of Things* (IoT) ou Internet das Coisas através de *Wi-Fi* (*Wireless Fidelity*).

1.2 Organização do trabalho

No Capítulo 2, é realizada uma revisão de literatura, apresentando os conceitos de *Smart Grid* e as iniciativas desenvolvidas no Brasil. A legislação, a estrutura tarifária e os sistemas de medição existentes são apresentados no Capítulo 3. A metodologia e tecnologias utilizadas no projeto são descritas no Capítulo 4. Os resultados são apresentados no Capítulo 5, além de uma avaliação sobre a adesão à Tarifa Branca e, por fim, as conclusões no Capítulo 6.

2 REVISÃO DE LITERATURA

O capítulo presente trata das definições de *Smart Grid*, bem como suas aplicações no Brasil e no mundo, de forma a contextualizar a relevância do tema na atualidade. Também são abordados aspectos relativos a tarifação de energia elétrica e faturamento.

2.1 Smart Grid

Para Reddy et al. (2014) a *Smart Grid* pode auxiliar as concessionárias na gestão do fornecimento e consumo, através da introdução de inteligência digital na rede, seja por meio de medidores inteligentes, sensores digitais, sistemas de controle com ferramentas analíticas para automatização, monitoramento e controle do fluxo bidirecional de energia. Além disso, as redes inteligentes podem se tornar redes de comunicação, permitindo a troca de informação entre consumidores e fornecedores de energia.

Ainda dentro do conceito de rede inteligente, a referência (Reddy et al., 2014) cita a inclusão de fontes distribuídas, além da utilização de grandes fontes geradoras centralizadas, reduzindo, assim, o risco de desabastecimento por ataques ou acidentes naturais

Kabalci (2016) ressalta a importância dos sistemas de comunicação agregados à rede elétrica para monitoramento, desde a geração até a distribuição, permitindo, assim, detectar a fonte e o consumo para gerenciar o fluxo de energia nas mais variadas circunstâncias.

Diante da abrangência de definições e conceitos sobre *Smart Grid*, Caires (2012) elenca as principais características que uma rede moderna de energia deve possuir:

Interatividade - O usuário precisa ter consciência sobre como seu consumo pode interferir na geração no horário de ponta, e, além disso, através de diferentes tarifas, é possível realizar gerenciamento pelo lado da demanda, concedendo vantagens econômicas para o consumidor e para o sistema elétrico.

Capacidade de adaptação - Uma rede eficiente deve se adaptar às possíveis anomalias que por ventura ocorram, conseguindo se religar automaticamente ou remanejando seus recursos de forma a minimizar as áreas desabastecidas.

Previsibilidade - Além de recuperar-se de falhas, o sistema deve ser capaz de diagnosticar situações que possam se tornar um risco antes mesmo que venham a ocorrer.

Otimização - Através do monitoramento de equipamentos e redes, o sistema pode realizar o controle da rede elétrica de modo a racionalizar o uso dos recursos, reduzindo perdas e, por consequente, postergando os investimentos para construção de novas plantas.

Integração - As redes devem ser compostas por sistemas monitorados, com controle, proteção e manutenção, além de funções avançadas para gerenciamento de sistemas de energia e distribuição.

Segurança de dados - Como qualquer outro sistema baseado em tecnologia da informação, uma rede inteligente deve garantir a segurança de dados que por ela trafegam.

Segundo a agência não governamental regulatória da administração de tecnologia do Departamento de Comércio dos Estados Unidos, o *National Institute of Standards and Technology* (NIST), os seguintes benefícios das SG podem ser esperados (NIST, 2016):

- Melhoria da qualidade e confiabilidade da energia;
- Otimização da geração instalada, evitando a construção de novas plantas;
- Melhoria da capacidade e eficiência das redes de energia elétrica existentes;
- Rede mais robusta à ocorrência de falhas provenientes de desastres naturais e ataques;
- Permissão de manutenção preventiva e auto religamento (*self-healing*) para distúrbios do sistema.
- Possibilidade de implantação massificada de fontes de energia renovável;
- Possibilidade de implantação de fontes de energia distribuída;
- Automatização da manutenção e operação;
- Redução da emissão de gases do efeito estufa, através da inserção de veículos elétricos e novas fontes de energia;

- Redução do consumo de combustíveis fósseis, diminuindo a necessidade de geração através de usinas a gás durante os períodos de pico de uso;
- Oportunidade para melhorar a segurança da rede;
- Inserção de veículos elétricos e novas fontes de armazenamento de energia;
- Fornecimento aos consumidores de informações úteis e oportunas sobre o consumo de energia;
- Aumento do poder de escolha do consumidor com relação a novos produtos, serviços e mercado.

Tendo em vista a quantidade de benefícios que uma rede inteligente pode propiciar, diversas pesquisas tem sido desenvolvidas em todo o mundo e a referência (COLAK et al., 2015) fez uma análise com relação a números de projetos, países, duração e colaboração de iniciativas na Europa.

Os projetos em *Smart Grid* são divididos em duas categorias de acordo com sua finalidade: Pesquisa e desenvolvimento (*Research and development – R&D*), onde novas tecnologias são testadas de modo a agregar conhecimento para serem utilizadas no futuro, e Método e Desenvolvimento (*Design and development – D&D*), que objetiva a aplicação em um ambiente real de modo a avaliar as limitações da implementação.

Como resultado, é verificado que Dinamarca e Alemanha lideram em números de projetos, tanto em R&D quanto D&D. Além disso, é verificado que no lado ocidental do continente europeu, os países têm conseguido fazer a transição para implementação, ao passo que os países do lado oriental ainda se encontram em estágio bastante atrasado, apesar do recente crescimento de investimentos e pesquisas nesta área.

Uma implementação prática de uma *Smart Grid* em um centro urbano é demonstrada por Delfanti et al. (2014) na cidade italiana de Milão, onde uma rede de média tensão (23kV) é monitorada e controlada pela distribuidora A2A, a segunda maior empresa no seguimento em número de usuários atendidos no país.

Nessa referência, utilizando a metodologia de seletividade lógica e reconfiguração automática de rede, foram medidos o número de interrupções e o intervalo das mesmas, antes e após a instalação dos equipamentos para controle da rede.

A partir deste trabalho, foi possível concluir que para atender aos requisitos de qualidade de energia impostos pela legislação local, são necessários investimentos em infraestrutura de comunicação, que não é uma realidade encontrada em áreas urbanas semelhantes.

Na Coreia do Sul, foi feita uma análise da efetividade do projeto piloto em redes inteligentes, utilizando a estimativa DID (*Difference-in-Difference*) com dados de uma pesquisa com a participação de residências do projeto Jeju *Smart Grid* e o consumo de energia elétrica dos participantes entre 2009 e 2013 (KIM et al., 2016).

Como resultados, foram obtidas as seguintes conclusões:

- O projeto de *Smart Grid* causou efetiva redução no uso de eletricidade;
- Residências com chefe de família masculino ou com muitos integrantes assalariados tenderam a consumir mais energia elétrica;
- Integrantes que tiveram maior entendimento sobre redes inteligentes utilizaram menos energia elétrica.

Na Índia, Thakur e Chakraborty (2015) fizeram um estudo para análise da viabilidade de tarifas alternativas para a integração de painéis solares em redes inteligentes, utilizando medições coletadas de 3 tipos de consumidores do projeto piloto em *Smart Grid* de Puducherry.

Diferentes cenários foram avaliados para inferir o impacto de mecanismos de faturamento especializados, bem como o período de retorno do investimento na aquisição dos painéis solares e a economia mensal refletida na conta de energia.

A análise dos dados levantou diversos pontos a serem considerados pelos órgãos responsáveis pela legislação. Além disso verificou-se que a economia na conta de energia pôde ser propiciada para um grupo de, aproximadamente, 77% da população, sendo esse composto, principalmente, por consumidores de baixa renda.

2.2 *Smart Grid* no Brasil

Uma revisão de projetos pilotos em *Smart Grids* no Brasil é detalhada por Santo et al.(2015), sendo os principais destacados a seguir:

- *Smart City* – Búzios/RJ

Este projeto, sediado na cidade litorânea de Búzios, do estado do Rio de Janeiro, com concessão de distribuição da Ampla, teve por objetivo construir a primeira cidade inteligente da América Latina, demonstrando a implementação de

tecnologias limpas para o mundo, alinhando-se com os problemas sociais atuais, alavancando o desenvolvimento da indústria nacional, pesquisa e tecnologia, de forma a obter novas experiências em *Smart Grids*.

Cobriu 10.000 consumidores entre casas, indústrias, comércio e serviços públicos e um total de 55GWh/ano de consumo de energia. O projeto teve duração de 3 anos, terminado em 2014 e teve um orçamento de US\$ 12.6 milhões, financiados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e outros patrocinadores.

Abrangeu gestão de energia, geração e armazenamento, mobilidade elétrica, iluminação pública, edifícios inteligentes, telecomunicações, automação da rede, internet banda larga e programas de conscientização de consumidores.

O gerenciamento de energia foi conduzido por medidores inteligentes, instalados dentro das residências, concentradores de dados nos transformadores e um sistema central. A partir desta estrutura foi possível realizar leituras automatizadas do consumo de energia, facilitando o processo de fatura para os clientes e qualidade no serviço de controle, além da implementação da Tarifa Horária Branca.

Consumidores podem gerar sua própria eletricidade usando painéis solares e sistemas eólicos. O sistema de armazenamento é composto por um banco de baterias de 200kW, permitindo assim, redução na demanda de pico.

A mobilidade foi ampliada com 40 bicicletas elétricas, 4 carros elétricos e 1 taxi elétrico aquático. Na iluminação pública, 150 lâmpadas LED foram instaladas com ajuste de brilho em função do horário e do fluxo de pessoas.

- Programa de *Smart Grid* – Barueri e Vargem Grande Paulista/SP

Pretendendo ser o principal projeto de *Smart Grid* no Brasil, a AES Eletropaulo, maior concessionária de eletricidade da América Latina, operando em 24 cidades do estado de São Paulo incluindo a capital, tem por objetivo desenvolver este projeto em uma cidade que possui representatividade de modo a reproduzir o modelo em outras área de sua concessão. Por isso, Barueri foi selecionada, por se tratar de uma metrópole em expansão tendo diferentes modelos de clientes, como residências, indústrias e comércio. Em contrapartida, a companhia precisa desenvolver a mesma avaliação em um cenário completamente diferente, uma área

semi-rural como Vargem Grande Paulista. Um orçamento de US\$23.7 milhões é previsto para o período entre 2013 e 2017.

Em Barueri existem 52.000 clientes com consumo de energia de 1208GWh/ano. Serão executadas medição e perdas comerciais, tratamento de ligações clandestinas, automação de rede, interação com clientes, telecomunicações e formação profissional.

Já em Vargem Grande Paulista, o auto religamento será implementado, onde 32.000 consumidores tem um consumo de 179GWh/ano.

Os consumidores de Barueri poderão monitorar seu consumo em tempo real em medidores inteligentes ou através de portais *Web*. Consumidores que estiverem em situação irregular serão integrados a rede e para isso medidores irão ser instalados em casas de baixa renda (aproximadamente 2100 unidades). Além disso, a rede será preparada para carros elétricos, energia pré-paga e tarifas especiais, e os consumidores não precisarão informar falta de energia, pois serão resolvidos automaticamente por um centro operacional da concessionária integrado com o centro de medição.

Circuitos religadores automáticos serão instalados em Vargem Grande Paulista, e uma operação de auto religamento será testado, de forma que os dispositivos de rede possam redirecionar o fluxo de energia em caso desabastecimento em alguns pontos da rede.

- InovCity – Aparecida/SP

Seguindo o exemplo do projeto implementado em Évora – Portugal, a concessionária EDP Bandeirante, implementou esse projeto em Aparecida, uma cidade turística localizada entre os maiores centros urbanos, compostos por áreas urbanas e rurais, com clientes correspondendo a 1% do mercado.

Iniciado em outubro de 2011 e cobrindo 15.000 consumidores com um orçamento de US\$3.1 milhões para o primeiro ano. O objetivo da companhia é a redução dos custos operacionais e replicar este modelo para outras cidades brasileiras, entretanto para que seja replicável, existe uma exigência de engajamento do consumidor e de regulamentação brasileira em *Smart Grid*.

O projeto inclui medidores inteligentes, iluminação pública eficiente, mobilidade elétrica, automação da rede, ações de eficiência energética, conscientização da população e geração distribuída com fontes renováveis.

Em relação à iluminação pública, foram instaladas 104 lâmpadas LED integradas a rede, para reduzir o consumo e avaliar o impacto dessas novas tecnologias na rede. Para mobilidade elétrica, 17 *scooters*, 2 bicicletas elétricas e 5 pontos de carregamento foram providenciados ao redor da cidade. As ações de eficiência energética distribuíram 61.000 lâmpadas compactas de bulbo, 460 geladeiras, 450 chuveiros eficientes e 81 sistemas de aquecimento de água com painel solar. Além disso, algumas instalações precárias foram melhoradas em famílias de baixa renda.

O programa de conscientização de pessoas foi desenvolvido através da divulgação de eficiência energética e a utilização racional dos recursos de energia.

- Cidades do Futuro – Sete Lagoas/MG

A concessionária CEMIG implementou o projeto Cidades do Futuro em Sete Lagoas e nos municípios vizinhos (Santana de Pirapama, Santana do Riacho, Baldim, Prudente de Moraes, Funilândia e Jequitibá) no estado de Minas Gerais, englobando 95.000 consumidores.

Essa região foi selecionada pelo favorável sistema de comunicação, diversificado número de mercados e pela representatividade do mercado da companhia. Além disso, Sete Lagoas possui a universidade corporativa UniverCemig, no qual possui laboratórios e pessoal com experiência em *Smart Grid*.

O piloto foi conduzido entre 2010 e 2014 com US\$14.2 milhões de orçamento de programas de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL e programas de eficiência energética da Cemig, de recursos próprios e de recursos não reembolsáveis do governo dos Estados Unidos.

O projeto implementa infraestrutura de medição avançada, sendo compostos por medidores inteligentes e tecnologias que permitam a troca de informações entre dispositivos de campo e o centro da concessionária, assim permitindo a participação dos consumidores devido a disponibilidade de informações sobre o consumo de energia elétrica, o valor em tempo real da conta e alertas para a falta de energia, bem como a possibilidade de tarifas diferenciadas.

Também contempla a automação de rede, permitindo gerenciamento remoto, detecção de falta de energia e auto religamento, previsão de falhas e segurança da rede. Além disso inclui o projeto de casa inteligente e geração distribuída.

- Projeto Parintins/AM

A Eletrobrás implementou em Parintins, uma cidade do interior do estado de Amazonas, localizada à 370km de Manaus, um sistema de energia térmica desconectado da rede de 25MW.

A região foi selecionada pois possui um sistema desconectado da rede, que favorece testes na rede de distribuição sobre situações de estresse. O objetivo da companhia é observar novas tecnologias desde a geração até o consumo, além do comportamento do consumidor e replicar o projeto em outras áreas de concessão.

Realizado desde 2011, abrange 14.500 clientes com um orçamento de US\$7.2 milhões onde foram implementados medidores inteligentes, automação da rede, substituição de 300 transformadores, melhorias de usinas térmicas e geração distribuída com 40 telhados solares fotovoltaicos (3kWp cada).

O projeto engloba avançada automatização da distribuição que permite monitoramento da rede, detecção de falhas e correção remota pelo centro de operação em Manaus. Também contempla infraestrutura avançada de medição permitindo ao consumidor interação por portais web e o uso de tarifas horárias e geração fotovoltaica.

- Projeto Fernando de Noronha – Fernando de Noronha/PE

Projeto da Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), foi implementado na ilha de Fernando de Noronha no estado de Pernambuco, distante 545km de Recife. Ao sistema de geração térmico desconectado da rede (5.5MW), foi adicionado um planta solar de 400kWp, com outro de parque solar de 500kWp planejado.

A escolha da localidade se deve ao fato de a região possuir grandes restrições ambientais, sistemas desconectados da rede e condições adversas como alta temperatura e salinidade. A concessionária tem por objetivo construir uma rede inteligente em uma área com altas restrições ambientais controladas para avaliar os reais problemas encontrados, incluindo sustentabilidade, segurança, qualidade energética e aspectos de eficiência energética.

Desde 2012 tem sido realizado, com previsão para 3 anos, incluindo 885 consumidores e um orçamento de US\$5.3 milhões, financiado pela companhia por meio de seu programa de pesquisa e desenvolvimento.

O projeto é constituído por infraestrutura avançada de medição, geração distribuída (solar, eólica e híbrida), armazenamento de energia, automação da rede, mobilidade elétrica, tarifas especiais e iluminação pública inteligente.

- Paraná *Smart Grid* – Curitiba/PR

O projeto da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) tem sido implementado desde 2014 em três cidades vizinhas de Curitiba, capital do estado do Paraná, cobrindo 10.000 consumidores.

Essa região foi selecionada por ter alta densidade populacional e por representar uma amostra de mercado da concessionária. O orçamento inicial estimado é de US\$15.7 milhões.

O projeto inclui automação da rede (incluindo auto religamento), geração distribuída (solar e eólica), mobilidade elétrica, infraestrutura avançada de medição e tarifas diferenciadas (Tarifa Branca). A estrutura de medição inteligente contempla eletricidade, gás e água, usando o mesmo canal de comunicação, permitindo rápida medição, qualidade no monitoramento e detecção de perdas.

2.3 Tarifas Horárias

Uma das formas de obter uma rede mais eficiente é evitar que ocorram períodos de elevado consumo de energia, fazendo com que custos adicionais sejam agregados ao produto energia elétrica, uma vez que, nesses casos, fontes adicionais (em sua maioria baseadas na queima de combustíveis fósseis e não renováveis) precisam ser conectadas à rede, contribuindo para emissão de gases de efeito estufa. Entre todos esses problemas acarretados, ainda é preciso destacar a criticidade de operação das distribuidoras de energia nesses horários, tornando maior o risco de interrupção de energia.

Esse não é um problema local e sim mundial, de forma que outros países já possuem ou estão promovendo incentivos à população para transferência de consumo para horários de menor utilização da rede, através de tarifas horárias (*time-of-use - TOU*).

Na Itália, Torriti (2012) avalia o impacto das tarifas TOU na demanda das residências e o deslocamento de pico de consumo no Norte do país, mais precisamente na província de Trento. Neste trabalho, um comparativo é realizado antes e depois da nova modalidade de tarifação horária, tendo como cuidado

realizar o comparativo dos dados para a mesma estação do ano e em temperaturas controladas. Nessa referência, foi possível verificar significativo deslocamento de carga para períodos matutinos. Entretanto, os picos do fim de tarde não foram resolvidos. Por fim, verificou-se um aumento da demanda por energia nos horários de pico. Este comportamento não esperado é justificado pela natureza não voluntária deste programa de gerenciamento pelo lado da demanda, somado à falta de contingente de informações da tarifa bioraria italiana.

Muzmar et al. (2015), em seu trabalho tendo como estudo de caso a Malásia, estuda os preços das tarifas residenciais necessárias para que ocorra significativo impacto na redução de consumo no intervalo de pico. Para isso, utiliza a base de dados de consumo residencial e comercial, concluindo que a diferença entre as tarifas no horário de maior e menor demanda devem ser de, aproximadamente, 20% e, caso seja de 35%, todos os picos de consumo serão reduzidos.

Uma análise do uso da eletricidade com tarifas TOU, baseada no comportamento dos consumidores, foi realizada por Yang et al. (2013), considerando dois períodos, o de pico e o fora de pico. Através de um modelo com dois níveis para resolver o problema das tarifas TOU: no maior nível, o produtor determina o valor da tarifa considerando o comportamento do consumidor e, no menor nível, o consumidor responde a tarifa horária, transferindo o consumo para o período de menor demanda de energia elétrica. Usando a tarifa convencional monômnia, como base em análises, são verificadas as condições em que o produtor tem incentivo na adoção de tarifas TOU e com a opção geral dos consumidores em transferir o consumo, é determinada a melhor tarifa horária em diferentes situações. Dessa forma, é demonstrado que a implementação adequada de tarifas TOU pode criar uma situação de ganho tanto para produtores quanto para consumidores.

Uma consequência positiva com a adoção de tarifas horárias é a possibilidade de crescimento de geração distribuída, como no trabalho de Nakada, Shin e Managi (2016), que demonstra o efeito da resposta à demanda na intenção de compra de geração distribuída no Japão. Por meio de uma pesquisa realizada na Internet com 5542 domicílios entrevistados, focando no efeito das tarifas TOU na intenção de aquisição de sistemas fotovoltaicos, foram obtidos os seguintes resultados empíricos:

- Com a presente estrutura de tarifas horárias, os usuários tem grande intenção de compra de sistemas fotovoltaicos que em outros planos tarifários;
- Entrevistados familiarizados com programas de gerenciamento pelo lado da demanda tem relativa alta de intenção de compra comparado com outros em situação oposta;
- Quando os entrevistados foram convidados a participar de um plano virtual de tarifa TOU concebido para a entrevista, baseados em planos disponíveis por grandes empresas, 1.2% dos domicílios resolveram comprar sistemas fotovoltaicos.

No Brasil, para os consumidores residenciais, até o ano de 2013, havia apenas uma opção tarifária, a convencional monômnia. Entretanto, uma nova modalidade foi criada, a Tarifa Branca, podendo, assim, serem aplicadas diferentes tarifas em função do horário de consumo.

Limberger, Souza e Calili (2014) promoveram um estudo da Tarifa Branca para a classe residencial através da medição de consumo de energia e pesquisas de posse de hábitos, com o objetivo de avaliar o perfil dos potenciais consumidores beneficiários da tarifa horária sem comprometer drasticamente seu conforto. Com dados de medidores inteligentes e pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso (PPH) de um projeto de P&D coletados na área de concessão da Coelce, foram realizados análises considerando gerenciamento pelo lado da demanda e implementação de medidas de eficiência energética. Como resultado, foi verificado que 55% dos consumidores teriam vantagem adotando a Tarifa Branca, com descontos entre 1.62% e 14.60% em suas contas de energia e outros 25% podendo se beneficiar dessa nova modalidade tarifária.

Objetivando maior eficiência energética, o conceito de *Smart Grid* também contempla o armazenamento de energia e, nesse sentido, a referência (Silva e Affonso, 2015), apresenta uma estratégia de gerenciamento pelo lado da demanda do sistema residencial utilizando o método de recozimento simulado na área de concessão da Celpa. Nesse método são utilizadas baterias para armazenamento de energia, basicamente realizando o carregamento quando economicamente viável e descarregando a mesma em períodos de elevado preço da energia. Foi verificado que a adoção da Tarifa Branca nesse contexto seria vantajosa apenas para o consumidor que priorizasse o consumo de energia em períodos fora do horário de ponta.

2.4 Medição Inteligente

A Medição Inteligente (*Smart Metering*) é um dos pilares da *Smart Grid*, pois além de medir corretamente o fluxo de energia, permite a transferência de informações do consumo de energia e o status da rede entre fornecedores e consumidores.

Os atuais medidores eletromecânicos funcionam baseados no princípio de indução, onde campos magnéticos provenientes das bobinas de tensão e corrente provocam a rotação de um disco móvel, que atuam em conjunto com um sistema de engrenagens responsável por registrar o consumo e energia (MORO, 2013).

Apesar de robustos, baratos e estarem presentes na maioria dos consumidores residenciais, estes medidores não realizam distinção de consumo por horário, não permitindo, assim, tarifação horária, além de não possuírem capacidade de comunicação, fazendo com que não seja possível agregar diversos benefícios para um sistema mais eficiente.

As vantagens da utilização de *Smart Metering* são descritas no trabalho de Sun et al. (2016), que elenca as seguintes melhorias com relação à medição de energia convencional:

- **Medição regular precisa:** função básica de um medidor de energia; pode medir, também, a energia fornecida por sistemas distribuídos como sistemas fotovoltaicos e eólicos, permitindo que o consumidor pague apenas pelo montante de energia consumido ao final da medição;

- **Armazenamento de informações e alarmes:** outra função básica para medidores é o armazenamento de dados e o envio de alertas para monitorar o status da rede e permitir que o consumidor tenha conhecimento sobre seu uso de energia. Essa funcionalidade permite a venda de energia pré-paga;

- **Comunicação bidirecional:** considerado o principal atributo para medidores inteligentes, permite realizar comunicação interativa entre usuários e fornecedores. Os medidores inteligentes devem possuir um módulo separado apenas para transmissão/recepção de modo a não afetar o armazenamento e alertas caso ocorra algum problema na infraestrutura de comunicação, podendo ser implementado através de tecnologias com ou sem fio.

- **Controle de utensílios:** com a capacidade de comunicação bidirecional, é possível não somente a transmissão de informações de medição de parâmetros

elétricos, como também instruções específicas para o controle de equipamentos dentro de uma residência, por exemplo ligando uma máquina de lavar ou desligando a iluminação do quintal.

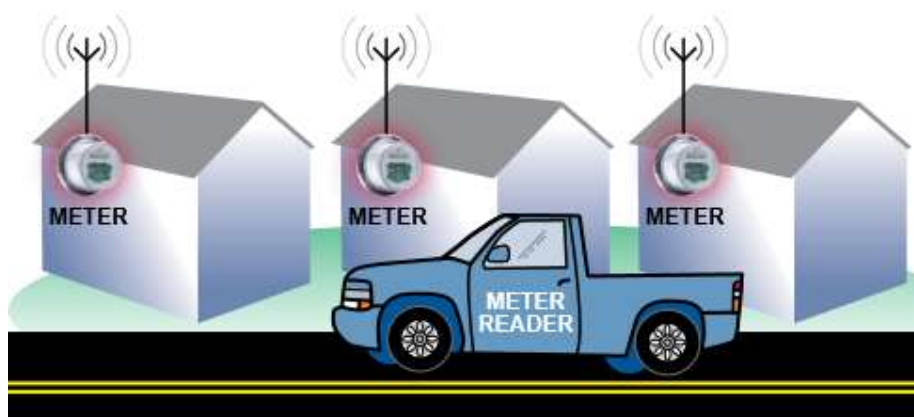
- **Gerenciamento da demanda:** com a utilização de *Smart Meters*, é possível, através da mudança de hábitos dos consumidores, realizar o gerenciamento da demanda pelo lado do consumidor, transferindo o consumo para horários de menor demanda do sistema. Esse gerenciamento é implementado através da tarifação horária, onde tarifas diferenciadas são aplicadas conforme o horário de uso da energia.

- **Deteção de furto de energia e melhoria na segurança de fornecimento:** o roubo de energia é um problema para as concessionárias e os medidores podem auxiliar na identificação dessas perdas. Através de dispositivos eletrônicos inteligentes para proteção e comando, acoplados a medidores inteligentes, é possível que concessionárias sejam informadas, em tempo real, sobre interrupções, agindo, assim, rapidamente, isolando as áreas afetadas e minimizando os consumidores desabastecidos.

Nos atuais medidores, sem capacidade de comunicação, a leitura do consumo para faturamento é realizada essencialmente por um funcionário da concessionária, sendo, portanto, realizada manualmente.

Além dos benefícios citados, os medidores inteligentes permitem a automatização das leituras para faturamento, como verificado na Figura 1, termo conhecido como AMR (*Automated Meter Reading*) que podem utilizar infraestrutura de comunicação com apenas um sentido, ainda não permitindo controle da rede elétrica (ANCILLOTTI *et al.*, 2013).

Figura 1 – Leitura de medidores automatizada



Fonte: (HARNEY, 2009).

Na Figura 1, observa-se a leitura automatizada através de um veículo equipado com um sistema de recepção sem fio, permitindo, assim, a coleta de dados dos medidores com transmissores que utilizam a mesma faixa de frequência do receptor.

Um conceito mais amplo de automatização pode ser implementado, de forma que não dependa apenas dos medidores, e sim de uma infraestrutura de comunicação bidirecional, permitindo, assim, controle e comando remoto, sendo classificada como infraestrutura avançada de medição (*Advanced Metering Infrastructure - AMI*).

As vantagens esperadas com a implementação do AMI, segundo Cunha (2011), são:

- Eliminação de leituras e erros associados;
- Redução do consumo pela acompanhamento dos gastos pelos consumidores;
- Modificação dos hábitos de consumo, principalmente em horários de ponta, devido à aplicação de preços diferenciados;
- Integração de geração distribuída de pequeno porte na rede;
- Redução de fraudes;
- Redução de inadimplência pela facilidade de corte remoto;
- Eliminação de custos para religamento de consumidores;
- Levantamento de curvas de carga;
- Monitoramento de indicadores individuais de continuidade de serviço;
- Aumento da comunicação com os clientes;

- Oferta de serviços ligados ou não ao consumo de energia.

Clarizia (2016) propõe um sistema de medição para gerenciamento em *Smart Grid*, através de um arquitetura em tempo real onde diversos medidores conectados a cargas são monitorados por um concentrador via CAN (*Controller Area Network*). Um *Smart Concentrator* é responsável por armazenar, temporariamente, as informações e disponibilizá-las através de requisições HTTP (*HyperText Transfer Protocol*). Como resultado, é possível verificar uma solução facilmente instalada em uma casa ou indústria com monitoramento de diversas cargas local ou remotamente e interface amigável.

Outra proposta de medição inteligente é apresentada por Mohani et al.(2016) através de um protótipo de medidor para examinar o consumo residencial e controle do abastecimento, com possibilidade de utilização de geração distribuída através de energia solar. Utilizando sistemas de informação e comunicação com o objetivo de promover melhorias em toda a rede.

Para o faturamento em modalidades tarifárias horárias faz-se necessária a utilização de medidores que registrem o consumo em função do tempo e para isso novos e modernos medidores devem ser utilizados.

2.4.1 Medidores Inteligentes

Diante da necessidade de modernização das redes de energia elétrica, os medidores são parte fundamental para este processo e por isso pesquisas nesta área têm sido realizadas. Cabe destacar que em cada estudo, determinadas tecnologias são empregadas para medição. No que tange a capacidade de comunicação, o *Wi-fi* e os sistemas GSM/GPRS são os mais utilizados com algumas variações como o *ZigBee* e *Bluetooth*.

Independente da tecnologia adotada para medição de energia, sensores de corrente são necessários, podendo ser utilizados resistores *Shunt*, transformadores de correntes, bobinas de Rogowski, além dos sensores de efeito Hall. Estes últimos podem ser aplicados como transdutores para medidores inteligentes, como demonstrado no trabalho desenvolvido por Fugita (2013).

No trabalho de Moro (2013), foi desenvolvido um medidor de energia que usa um método não intrusivo para medição individualizada de determinada carga em um ambiente residencial, fazendo, assim, com que o consumidor tenha

conhecimento do gasto de cada eletrodoméstico em seu domicílio, podendo ser aplicado para programas que visem eficiência energética.

Uma proposta de medidor em tempo real das grandezas corrente, tensão e energia consumida com canal de comunicação *Wi-Fi* e GSM/GPRS foi desenvolvido por Cesário Júnior (2014) com o objetivo de conscientizar os usuários de modo que possa fazer com que os mesmos mudem seus padrões de consumo.

Fugita (2014) propôs um *Smart Meter* integrado a um analisador de qualidade de energia, que possibilita detectar distorções harmônicas através de redes neurais artificiais com o propósito de auxiliar as concessionárias de energia elétrica na diminuição de correntes harmônicas, detecção de falhas no fornecimento além da possibilidade de cobrança diferenciada conforme a quantidade de harmônicas injetadas na rede.

Um protótipo de medidor inteligente que monitora as grandezas elétricas e envia as informações para um central de supervisão foi construído por Souza *et al.* (2015). Com esses dados, foi possível fazer uma análise detalhada da carga através da Teoria de Potência Conservativa que permitiu diagnosticar fenômenos relevantes tanto para consumidores quanto para concessionárias de energia elétrica.

De forma geral, alguns medidores têm sido desenvolvidos para conscientizar o usuário acerca do consumo racional de energia elétrica. Já este trabalho pretende, além disso, quantificar a redução na conta de energia com a adesão à Tarifa Branca e, caso o usuário opte pela mudança de hábitos, visando obter um desconto maior, o consumo possa ser acompanhado diário, semanal ou mensalmente.

Outro ponto a ser destacado, é que o medidor proposto neste trabalho foi desenvolvido visando obter baixo custo para aquisição, de forma que se torne um dispositivo com capacidade de implementação no mercado, como no trabalho desenvolvido por Leite (2013), que estima o valor médio de R\$ 80 de custo para as distribuidoras, para que os medidores eletrônicos sejam viáveis economicamente no contexto de redes inteligentes.

3 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo são abordados os tipos de tarifação de energia, a composição da tarifa de energia elétrica no Brasil, com destaque para a Tarifa Branca, componente fundamental para entendimento do trabalho. Além disso, são tratados os sistemas de medição necessários para faturamento de consumidores residenciais em modalidades tarifárias horárias.

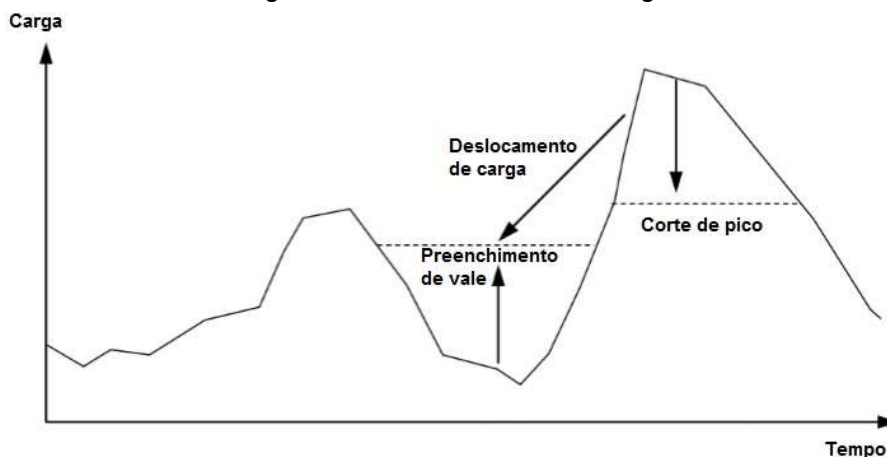
3.1 Modalidades Tarifárias

A energia elétrica é de difícil armazenamento, diferente de outros recursos como a água e, dessa forma, é necessário adequar a geração ao consumo para que não haja nem falta, nem desperdício de energia gerada.

Atualmente, o gerenciamento da demanda é baseado na geração de energia suficiente para todos os consumidores. Entretanto, um novo conceito tem crescido nos últimos anos que é o gerenciamento pelo lado da demanda (*Demand Side Management* - DSM). Esse modelo de gerenciamento é baseado na mudança de perfil de consumo dos usuários, de modo a evitar períodos que seja necessário elevado montante de energia, também conhecidos como pico de consumo (SUN et al, 2016).

O principal objetivo do DSM é a transferência de parte do consumo de energia elétrica realizado nos horários de pico para outros horários em que a demanda é menor, sendo este fenômeno conhecido como deslocamento de carga (*load shifting*), como demonstrado na figura 2.

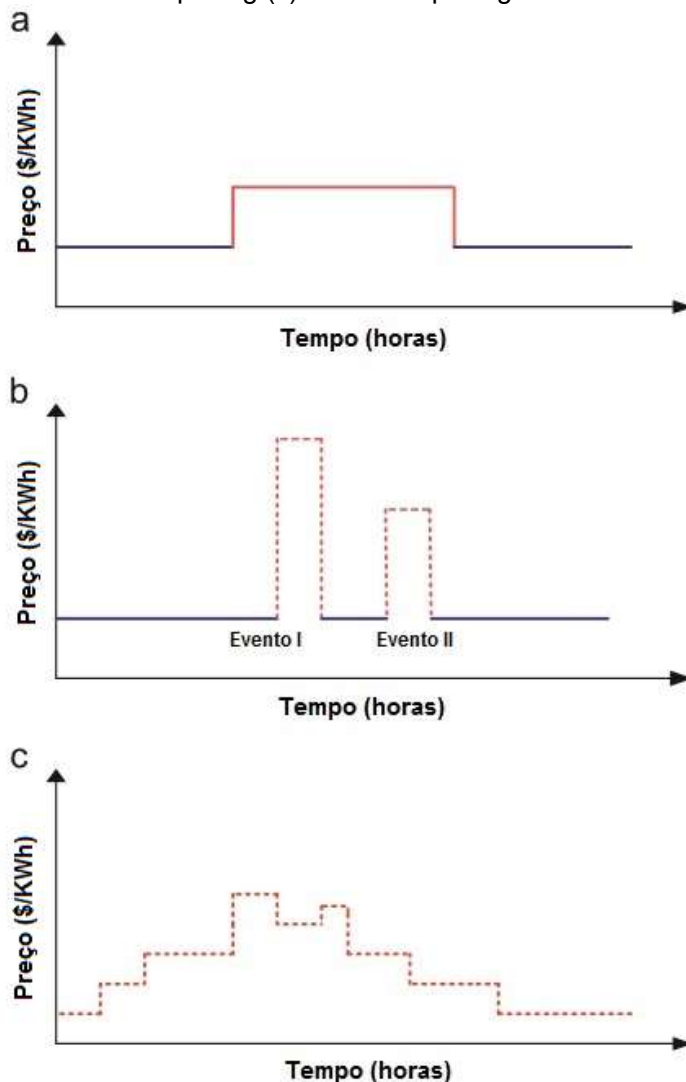
Figura 2 – Deslocamento de Carga



Fonte: adaptado de SUN et al.,2016

Uma das formas de incentivar os consumidores a mudarem seus hábitos de consumo é concedendo vantagens econômicas, através da aplicação de diferentes tarifas em função do horário de consumo, sendo as tarifas classificadas como mostrado na figura 3. Nessa figura, *Time-of-use rates* correspondem a tarifas fixas para determinados períodos do dia, sendo mais comum uma no intervalo de pico de consumo e outra no período fora de pico. *Critical peak pricing* (CPP) correspondem a tarifas em horários de maior consumo, sendo que os consumidores são avisados com antecedência. *Real-time pricing* (RTP) correspondem a tarifas que variam a cada hora do dia, em função do custo da energia, sendo que os consumidores são comunicados em tempo real.

Figura 3 – Esquema de tarifas em função do tempo: (a) Time-of-use rates (b) Critical peak pricing (c) Real-time pricing.



Fonte: adaptado de HAIDER, SEE e ELMENREICH, 2013

3.2 Estrutura tarifária

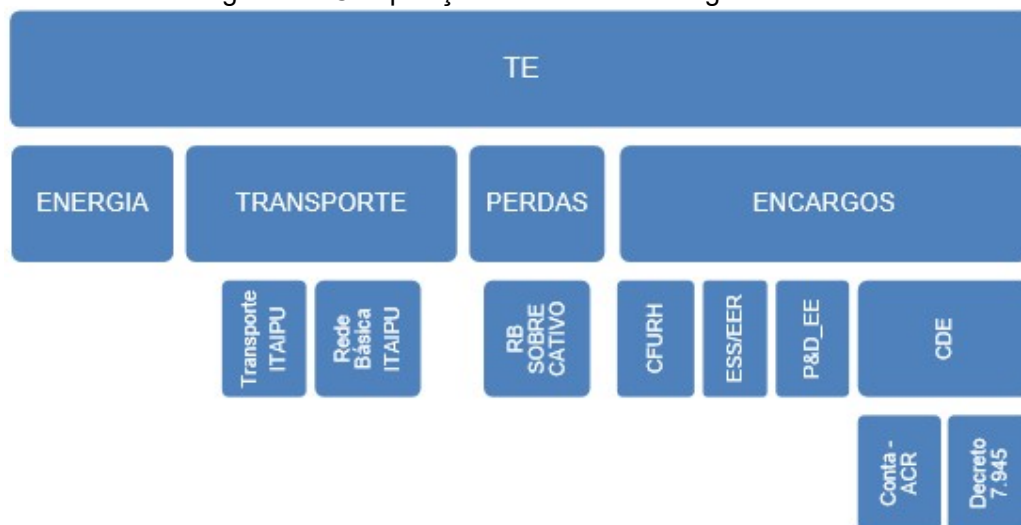
A tarifa de energia é o preço cobrado por unidade de consumo de energia elétrica (R\$/kWh) e este valor é composto pelos custos associados desde a geração até a disponibilização da energia aos usuários. Além disso, por se tratar de um bem essencial para as atividades humanas, não somente é cobrado o consumo propriamente efetuado, mas também pela disponibilidade ininterrupta da energia elétrica - 24 horas por dia, 7 dias da semana (ABRADEE,2016).

Dessa forma, o preço pago pela energia elétrica deve cobrir todos os custos de operação e expansão do sistema elétrico que são compostos, basicamente, por:

- Custos com a geração de energia;
- Custos associados à distribuição de energia;
- Perdas técnicas e não técnicas;
- Encargos e impostos;

A Tarifa de Energia (TE) é o valor unitário determinado pela ANEEL, no processo de reajuste ou revisão tarifária, utilizado para remunerar o faturamento mensal da distribuidora referente ao consumo de energia para cada contrato e é composto conforme ilustrado na figura 4.

Figura 4 – Composição da Tarifa de Energia Elétrica



Fonte: ANEEL, 2016a.

Nessa figura, TE Energia representa a parcela que recupera os custos da compra de energia elétrica para revenda ao consumidor. TE Transporte representa a parcela que repõe os custos associados à transmissão de Itaipu e à Rede Básica de

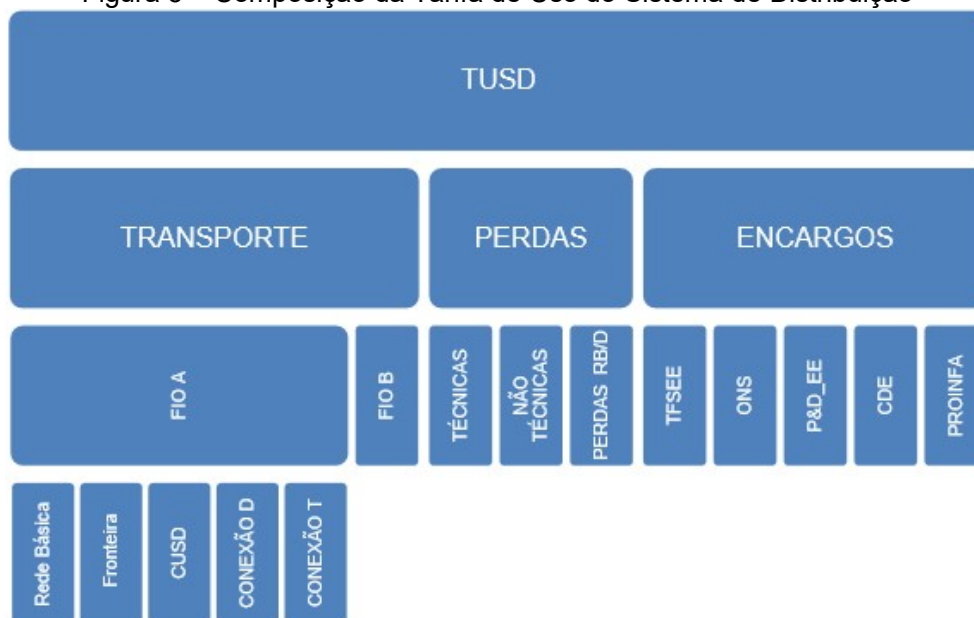
Itaipu. TE Perdas representa a parcela que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

TE Encargos é composto pelo seguintes custos (ANEEL, 2016a):

- i) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER;
- ii) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D e EE;
- iii) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH;
- iv) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, compreendida pela amortização da conta no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e devolução dos recursos CDE que trata o decreto nº 7.945, de 8 de março de 2013(ANEEL, 2016a).

Os custos relativos à distribuição de energia estão inseridos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que cobrem as despesas de operação e manutenção das redes de distribuição, como apresentado na figura 5.

Figura 5 – Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição



Fonte: ANEEL, 2016a.

Nessa figura, TUSD Transporte representa a parcela que é dividida em TUSD FIO A e TUSD FIO B, sendo:

- TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso dos ativos de propriedade de terceiros, que compreendem:
 - i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;

ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas;

iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras;

iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

- TUSD FIO B - formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compondo a parcela B:

i) Custo Anual dos Ativos (CAA);

ii) custo da administração, operação e manutenção (CAOM).

Na figura 5, TUSD Perdas representa a parcela que recupera os custos regulatórios com:

i) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;

ii) Perdas não técnicas;

iii) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

Nessa mesma figura, TUSD Encargos representa a parcela que recupera os custos de:

i) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D e EE;

ii) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

iii) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

iv) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

v) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

Além das tarifas citadas, ainda são incorporados tributos como PIS/PASEP, COFINS e ICMS para a composição final da tarifa de energia elétrica, sendo que o ICMS, que varia de estado para estado, pode chegar a 30% da conta de energia elétrica (ABRADEE, 2016).

Em 2015, uma nova sinalização passou a ser informada na conta de energia, as bandeiras tarifárias, indicando as condições de geração de energia no país e refletindo o custo sazonal (variação conforme época do ano, volume de chuvas entre outras variáveis) sendo elas (ANEEL, 2016b):

Bandeira verde: condições favoráveis para geração e, portanto, sem acréscimo de tarifa.

Bandeira amarela: condições menos favoráveis, acarretando em um aumento de R\$0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.

Bandeira vermelha patamar 1: condições custosas para geração, fazendo com que haja um acréscimo de R\$0,030 para cada KWh consumido.

Bandeira vermelha patamar 2: condições pouco favoráveis e ainda mais custosas, trazendo um aumento de R\$0,045 para cada KWh consumido.

Essa medida foi tomada devido à crise hídrica pela qual o país passou, fazendo com que os níveis dos reservatórios de água baixassem e, portanto, diminuindo a capacidade de geração das usinas hidroelétricas. Para compensar essa perda de capacidade, as usinas termelétricas foram acionadas, aumentando, assim, o custo de geração, pois este tipo de fonte utiliza combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel, que são fontes de energia mais custosas do que a água.

3.3 Tarifa Branca

Os consumidores com tensão de fornecimento inferior a 2.3 kV são classificados pela ANEEL como grupo B, dividido nos seguintes subgrupos:

- i) subgrupo B1 – residencial;
- ii) subgrupo B2 – rural;
- iii) subgrupo B3 – demais classes;
- iv) subgrupo B4 – iluminação pública.

Para esses clientes, as concessionárias de energia possuíam apenas uma modalidade tarifária, a convencional monômnia, cobrando assim uma tarifa única pelo consumo de energia elétrica.

Entretanto, em 2013, a ANEEL convocou uma audiência pública (43/2013) com objetivo de obter subsídios para regulamentar a aplicação de modalidade tarifária horária, denominada Tarifa Branca.

Após a análise das contribuições e discussões, foi aprovada essa nova modalidade de tarifação, através da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2010).

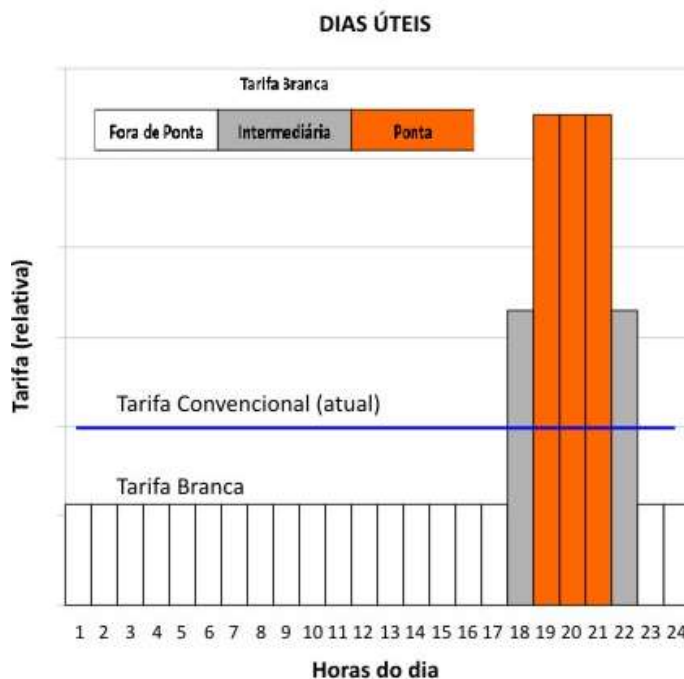
Por definição, a Tarifa Branca, quando foi criada, procurou estabelecer preços que aproximam estatisticamente os custos para prestar o serviço, de acordo com o período de utilização. Portanto, sua aplicação não tem como objetivo reduzir o consumo, e sim, praticar preços que estejam de acordo com os custos de

atendimento, dessa forma reduzindo o custo médio ao consumidor e aumentando a eficiência das redes de distribuição de energia elétrica e, por consequente, reduzindo os investimentos na geração (LEITE, 2013).

A modalidade tarifária horária branca pode ser aplicada aos consumidores do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses de Baixa Renda do subgrupo B1, e consiste em diferentes tarifas de consumo de energia elétrica, dependente do horário de utilização do dia, contando com três postos tarifários como ilustrado na figura 6, sendo eles:

- I – Posto tarifário de ponta, constituído por 3 horas;
- II – Posto tarifário intermediário, constituído por 2 horas, sendo uma anterior e outra posterior ao período de ponta;
- III – Posto tarifário fora de ponta, constituído por 19 horas representando os horários fora de pico e intermediário.

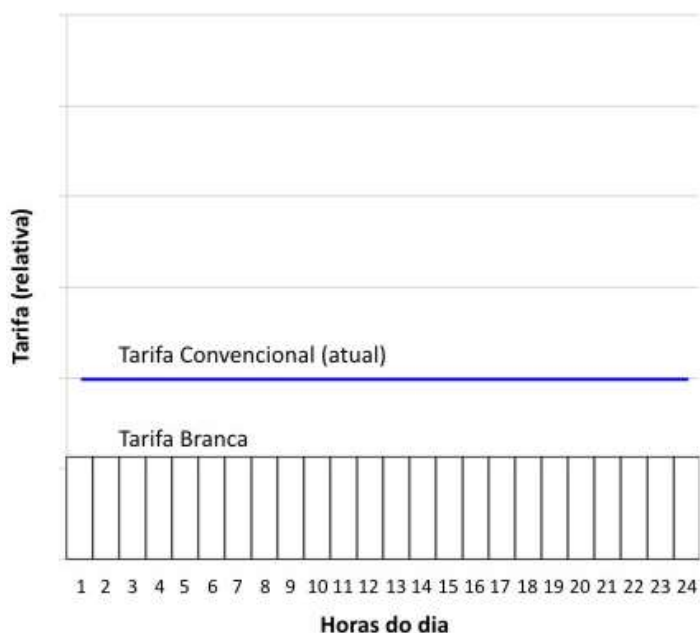
Figura 6 – Tarifas em dias úteis



Fonte: adaptado de ANEEL, 2016c.

Os períodos de ponta e intermediário são homologados pela ANEEL através das revisões periódicas de cada distribuidora que ocorrem a cada 4 anos, em média. Durante os finais de semana e em feriados nacionais, apenas a tarifa fora de ponta é aplicada, conforme figura 7.

Figura 7 – Tarifa Branca nos finais de semana e feriados
SÁBADOS, DOMINGOS E FERIADOS



Fonte: ANEEL, 2016c.

A opção pela adesão à Tarifa Branca estará disponível apenas a partir de 01 de janeiro de 2018, conforme regulamentado na Resolução Normativa nº 733 de 06 de setembro de 2016. Entretanto, existe um cronograma de prioridades nas solicitações com as seguintes características (ANEEL, 2016d):

- 1º de janeiro de 2018, para novas ligações e unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kW/h;
- 1º de janeiro de 2019 para consumidores com média anual de consumo mensal superior a 250 kW/h;
- 1º de janeiro de 2020 para o restante dos consumidores.

Além disso, cabe ressaltar que a distribuidora de energia terá um prazo de até 30 dias para atender à solicitação de opção pela Tarifa Branca e caso o consumidor queira retornar à tarifa convencional, o prazo deverá ser atendido também em até 30 dias. Uma vez ocorrendo o retorno à tarifa convencional, uma nova adesão à Tarifa Branca só será possível após o prazo de 180 dias.

Os custos relativos ao medidor e instalação serão de responsabilidade da distribuidora e de competência do consumidor, caso seja necessária adequação ao padrão de entrada da unidade consumidora.

3.4 Medição de Energia

Independentemente da modalidade de tarifação adotada, um sistema de medição é obrigatório e de responsabilidade das concessionárias, que devem instalar equipamentos de sua escolha com exceção quando existir legislação específica.

Com o objetivo de padronizar as atividades relacionadas ao sistema de distribuição de energia elétrica, a ANEEL criou o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), contendo 10 módulos (ANEEL,2016e).

No quinto módulo, são abordados os sistemas de medição, que tem por objetivo estabelecer os requisitos mínimos para medição de grandezas elétricas associadas ao faturamento, qualidade de energia, planejamento da expansão e à operação do sistema de distribuição (ANEEL,2016f).

Sistemas de medição e coleta de dados são requeridos para as seguintes finalidades:

- a) Faturamento;
- b) Avaliação da qualidade de energia (QEE);
- c) Determinar as cargas do sistema de distribuição;
- d) Estudos de previsão de demanda;
- e) Obtenção de curvas de carga;
- f) Apuração das perdas técnicas;

Para faturamento, é necessária a medição do montante de energia consumida para todos os consumidores, sendo a medição de potência reativa opcional para o grupo B, utilizando medidores eletromecânicos, e podendo também ser empregados medidores eletrônicos exclusivos para aplicação em baixa tensão.

Os equipamentos utilizados para medição de energia devem seguir a regulamentação metrológica do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), que possui norma específica para os medidores eletrônicos. Segundo a portaria nº 587 do INMETRO (INMETRO, 2012), os medidores de energia ativa monofásicos e polifásicos com cargas equilibradas, devem ser classificados conforme sua classe de exatidão, como apresentado na tabela 1.

Tabela 1 – Classe de Exatidão de Medidores de Energia

% In	cos ϕ	Limites de erro percentuais para medidores com índice de classe			
		D	C	B	A
10	1	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
100	1	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
100	0,5 ind	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
100	0,8 cap	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Fonte: INMETRO, 2012.

Na primeira coluna é apresentada a porcentagem da corrente nominal (%In) aplicada no ensaio, na segunda, o fator de potência da carga (cos ϕ) e nas demais, a porcentagem de erro admissível para cada categoria (D, C, B e A).

Os medidores eletromecânicos utilizados, atualmente, não possuem capacidade de faturamento de energia em modalidades tarifárias horárias como a Tarifa Branca, pois não fazem distinção do consumo em função do horário de utilização.

Diante disso, é possível verificar, na resolução normativa da ANEEL nº 502 de 7 de agosto de 2012, que tem como objetivo regulamentar sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do grupo B (aqueles que podem optar por este tipo de tarifação), os requisitos necessários aos medidores para esta aplicação (ANEEL, 2012).

Obrigatoriamente, o equipamento deve registrar o consumo de energia elétrica ativa em pelo menos 4 postos tarifários, entretanto como descrito anteriormente apenas 3 deles serão utilizados, devendo ser programáveis o início e o fim de cada posto. Além disso, deve disponibilizar ao usuário, por meio de mostrador no próprio medidor ou em outro dispositivo que esteja localizado na unidade consumidora, as seguintes informações: o valor de energia elétrica ativa consumida acumulada em cada posto tarifário; a identificação do posto tarifário corrente.

4 METODOLOGIA

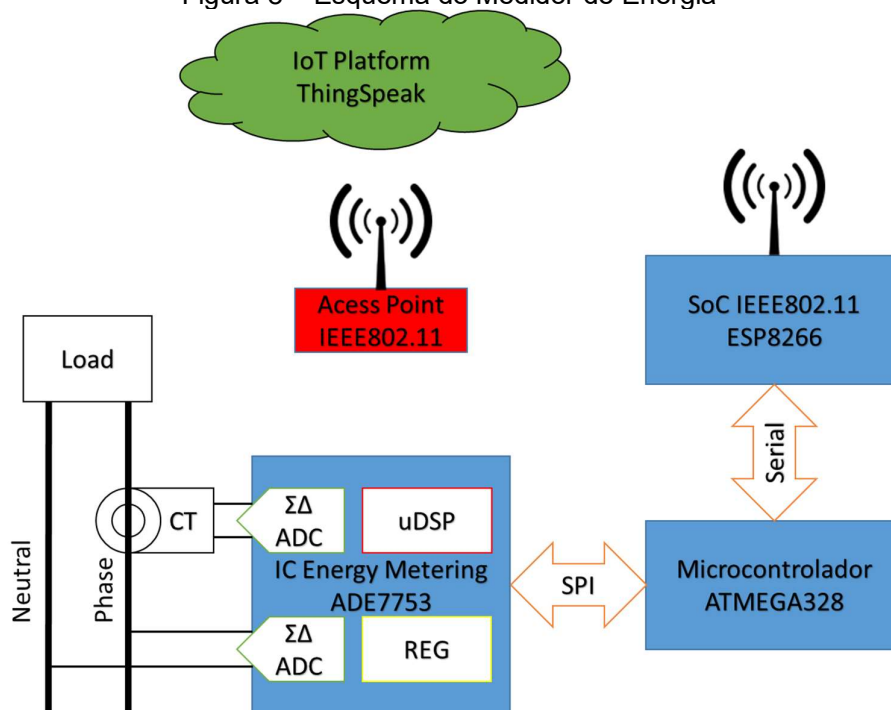
Uma característica fundamental para o funcionamento de uma rede inteligente é a interoperabilidade entre componentes e equipamentos, de forma que uma eventual troca de um dispositivo não comprometa o desempenho do sistema.

Baseada nesta premissa, a seleção dos componentes do medidor proposto neste trabalho foi realizada, buscando tecnologias já consolidadas no mercado, de forma a garantir robustez ao projeto, bem como a utilização de plataformas *open source*, devido à capacidade de padronização, tendo em vista a grande quantidade de materiais disponíveis e a possibilidade de difusão do conhecimento.

O medidor de energia proposto é formado por um circuito medidor, composto de conversores analógico-digitais, um núcleo de processamento digital de sinais e registradores, um microcontrolador responsável pela coleta de grandezas elétricas medidas e envio para o módulo de comunicação, sendo todos esses acima citados controlados integralmente pelo módulo medidor.

Ainda compondo o sistema, porém com controle parcial, estão o ponto de acesso (AP – *Access Point*) e o servidor de dados *ThingSpeak*. Um diagrama de blocos do projeto é representado pela figura 8.

Figura 8 – Esquema do Medidor de Energia



Fonte: do autor, 2016.

No canal 1, é realizada a medição de corrente através de um transformador de corrente, sendo utilizado o SCT-013, como mostrado na figura 10, para medições até 100A.

A escolha deste sensor de corrente foi devida à possibilidade de utilização deste tipo de transdutor em conjunto com o ADE7753, além disso por ser uma forma de medição não invasiva e de fácil instalação.

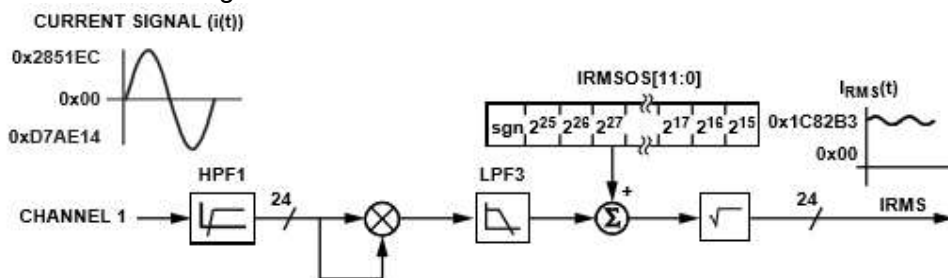
Figura 10 – Transformador de Corrente SCT-013



Fonte: YDHC, 2015.

Internamente ao CI, o sinal passa por um filtro passa alta, que permite adicionar offset na medida, é restaurado através de um integrador interno e, após passar por um filtro *anti-aliasing* (LPF3), o valor RMS é calculado e armazenado no registrador IRMS, em 24 bits, com precisão especificada pelo fabricante de $\pm 0,5\%$ e taxa de atualização de $CLKIN/4$, como ilustrado na figura 11.

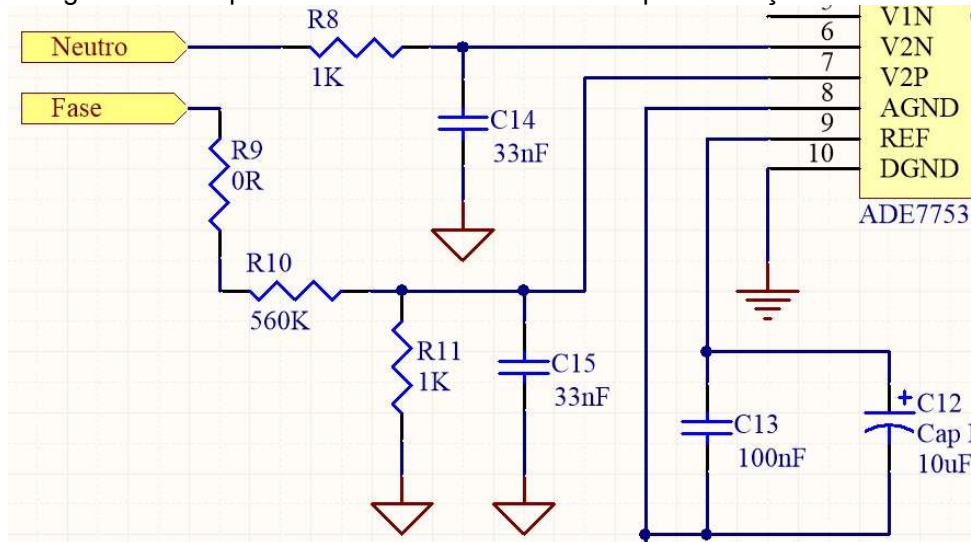
Figura 11 – Processamento de sinal do canal 1



Fonte: ANALOG DEVICES, 2015.

A medição de tensão é realizada através do canal 2 do ADE7753, de modo a condicionar o valor da tensão dentro do limite tolerável do canal diferencial ($\pm 0,5\text{ V}$), sendo que um divisor resistivo foi utilizado conforme mostrado na figura 12.

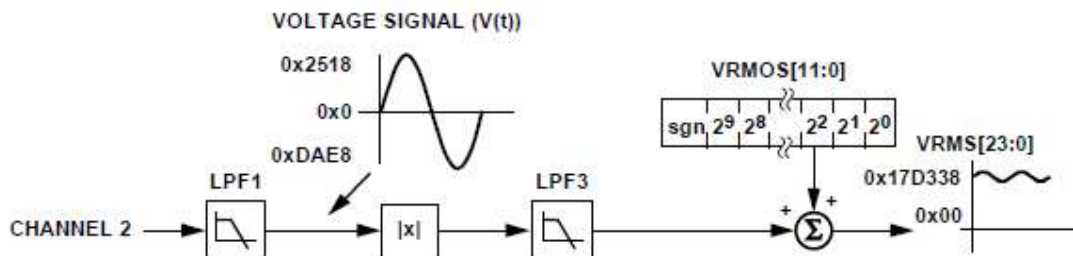
Figura 12 – Esquema elétrico do divisor resistivo para medição de tensão



Fonte: do autor, 2016.

O sinal presente no canal 2 passa por um filtro passa baixa (LPF1) para remover frequências maiores que 140Hz, antes de ser modulado, e após isso, passa novamente, por um outro filtro passa baixa (LPF3) para remover componentes de alta frequência que possam influenciar na medida e, somente então, é integrado de forma a obter a medida de tensão RMS, sendo por fim armazenado no registrador VRMS, em 24 bits, com precisão de $\pm 0,5 \%$, e taxa de atualização de CLKIN/4, como é possível verificar na figura 13.

Figura 13 – Processamento de sinal do canal 2



Fonte: ANALOG DEVICES, 2015.

O produto da tensão instantânea pela corrente instantânea é a potência elétrica, como verificado na equação 1:

$$P = v \times i \quad (1)$$

Onde:

P é potência elétrica em Watts, v é tensão elétrica em Volts e i é corrente elétrica em Amperes.

Também podendo ser escrita em outros termos, como na equação 2:

$$P = \frac{dE}{dt} \quad (2)$$

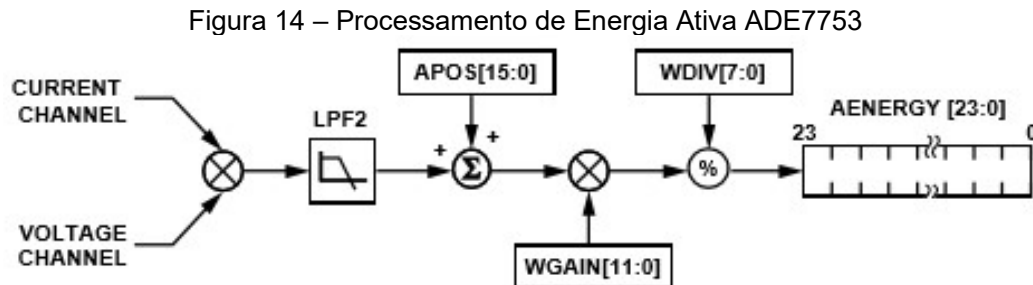
Onde:

P é potência elétrica em Watts, E é energia em Wxh e t, o tempo em horas (h).

Dessa forma, é possível afirmar que a energia é dada em função da integral da potência elétrica, como na equação 3.

$$E = \int P dt \quad (3)$$

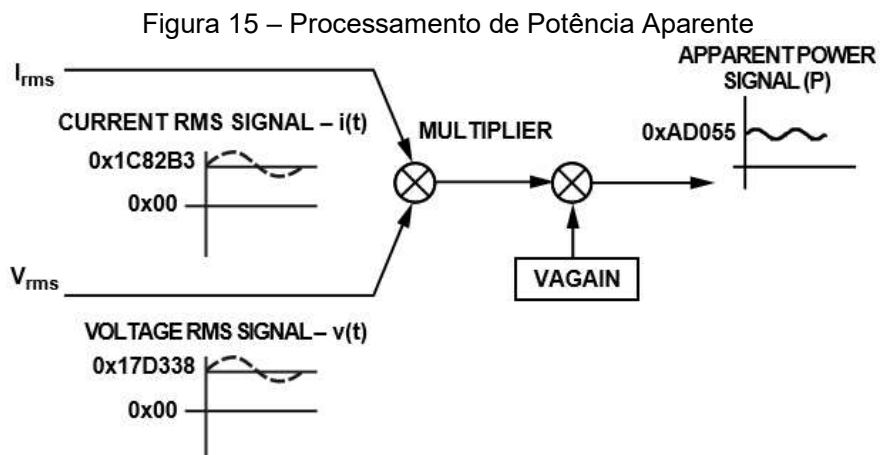
Assim, o ADE7753 calcula a energia através da integração do sinal potência (produto da tensão e corrente), continuamente adicionado no registrador AENERGY, em 24bits com período de amostragem de $1.1 \mu s$, como demonstrado na figura 14.



Fonte: ANALOG DEVICES, 2015.

Adicionalmente, é possível verificar o registrador APOS, que permite a inclusão de *offset* na medida de energia caso necessário. Além disso, os registradores WGAIN e VDIV são utilizados para calibração do circuito medidor.

Paralelamente à medição de energia ativa, é realizado, internamente ao ADE7753, o cálculo da potência aparente, utilizando os valores médios de tensão e corrente, como demonstrado na figura 15.

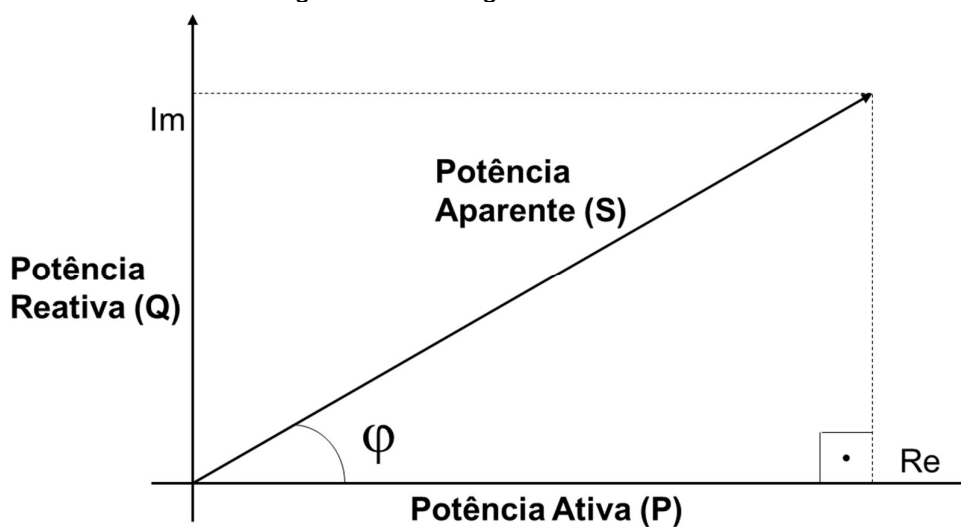


Fonte: ANALOG DEVICES, 2015.

Na figura 15, é possível visualizar também o registrador VAGAIN, utilizado para calibração da potência aparente. O sinal de potência aparente é então adicionado continuamente no registrador VAENERGY, em 24 bits, com amostragem em $1,1 \mu s$.

A potência aparente é a máxima potência possível entregue à carga, quando o ângulo de defasagem entre corrente e tensão é 0. Como exemplo disso, é possível citar uma carga resistiva, e na figura 16, é verificada a relação entre as potências aparente, ativa e reativa.

Figura 16 – Triângulo de Potências



Fonte: ANALOG DEVICES, 2015.

Com os valores de potência ativa e aparente é possível calcular o fator de potência, como demonstrado na equação 4.

$$FP = \cos \varphi = \frac{\text{Potência Ativa}}{\text{Potência Aparente}} \quad (4)$$

A potência reativa não foi monitorada, devido ao ADE7753 não acumular o valor em um registrador, sendo apenas registrado no modo de funcionamento com ciclos pré-determinados.

4.2 Microcontrolador

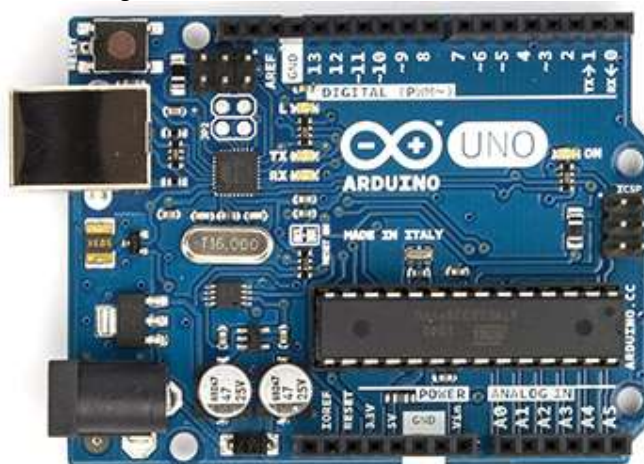
O circuito microcontrolador é responsável por coletar as medições do ADE7753 através de comunicação SPI (*Serial Peripheral Interface*), realizar as devidas conversões em unidades de medida elétrica e enviar essas informações para o módulo de comunicação.

Para realizar as tarefas acima citadas foi escolhido o ATMEGA328 da *Atmel Corporation*, um microprocessador de 8 bits com arquitetura RISC (*Reduced Instruction Set Computing*), 2kB de memória RAM (*Random Access Memory*), 32kB de memória de programa (*flash*) e 1kB de memória EEPROM (*Electrically Erasable Programmable Read Only Memory*).

Este microcontrolador possui 23 entradas e saídas digitais, sendo possível utilizar PWM (*Pulse Width Modulation*) em 6 deles, 6 pinos de leitura analógica com resolução de 10 *bits*, 3 contadores com módulos de comparação, 2 pinos de interrupção externa, comunicação serial USART (*Universal Synchronous/Asynchronous Receiver/Transmitter*), SPI, contador com oscilador interno programável para *watchdog* e 5 modos de operação em baixo consumo.

O *firmware* embarcado no microcontrolador é programado através da plataforma de desenvolvimento *open source* Arduino, como mostrado na figura 17, que utiliza linguagem de programação C/C++.

Figura 17 – Foto da Placa Arduino Uno



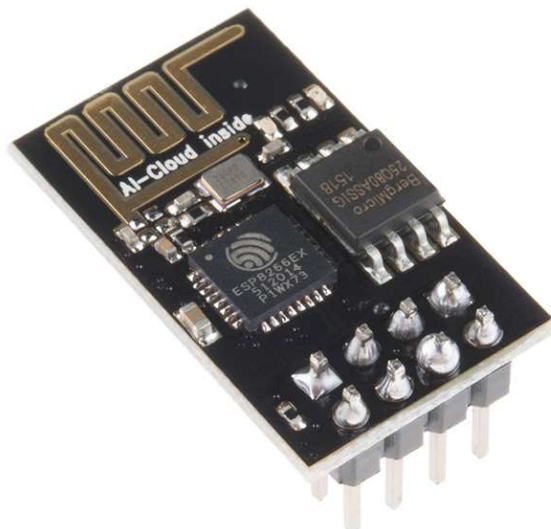
Fonte: ARDUINO, 2015.

A opção de utilização desta plataforma de *hardware* e *software* se justifica devido à grande quantidade de materiais para desenvolvimento disponíveis gerados pela comunidade, ser financeiramente viável pois não necessita de ferramentas de desenvolvimento proprietárias e ainda por sua fácil disponibilidade no mercado. O principal componente desta plataforma, o ATMEGA328, quando adquirido em alto volume tem preço pouco menor que US\$2. Somado a todos estes benefícios, é necessário frisar a opção deste microprocessador de baixo processamento (1MIPS - milhão de instruções por segundo - por MHz) de modo a reduzir o custo do equipamento e, assim, tornar-se uma opção praticável para produção em escala.

4.3 Módulo de comunicação

Para envio dos dados embarcados no microcontrolador para a Internet, foi utilizada a plataforma de conectividade inteligente da Espressif Sistemas *Wi-Fi*, através do SoC (*System on Chip*) ESP8266, como mostrado na figura 18.

Figura 18 – Foto do módulo Wi-Fi



Fonte: SPARKFUN, 2016.

Este componente é uma solução independente e completa em redes Wi-Fi (padrão IEEE802.11), podendo ser utilizado como hospedeiro (*host*) de aplicações ou descarregando (*adapter*) funções de rede de outro aplicativo.

O ESP8266 é uma solução integrada com antena, RF balun, amplificador de potência (PA – *power amplifier*), receptor com amplificador de baixo ruído (LNA – *low noise amplifier*), filtros, modo de gerenciamento de energia, além de ocupar área mínima de placa de circuito impresso.

Suporta os protocolos IEEE802.11b/g/n com potência máxima de transmissão de +20dBm, sensibilidade de recepção de -91dBm (11Mbps) e faixa de frequência entre 2.412 e 2.484 MHz.

Nos requisitos de software, implementa os protocolos de segurança WPA(*Wi-Fi Protected Access*)/WPA2 e criptografia WEP/TKIP e AES. Na camada de rede utiliza o IPv4, e na camada de transporte o TCP (*Transmission Control Protocol*), UDP(*User Datagram Protocol*), HTTP (*HyperText Transfer Protocol*) e FTP (*File Transfer Protocol*).

O ESP8266 foi escolhido por utilizar o padrão IEEE802.11, já bastante difundido no mundo e por possuir vasta aplicação em ambientes residenciais, e também por se tratar de uma solução completa, reduzindo o tempo de desenvolvimento, e por ser de baixo custo (em torno de US\$2), quando comparado com outras soluções de robustez semelhante.

4.4 Ponto de Acesso

Para disponibilizar as medições de consumo de energia na Internet, um roteador *Wi-Fi* é necessário, de forma a realizar a conexão de informações entre o medidor e o servidor de dados.

O dispositivo utilizado foi o DI-524 da D-Link, como mostrado na figura 19, também operando no padrão IEEE802.11, com potência máxima de transmissão de +14dBm e alcance especificado pelo fabricante de até 30 metros em ambiente interiores.

Figura 19 – Imagem do roteador *Wi-Fi* DI-524



Fonte: D-LINK, 2016.

A taxa de transferência de dados é variável conforme o nível de sinal, (RSSI - *Received Signal Strength Indicator*), podendo chegar a 54Mbps, na condição de estar próximo ao equipamento, com bom nível de sinal e desde que a banda de conexão contratada junto ao provedor de Internet tenha tal capacidade. Na tabela 2 é apresentada a sensibilidade de recepção do roteador, o parâmetro PER (*Packet Error Rate*), que é a taxa de perda de pacotes e a modulação utilizada, sendo OFDM (*Orthogonal Frequency-Division Multiplexing*), CCK (*Complementary Code Keying*), QPSK (*Quadrature Phase-Shift Keying*) e BPSK (*Binary Phase-Shift Keying*).

Tabela 2 – Sensibilidade do roteador Wireless

Taxa(Mbps)	Modulação	PER(%)	RSSI (dBm)
54	OFDM	10	-68
48	OFDM	10	-68
36	OFDM	10	-75
24	OFDM	10	-79
18	OFDM	10	-82
12	OFDM	10	-84
11	CCK	8	-82
9	OFDM	10	-87
6	OFDM	10	-88
5,5	CCK	8	-85
2	QPSK	8	-86
1	BPSK	8	-89

Fonte: D-LINK, 2016.

O plano de Internet utilizado foi o conhecido como Banda Larga Popular, com taxa de transferência de 1Mbps, criado pelo decreto nº 7.175 – Plano Nacional de Banda Larga (PNBL), com o objetivo de ampliar o acesso à Internet principalmente em regiões carentes de tecnologia (BRASIL, 2016).

Apesar de considerada banda larga, esse plano de Internet é um dos mais básicos em grande parte das empresas provedoras do serviço no país, provando assim que a infraestrutura de comunicação para este tipo de aplicação não necessita de altas taxas de transferência e, consequentemente, não onerando financeiramente o usuário.

4.5 Plataforma de Internet das Coisas

Para armazenamento e visualização, em tempo real, das informações de consumo da residência, um servidor de arquivos é necessário e, para isso, a API (*Application Programming Interface*) da plataforma *open source ThingSpeak* foi utilizada.

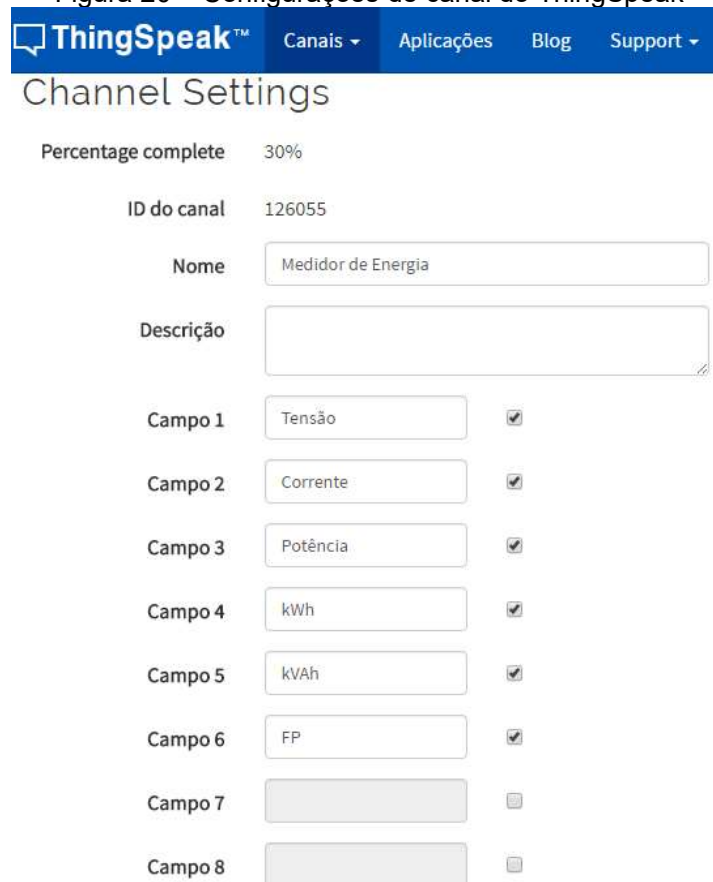
O *ThingSpeak* é utilizado para construir aplicações de Internet das coisas (*Internet of Things - IoT*), permitindo interação entre sensores e controle de qualquer dispositivo que suporte o protocolo HTTP, tendo como principais características:

- API aberta;

- Coleta de dados em tempo real;
- Dados de geolocalização;
- Processamento de dados;
- Visualização de dados;
- Mensagens de status de dispositivo;
- *Plugins*.

Para utilização do *ThingSpeak*, é necessário apenas criar uma conta (usuário com *login* e senha), adicionar um canal, e através das configurações de canal, é possível incluir até 8 campos, que serão as variáveis a serem monitoradas, como mostrado na figura 20.

Figura 20 – Configurações de canal do ThingSpeak



Percentage complete 30%

ID do canal 126055

Nome Medidor de Energia

Descrição

Campo 1 Tensão ☒

Campo 2 Corrente ☒

Campo 3 Potência ☒

Campo 4 kWh ☒

Campo 5 kVAh ☒

Campo 6 FP ☒

Campo 7 ☐

Campo 8 ☐

Fonte: THINGSPEAK, 2016.

Após a inclusão dos campos a serem utilizados, é possível fazer a escrita de dados no canal, primeiramente, estabelecendo uma conexão TCP com o *ThingSpeak* e através de comandos GET, utilizando a chave de escrita (*Write API Key*), sendo a sintaxe de tal procedimento demonstrada na figura 21.

Figura 21 – Sintaxe para escrita no canal

Update Channel Feed - GET

```
GET https://api.thingspeak.com/update?api_key=D36[redacted]IS3&field1=0
```

Fonte: THINGSPEAK, 2016.

As medições são enviadas na frequência de uma por minuto e, ao chegar no servidor, a mensagem recebe, então, uma marcação de tempo e é exibida, conforme ilustrado na figura 22.

Figura 22 – Exibição em tempo real



Fonte: THINGSPEAK, 2016.

5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos no desenvolvimento do trabalho, divididos em 2 partes, sendo primeiramente abordados os aspectos construtivos do medidor de energia, bem como suas especificações e limites de funcionamento e, posteriormente, utilizando protótipos do medidor, é apresentada uma análise acerca da adesão à Tarifa Branca em 2 residências.

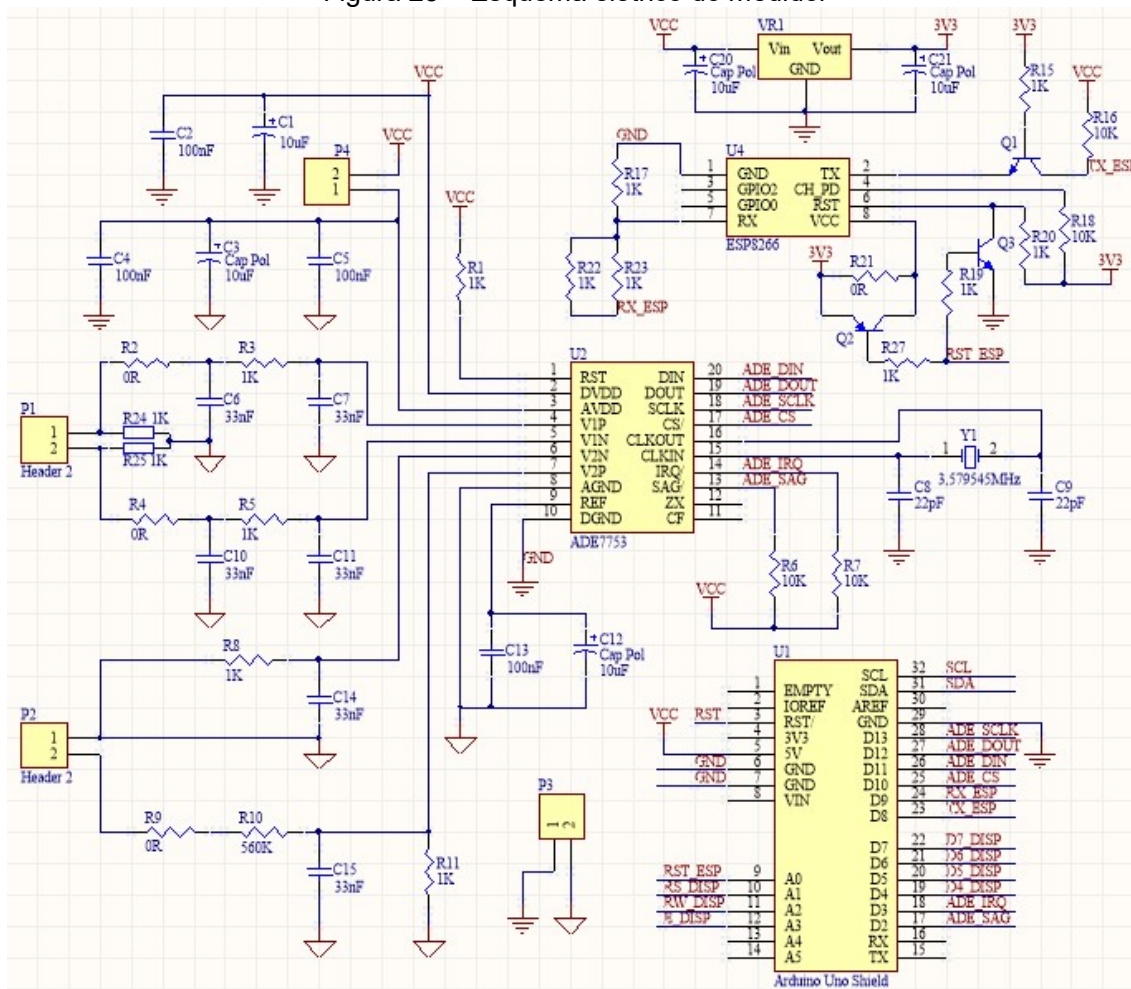
5.1 Medidor de Energia

Baseado na função primária de um medidor de energia, que deve registrar o consumo de energia elétrica, os resultados desta seção procuram demonstrar a robustez e confiabilidade nas medições realizadas pelo dispositivo desenvolvido. Além disso, por se tratar de um dispositivo de comunicação sem fio, o aspecto relativo ao *link* de comunicação é abordado.

5.1.1 Desenvolvimento de *Hardware*

Com os componentes do medidor selecionados, o primeiro passo foi a consulta detalhada aos *datasheets* dos fabricantes, de modo a verificar todas as considerações para o correto funcionamento dos circuitos e, após isso, um esquema elétrico com as ligações entre os componentes que fazem parte do dispositivo pôde ser proposto, conforme ilustrado na figura 23.

Figura 23 – Esquema elétrico do medidor



Fonte: do autor, 2016.

A comunicação do circuito medidor (ADE7753) com o microcontrolador é realizada através de SPI, por meio dos sinais ADE_DOUT e ADE_DIN, o sinal de *clock* (ADE_SLCK) e a seleção de circuito (ADE_CS). Já, o módulo *Wi-Fi* se comunica serialmente pelos sinais RX_ESP e TX_ESP.

A alimentação do ESP8266, diferentemente do circuito medidor e do Arduino, é em nível 3.3V, e, para isso um regulador de tensão foi utilizado (VR1).

Para montagem do protótipo, foi necessário realizar a aquisição dos componentes e, em seguida, o desenvolvimento do *hardware*, que consiste no desenho da placa de circuito impresso, aonde os componentes do circuito elétrico foram montados. Este procedimento requer cuidados para manter a integridade dos sinais, principalmente na forma de ligação entre os planos de referência dos sinais analógicos e digitais e, mais uma vez, as orientações dos fabricantes foram levadas

As dimensões da placa foram escolhidas de forma a se adequarem ao formato do Arduino Uno, fazendo, assim, com que fosse possível agrupar este medidor à placa do Arduino Uno através de barra de pinos padrão (0.254mm), tornando o dispositivo compacto e com fácil conexão à plataforma Arduino *shield*. A figura 26 ilustra o descrito acima.

Figura 26 – Foto do agrupamento entre placas



Fonte: do autor, 2016.

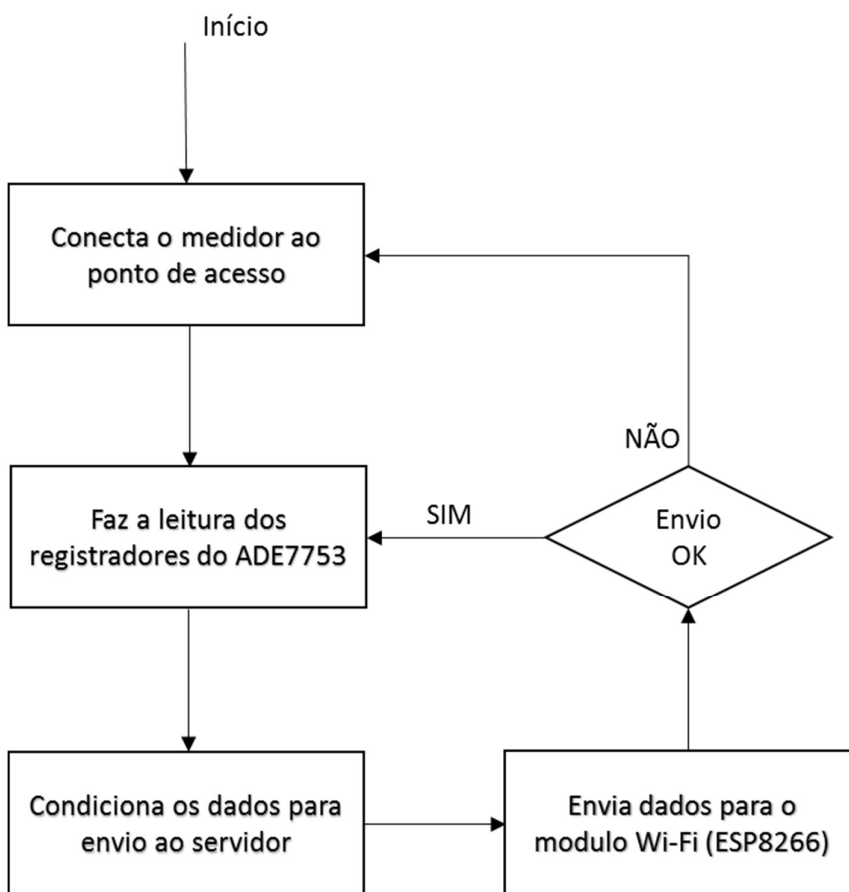
Uma vez com a PCI em mãos foi possível iniciar o desenvolvimento do *firmware* embarcado no microprocessador.

5.1.2 Desenvolvimento de *Firmware*

Para esta tarefa, foi utilizado o ambiente de desenvolvimento do Arduino (*Integrated Development Enviroment* – IDE), sendo possível fazer a compilação do código e também a gravação do microcontrolador ATMEGA328.

O fluxograma do *firmware* é ilustrado na figura 27.

Figura 27 – Fluxograma do firmware embarcado no microprocessador



Fonte: do autor, 2016.

Ao ser ligado, o microcontrolador tem como primeira atividade realizar a conexão do medidor ao ponto de acesso e, em seguida, fazer a leitura dos registradores de VRMS (tensão), IRMS (corrente), AENERGY (energia ativa) e VAENERGY(energia aparente). Com as informações recebidas do medidor, realiza as devidas conversões para grandezas elétricas por meio das constantes de calibração (WGAIN e VAGAIN), obtidas conforme orientação do fabricante no *datasheet*.

O servidor espera um formato de mensagem a ser recebido e, por isso, o microcontrolador precisa, ainda, adequar as medidas ao formato esperado. Após realizada tal adequação, os dados são enviados para o módulo Wi-Fi que, então, os envia para o *ThingSpeak*.

De modo a se certificar que os dados foram recebidos no servidor, caso ocorra algum erro no envio, o microcontrolador faz novamente a conexão com o ponto de acesso e envia os dados que não foram enviados ao servidor.

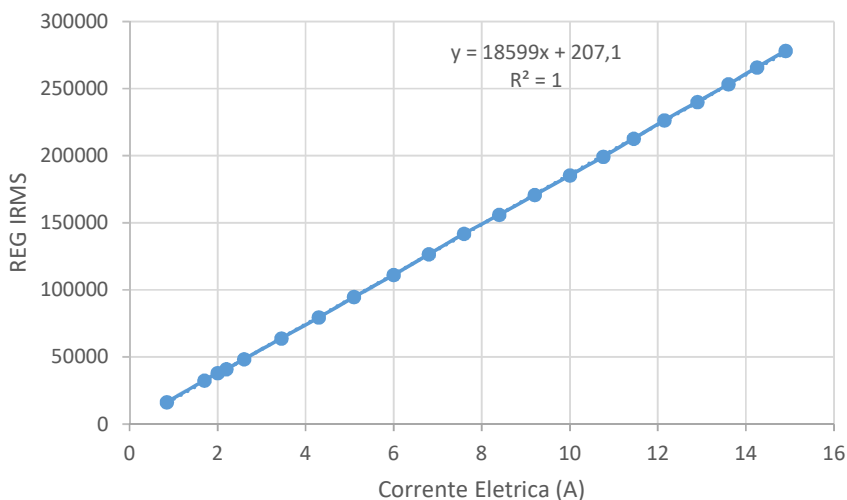
5.1.3 Teste de Linearidade do Transformador de Corrente

O sensoriamento de corrente por meio de transformador de corrente (TC) é bastante empregado, principalmente em aplicações com elevadas correntes. Este método possui, ainda, o benefício de não possuir grandes variações nas medições em função da temperatura como quando comparado ao sensoriamento por efeito Hall. Por outro lado, pode apresentar problemas de saturação e histerese (CESÁRIO JÚNIOR, 2014).

De modo a verificar a possibilidade de utilização do transformador de corrente para a medição de energia, um ensaio foi realizado para verificar a curva de resposta deste transdutor.

Para este ensaio foi utilizado um conjunto de cargas resistivas, variando-se a corrente em intervalos de 0,85A aproximadamente. Com o TC conectado ao ADE7753, efetuou-se a leitura do registrador IRMS, ao mesmo tempo verificando a medida do AE-200, equipamento utilizado para medições de corrente RMS, também por meio de transformador de corrente, com precisão de 0,5%. A figura 28 apresenta os resultados deste ensaio através de um gráfico que relaciona as medidas realizadas pelo instrumento com a leitura realizada pelo protótipo.

Figura 28 - Curva de Resposta do TC



Fonte: do autor, 2016

Utilizando o método de regressão linear com modelagem para uma equação de primeiro grau, é possível verificar, na figura 27, pelo parâmetro R^2 , que este transformador possui alto grau de linearidade e, portanto, é possível utilizá-lo para sensoriamento de corrente.

5.1.4 Teste de Precisão de Medição

Conforme exposto no Capítulo 3, os medidores de energia possuem norma do INMETRO para sua certificação, e, de modo a avaliar o nível de precisão do dispositivo desenvolvido, um ensaio de verificação foi realizado baseado nas exigências da norma em conjunto com as limitação dos equipamentos disponíveis.

Utilizando um equipamento de referência, o AE-200 (analisador de energia digital e portátil, com medição RMS) da Instrutherm, como mostrado na figura 29, com precisão de $\pm 1\%$, realizou-se um comparativo entre as medições do equipamento e do protótipo desenvolvido.

Figura 29 – Foto do medidor de Energia AE-200

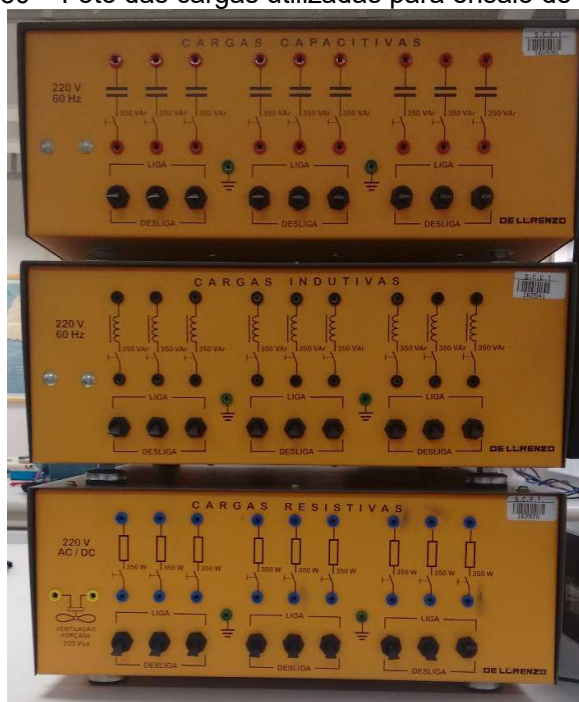


Fonte: do autor, 2016

Na ausência de um dispositivo para gerar cargas controladas, foram utilizados cargas fixas que, quando associadas, puderam emular diferentes tipos de carga, com variados fatores de potência.

As cargas utilizadas possuem fins didáticos, e são divididas em 3 tipos: resistiva, capacitiva e indutiva. Sua tensão de alimentação podem ser 127V ou 220V e estão agrupadas em um compartimentos com 9 componentes, tendo cada um destes 350W (ou Var, dependendo do tipo de carga) de potência quando alimentados em 220V e uma chave para controle, conforme mostrado na figura 30.

Figura 30 – Foto das cargas utilizadas para ensaio de precisão



Fonte: do autor, 2016.

As cargas foram ligadas em paralelo, com tensão de 127V (monofásica) e, a partir do acionamento das chaves, os valores de carga foram variados, sendo registrados os valores de energia ativa fornecidos pelos dois medidores (referência e protótipo desenvolvido), conforme apresentado na tabela 3.

Tabela 3 – Comparação da medição de energia ativa (medidor referência x protótipo desenvolvido)

Corrente (A)	FP	AE200(kWh)	Protótipo (kWh)	Erro (%)
0,88	1	1×10^{-2}	$1,014 \times 10^{-2}$	1,4
0,97	0,48 indutivo	1×10^{-2}	$0,9994 \times 10^{-2}$	-0,06
1,0	0,46 capacitivo	1×10^{-2}	$0,983 \times 10^{-2}$	-1,7
5,2	1	1×10^{-1}	$1,008 \times 10^{-1}$	0,8
5,2	0,54 indutivo	1×10^{-1}	$1,0003 \times 10^{-1}$	0,03
5,4	0,46 capacitivo	1×10^{-1}	$1,007 \times 10^{-1}$	0,7
10,2	1	1×10^{-1}	$1,0035 \times 10^{-1}$	0,35
10	0,64 indutivo	1×10^{-1}	$0,983 \times 10^{-1}$	-1,7
9,8	0,66 capacitivo	1×10^{-1}	$0,987 \times 10^{-1}$	-1,3

Fonte: do autor, 2016

A partir dos dados da tabela 3, é possível verificar que o medidor pode ser classificado na categoria de precisão A do INMETRO, com erros na faixa de $\pm 2\%$, sendo que o erro absoluto médio é de 0.89%.

5.1.5 Testes de comunicação Wi-Fi

Por se tratar de um equipamento de comunicação sem fio, testes para determinação de alcance máximo foram propostos, de forma a delimitar a possibilidade de uso desta solução.

Dois testes foram realizados, sendo o primeiro deles baseado nos níveis de sinal recebidos pelo módulo *Wi-Fi* do medidor e um teste prático de recepção dos dados pelo servidor *ThingSpeak*.

No primeiro deles, através do comando para procura de redes *Wi-Fi* do ESP8266 (AT+CWLAP), foi verificado o nível de sinal recebido pelo roteador e afastando-se do local de instalação até que não fosse possível visualizar a rede.

Em um segundo teste, o de funcionamento prático, de maneira semelhante ao primeiro, ao distanciar-se do ponto de acesso foi verificado o recebimento dos dados enviados pelo medidor em tempo real no site de monitoramento.

Uma análise combinada foi elaborada através da tabela 4, onde o nível de sinal (RSSI) recebido foi registrado e no segundo teste na qual a cor verde representa aprovação (recebimento dos dados no servidor) e vermelho reprovação. À partir de 18 metros o medidor não conseguiu receber sinal do ponto de acesso e portanto não conseguiu enviar os dados para o servidor.

Tabela 4 – Testes para determinação de alcance máximo

Distância(m)	1	5	10	16	18
RSSI(dBm)	-44	-56	-79	-86	-

Fonte: do autor, 2016

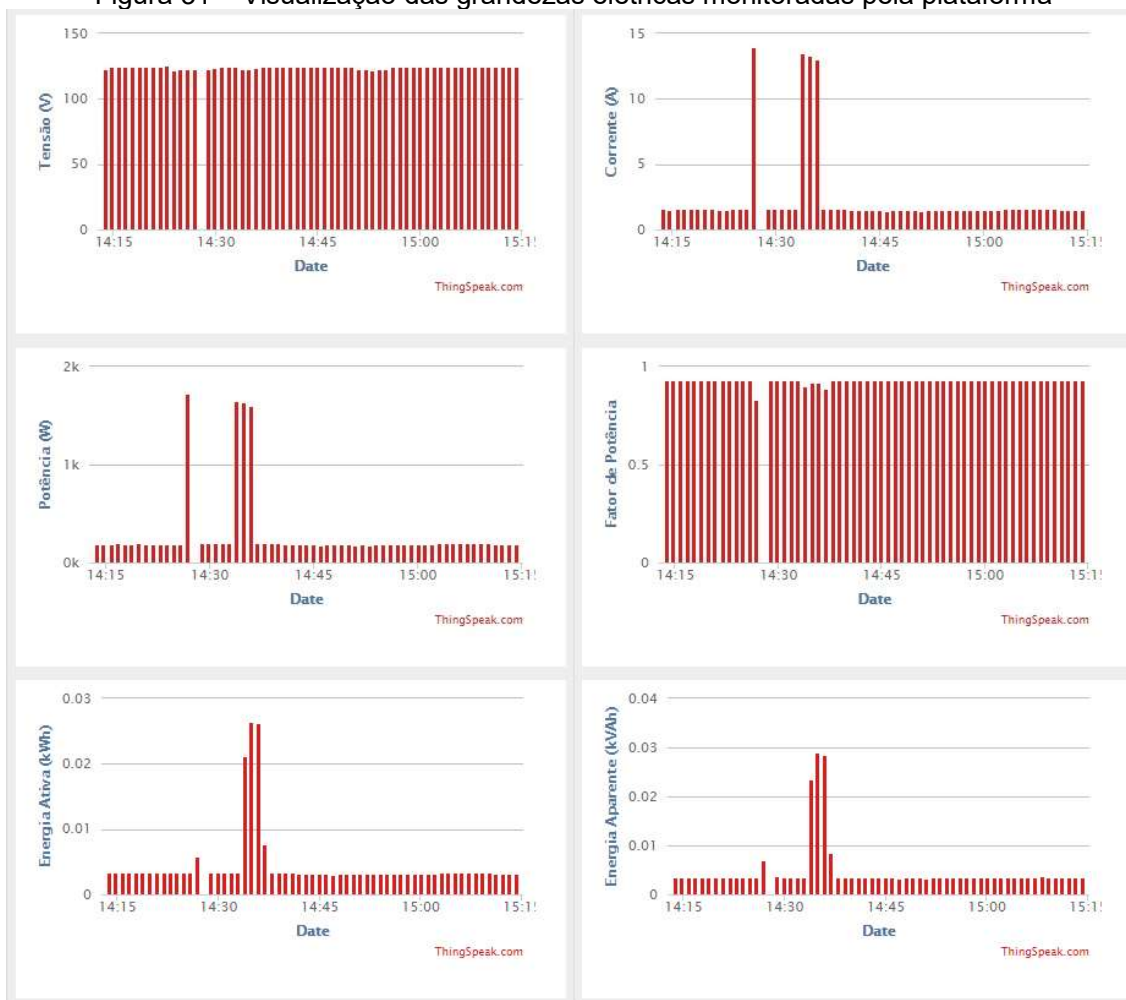
O medidor foi instalado a 3 metros de distância do roteador, entretanto como verificado na tabela 4 poderia ser instalado até 16 metros do ponto de acesso *wireless* sem prejuízo ao seu funcionamento.

5.1.6 Monitoramento de grandezas elétricas

Conforme descrito no Capítulo 4, através da plataforma de Internet das Coisas, *ThingSpeak*, é possível monitorar até 8 grandezas por canal, sendo, neste trabalho, monitorados os seguintes parâmetros, conforme apresentado na figura 31:

tensão, corrente, potência instantânea, energia ativa, energia aparente e fator de potência.

Figura 31 – Visualização das grandezas elétricas monitoradas pela plataforma



Fonte: do autor, 2016

As medidas de tensão, corrente e potência aparente são instantâneas, enquanto o valor da energia ativa e aparente é o acumulado durante um minuto e o fator de potência é também referente ao intervalo de um minuto.

O monitoramento de grandezas além de energia elétrica ativa, que é o principal componente do projeto, foi realizado para demonstrar a possibilidade de supervisionar outros parâmetros, que possam ser importantes para as concessionárias de energia elétrica.

Outra possibilidade é a realização de estudos combinados, de forma a encontrar relação entre variáveis como temperatura e consumo de energia elétrica

ou qualquer outra variável que possa apontar resultados que possibilitem melhorias da eficiência energética.

5.2 Avaliação da adesão à tarifa branca

Como exposto no Capítulo 3, para medição na modalidade tarifária horária, o consumo de energia deve ser dividido em postos tarifários, e, para isso, um *plugin* foi criado no *ThingSpeak*, de modo que, a partir de data de início e término das medições, é realizada uma busca de dados no servidor e, então, determinado o consumo para cada posto, conforme mostrado na figura 32.

Figura 32 – Consumo de energia em cada posto tarifário



Fonte: do autor, 2016

É importante ressaltar que as datas de início e término das medições são configuráveis, permitindo, ao usuário, flexibilidade para consulta, uma vez que o faturamento nem sempre ocorre no primeiro dia de cada mês. Além disso, é possível o acompanhamento diário, semanal, ou em qualquer outro período desejado.

Para demonstrar o funcionamento do sistema e realizar a avaliação de potencial ganho financeiro do consumidor com a adoção da Tarifa Branca, dois protótipos do medidor proposto neste trabalho foram instalados em residências diferentes, sendo as principais características de cada uma delas descritas a seguir:

- Residência A: 3 habitantes, aquecimento de água para banho através de sistema a gás natural e lavadora de roupas sem aquecimento de água.

- Residência B: 2 habitantes, utilização de chuveiro elétrico e lavadora de roupas com aquecimento de água.

O critério de escolha das residências para realizar o teste de avaliação foi a disponibilidade para instalação do medidor, por possuírem áreas de construção relativamente semelhantes (45m² e 49m² respectivamente) e, por possuírem eletrodomésticos, em sua maioria, equivalentes. As diferentes formas de aquecimento de água para o banho foram propositalmente escolhidas para também analisar o impacto do chuveiro elétrico, conhecido como grande responsável pelo consumo de energia elétrica nas residências.

Como ambas as residências estão localizadas na cidade de Campinas, na área de concessão de distribuição da CPFL Paulista (Companhia Paulista de Força e Luz), a análise foi realizada considerando os valores de tarifa, segundo a última revisão tarifária, como apresentado na tabela 5.

Tabela 5 – Tarifas de energia (CPFL Paulista) para consumidores residenciais

Subgrupo	Posto Tarifário	Tarifa	
		Convencional	Branca
		R\$/MWh	R\$/MWh
B1(< 2.3kV - Residencial)	Ponta	267,12	477,91
	Intermediário	267,12	303,44
	Fora de Ponta	267,12	223,95

Fonte: ANEEL, 2013

Para avaliar se existe vantagem financeira ao consumidor na adesão à Tarifa Branca, outro *plugin* foi criado, de modo a calcular o percentual de consumo de energia elétrica em cada posto tarifário, facilitando, assim, a avaliação, uma vez que, dessa forma, o cálculo fica independente do consumo (em MWh) e sim do percentual de utilização de energia elétrica em cada posto tarifário.

Dessa forma, três importantes constantes podem ser retiradas da tabela 5, que são as relações entre a tarifa convencional e as tarifas fora de ponta, intermediária e ponta, conforme as equações a seguir:

$$R_{fp} = \frac{t_{fp}}{t_c} \quad (5)$$

$$R_{int} = \frac{t_{int}}{t_c} \quad (6)$$

$$R_p = \frac{t_p}{t_c} \quad (7)$$

Onde R_{fp} é a relação entre a tarifa fora de ponta e a tarifa convencional, R_{int} é a relação entre a tarifa intermediária e a tarifa convencional, R_p é a relação entre a tarifa de ponta e a tarifa convencional, t_{fp} é a tarifa fora de ponta (R\$223,95/MWh), t_{int} é a tarifa intermediária (R\$303,44/MWh), t_p é a tarifa de ponta (R\$477,91/MWh) e t_c é a tarifa convencional (R\$267,12/MWh).

As relações são apresentadas na tabela 6.

Tabela 6 – Relações entre tarifas

R_{fp}	R_{int}	R_p
0,838	1,135	1,789

Fonte: do autor, 2016

Com estas relações calculadas, é possível equacionar a relação que verifica se a adesão à Tarifa Branca é vantajosa ou não, como demonstrado nas inequações (8) e (9).

$$R_{fp} * p_{fp} + R_{int} * p_{int} + R_p * p_p < 1 \quad (8)$$

Onde p_{fp} é o percentual de consumo no período fora de ponta, p_{int} é o percentual de consumo no período intermediário e p_p é o percentual de consumo no período de ponta.

Substituindo as relações apresentadas na tabela 6, tem-se:

$$0,838 * p_{fp} + 1,135 * p_{int} + 1,789 * p_p < 1 \quad (9)$$

Caso a inequação (9) seja verdadeira, o consumidor terá vantagem, do ponto de vista financeiro, em aderir à Tarifa Branca.

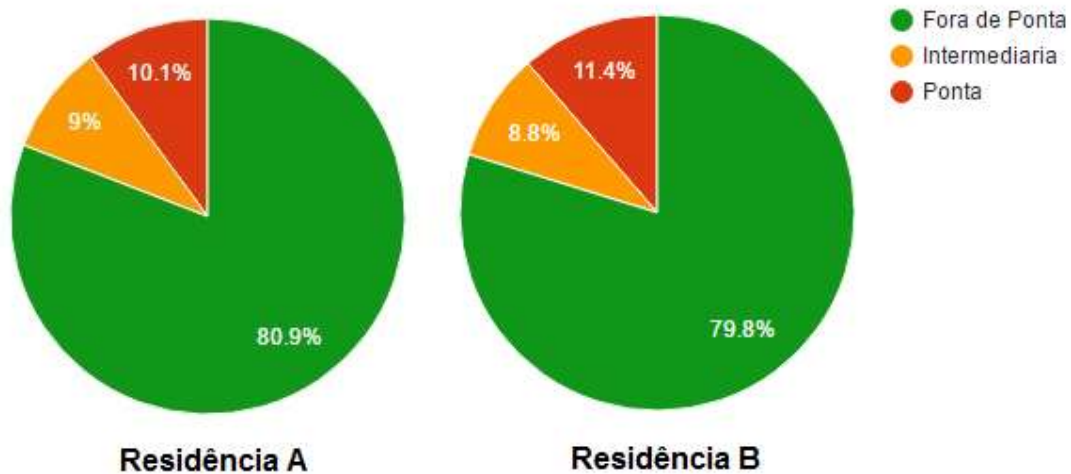
O desconto na conta de energia, com relação a tarifa convencional, pode ser expresso pela equação (10):

$$Desconto = 1 - (0,838 * p_{fp} + 1,135 * p_{int} + 1,789 * p_p)$$

O período de coleta de dados de medição nas residências foi o mesmo, entre 15/10/2016 e 15/11/2016, com o horário de ponta entre 18 e 21 horas. Para os

dados coletados, foram obtidos os seguintes percentuais de consumo em cada posto tarifário, conforme ilustrado na figura 33.

Figura 33 – Porcentagem de consumo em cada posto tarifário



Fonte: do autor, 2016

Aplicando a equação (9), tem-se:

Residência A:

$$\begin{aligned}
 0,838 * p_{fp} + 1,135 * p_{int} + 1,789 * p_p &< 1 \\
 0,838 * 0,809 + 1,135 * 0,09 + 1,789 * 0,101 &< 1 \\
 0,961 &< 1
 \end{aligned}$$

Residência B:

$$\begin{aligned}
 0,838 * p_{fp} + 1,135 * p_{int} + 1,789 * p_p &< 1 \\
 0,838 * 0,798 + 1,135 * 0,088 + 1,789 * 0,114 &< 1 \\
 0,973 &< 1
 \end{aligned}$$

A residência A teve um consumo total de 135.95kWh, e a conta de energia corresponderia à 96.1% quando comparado com a tarifa convencional, já a residência B consumiu 184.38kWh e a adoção da Tarifa Branca corresponderia a 97.3% da tarifa monômnia.

Pode-se observar que em ambos os casos a Tarifa Branca proporcionaria um decréscimo na conta de energia dos consumidores, sendo o desconto de 3.9% e 2.7% nas residências A e B respectivamente.

O desconto observado na residência B foi ligeiramente menor quando comparado com a residência A, e a explicação para tal diferença, é a maior utilização da energia elétrica em períodos de ponta (10,1% x 11,4%), estando portanto associado aos hábitos de consumo dos moradores.

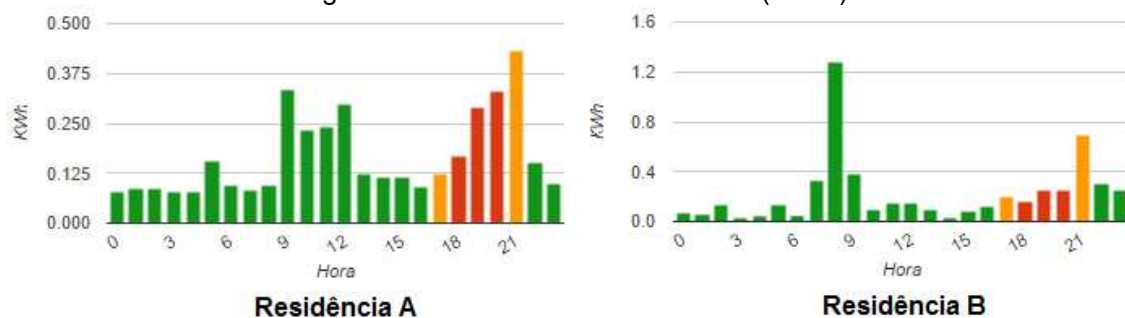
Cabe salientar que em nenhum momento os habitantes de ambas as residências modificaram seus hábitos de consumo e portanto este resultado demonstra apenas o estado atual.

Outro ponto importante a ser considerado é que a coleta de dados foi realizada em um intervalo de tempo durante a primavera, que na cidade de Campinas apresenta temperaturas amenas, como na maioria dos meses do ano, acarretando em utilização do chuveiro na posição verão, ou em qualquer outra que não utilize a máxima potência do chuveiro.

A importância de um sistema como esse para avaliação de adesão à Tarifa Branca fica ainda mais evidente quando se leva em conta as diferenças de temperatura em cada estação. No inverno, quando as temperaturas são mais baixas, há uma maior utilização do chuveiro elétrico em seu modo de maior consumo. Caso isso ocorra em horários de ponta ou intermediário, pode desfavorecer financeiramente o consumidor, ao ponto até de não trazer benefício na adesão da Tarifa Branca. Portanto, mais que uma estação deve ser considerado para análise, visto que durante o ano os padrões de consumo podem ser diferentes.

Durante o desenvolvimento do projeto, ficou evidenciado que caso o usuário queira de fato mudar seus hábitos de consumo, uma análise mais ampla precisa ser realizada, e, para isso, um outro *plugin* foi criado. Neste, como ilustrado na figura 34, o consumo de energia elétrica acumulado é apresentado em cada hora do dia, permitindo um monitoramento mais detalhado, por parte do usuário.

Figura 34 – Curva de consumo diária (07/11)



Fonte: do autor, 2016

Através deste *plugin*, no qual é possível selecionar o dia a ser observado, o usuário consegue acompanhar o consumo por hora e, assim, comparar diariamente se a mudança de hábitos pode transferir o consumo para horários fora de ponta.

6 CONCLUSÃO

Por meio de plataformas *open source* foi possível desenvolver um medidor de energia, utilizando método não invasivo (transformador de corrente) e, com interface *web*, de forma que o consumidor possa monitorar seu consumo de energia elétrica. Os resultados obtidos a partir de testes realizados, comparando o protótipo desenvolvido com um medidor disponível comercialmente, atestam que o projeto desenvolvido atende à tolerância requerida pelo INMETRO e às exigências da ANEEL para medição de faturamento na Tarifa Branca.

De modo a obter uma rede de energia mais eficiente, tarifas horárias de diferentes formas têm sido utilizadas em todo o mundo, tendo em vista a perspectiva de ganho com modalidades tarifárias deste gênero. Entretanto, cabe salientar que não apenas políticas de incentivo (tarifas horárias) e dispositivos (medidores de energia) são capazes de tornar a rede mais eficiente, e sim o conjunto desses fatores associados à disposição dos cidadãos que consomem a energia elétrica em mudarem seus hábitos de consumo.

Neste sentido, este trabalho apresentou, também, um método, desenvolvido para avaliação da adesão à Tarifa Branca por parte dos consumidores residenciais de energia elétrica.

Este método permite, ainda, subsidiar as concessionárias de energia e a ANEEL no momento de realizar as revisões tarifárias, uma vez que se a Tarifa Branca não trazer vantagem financeira ao consumidor, certamente não haverá uma adesão significativa a esta modalidade tarifária e, conseqüentemente não haverá redução importante nos picos de consumo de energia.

O somatório de custo dos principais e mais custosos componentes do módulo medidor (circuito integrado medidor, microcontrolador e módulo *Wi-Fi*) são estimados em torno de R\$30, quando adquiridos em grandes quantidades e, desta forma, possibilitando ser uma opção economicamente viável para implementação.

Como trabalhos futuros, sugere-se agregar inteligência ao dispositivo de forma que efetue decisões autônomas, como o desligamento de determinadas cargas que não necessitem estar ligadas ou até mesmo que ocorra chaveamento da fonte geradora, em casos que utilizem geração distribuída na residência, visando obter a máxima eficiência energética e menor custo para o consumidor.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. **Tarifas de Energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 16 ago. 2016.

ANCILLOTTI, Emilio; BRUNO, Raffaele; CONTI, Marco. The role of communication systems in smart grids: Architectures, technical solutions and research challenges. **Computer Communications**, v. 36, p.1665-1697, 19 set. 2013.

ANALOG DEVICES. Disponível em: <www.analog.com>. Acesso em: 05 de Mai. de 2015.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**. Módulo 7 Estrutura Tarifária das Concessionárias de Energia. Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais, revisão 2.1. Jun. 2016a.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 21 junho 2016b.

ANEEL. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 03 fevereiro 2016c.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 733, DE 6 DE SETEMBRO DE 2016** - Estabelece as condições para aplicação da modalidade tarifária horária branca. Set. 2016d.

ANEEL. **PRODIST**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 08 maio 2016e.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 5 – Sistemas de Medição, revisão 4. Jul. 2016f.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010** - Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Set. 2010.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 502, DE 7 DE AGOSTO DE 2012** - Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. Ago. 2012.

ANEEL. **Nota Técnica nº 42/2013-SRE-SRD/ANEEL**. Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Estrutura Tarifária (CPFL Paulista). Fev. 2013.

ARDUINO. Disponível em: <www.arduino.cc>. Acesso em: 05 de Mai. de 2015.

BARBOSA, Pedro; BRITO, Andrey; ALMEIDA, Hyggo. A Technique to provide differential privacy for appliance usage in smart metering. **Information Sciences**, v. 370, p. 355-367. ago. 2016.

BHATT, Jignesh; SHAH, Vipul; JANI, Omkar. An instrumentation engineer's review on smart grid: Critical applications and parameters. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p.1217-1239, set. 2014.

BRASIL. **Programa Nacional de Banda Larga (PNBL)**. Disponível em: <<http://www.mc.gov.br/programa-nacional-de-banda-larga-pnbl>>. Acesso em: 21 ago. 2016.

CAIRES, Luis Eduardo. **Aplicação de Redes Inteligentes nas Instalações Elétricas Residenciais**. 2012. 184 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

CESÁRIO JÚNIOR, José Maria. **Um Medidor de Energia Elétrica Integrado em Redes de Comunicação**. 2014. 81 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia e Área de Concentração em Sistemas de Informação e Comunicação) - Universidade Estadual de Campinas, Limeira, 2014.

COLAK, Ilhami. Introduction to Smart Grid. **2016 International Smart Grid Workshop And Certificate Program (ISGWCP)**, mar. 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

COLAK, Ilhami et al. Smart grid projects in Europe: Current status, maturity and future scenarios. **Applied Energy**, v. 152, p.58-70, maio 2015.

CUNHA, Antonio Paulo da. **Bases Conceituais da Implantação de Redes Elétricas Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2011. 114 f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

DELFANTI, Maurizio et al. A2A project: A practical implementation of smart grids in the urban area of Milan. **Electric Power Systems Research**, v. 120, p.2-19, dez. 2014.

D-LINK. Disponível em: <<https://dlink-manuals.org/dlink-di-524-user-manual/1/>>.

Acesso em: 02 jun. 2016.

FARUQUI, Ahmad; HARRIS, Dan; HLEDIK, Ryan. Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. **Energy Policy**, v. 38, p.6222-6231, 01 jul. 2010.

FUGITA, Sergio D. et al. Hall sensors applied as transducers to smart meters in the context of power quality. **IEEE PES Conference On Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America) 2013**, [s.l.], p.1-5, abr. 2013. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE).

FUGITA, Sergio. D. **Smart Meter integrado a analisador de qualidade de energia para propósitos de identificação de cargas residenciais**. 2014. 126 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

HAIDER, Haider Tarish; SEE, Ong Hang; ELMENREICH, Wilfried. A review of residential demand response of smart grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p.166-178, jan. 2016.

HARNEY, Austin. Smart Metering Technology Promotes Energy Efficiency for a Greener World. **Analog Dialogue**, v. 43, jan. 2009.

INMETRO. **Portaria Inmetro nº 587 de 05 de novembro de 2012**: Duque de Caxias, 2012. 69 p.

KABALCI, Yasin. A survey on smart metering and smart grid communication. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p.302-318, maio 2016.

KIM, Sung Tai et al. An analysis on the effectiveness of a smart grid test-bed project: The Korean case. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p.868-875, jan. 16.

LEITE, Davi Rabelo Viana. **Medidores Eletrônicos: Análise De Viabilidade Econômica No Contexto Das Redes Inteligentes**. 2013. 81 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2013.

LIMBERGER, Marcos Alexandre Couto; SOUZA, Reinaldo Castro; CALILI, Rodrigo Flora. Estudo da Tarifa Branca para Classe Residencial pela Medição de Consumo de Energia e de Pesquisas de Posse de Hábitos. **XLVI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, Salvador-BA, p.1075-1086, set. 2014.

MORO, Jefferson Zortéa. **Medidor de Consumo de Energia Elétrica Descentralizado e com Interface Web**. 2013. 66 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Área de Concentração Eletrônica, Microeletrônica e Optoeletrônica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

MUZMAR, M. A. R. et al. Time of Use pricing for residential customers case of Malaysia. **2015 IEEE Student Conference on Research and Development (SCoReD)**, p.589-593, dez. 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

NAKADA, Tatsuhiko; SHIN, Kongjoo; MANAGI, Shunsuke. The effect of demand response on purchase intention of distributed generation: Evidence from Japan. **Energy Policy**, v. 94, p.307-316, jul. 2016.

NIST. **NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0**. 2016. Disponível em: <dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.1108r3>. Acesso em: 05 maio 2016.

REDDY, K. Srinivas et al. A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, p.180-192, out. 2014.

SANTO, Katia Gregio di et al. A review on smart grids and experiences in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p.1072-1082, ago. 2015.

SILVA, Rodrigo V da; AFFONSO, Carolina M. Demand Side Management of a Residential System using Simulated Annealing. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 5, p.1355-1360, maio 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

SOUZA, Wesley Angelino de et al. Power Quality, Smart Meters and Additional Information from Different Power Terms. **IEEE Latin America Transactions**, v. 13, n. 1, p.158-165, jan. 2015. Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE).

SPARKFUN. Disponível em: <<https://www.sparkfun.com/products/13678>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

SUN, Qie et al. A Comprehensive Review of Smart Energy Meters in Intelligent Energy Networks. **IEEE Internet of Things Journal**, v. 3, n. 4, p.464-479, ago. 2016. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

THAKUR, Jagruti; CHAKRABORTY, Basab. A study of feasible smart tariff alternatives for smart grid integrated solar panels in India. **Energy**, v. 93, p.963-975, out. 2015.

TORRITI, Jocopo. Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand peak shifting in Northern Italy. **Energy**, v. 44, p.576-583, jul. 2012.

THINGSPEAK. Disponível em: <<https://thingspeak.com/channels/126055>>. Acesso em: 13 ago. 2016.

YANG, Liu et al. Electricity time-of-use tariff with consumer behavior consideration. **International Journal Of Production Economics**, v. 146, n. 2, p.402-410, mar. 2013.

YDHC. **100A Split core current transformer SCT-013**. Disponível em: <<http://www.yhdc.com/en/product/320/>>. Acesso em: 22 set. 2015.